



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Introdução de um Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico num Equipamento Coletivo

MAFALDA DE ALMEIDA DE CASTRO GUIMARÃES BARROS

(Licenciada em Engenharia Eletrotécnica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia

Eletrotécnica – Ramo de Energia

(Documento Final)

Orientador:

Professora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Professora Cristina Inês Camus

Dezembro 2020



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Introdução de um Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico num Equipamento Coletivo

MAFALDA DE ALMEIDA DE CASTRO GUIMARÃES BARROS

(Licenciada em Engenharia Eletrotécnica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Eletrotécnica – Ramo de Energia

(Documento Final)

Orientador:

Professora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Professora Cristina Inês Camus

Dezembro 2020

Dissertação realizada sob orientação de:

Professora Cristina Inês Camus
Professora Adjunta da Área Departamental
de Engenharia de Eletrotécnica de Energia e Automação

Agradecimentos

Em primeiro lugar, queria agradecer a esta tão maravilhosa e subestimada instituição, o Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, onde fui tão bem recebida e me proporcionou as bases fundamentais para o futuro.

Seguidamente, queria agradecer à minha orientadora, Professora Doutora Cristina Camus, cujo saber, disponibilidade e estímulo foram essenciais ao desenvolvimento da dissertação.

Um agradecimento muito especial e sentido à minha família, principalmente aos meus pais, pela paciência, apoio, carinho e disponibilidade a nível emocional, logístico e financeiro, ao longo de todo o meu percurso não só a nível académico como de vida. Foram e serão sempre o meu maior exemplo.

Queria agradecer ainda ao Centro Popular d'Espie Miranda pela sua colaboração e por toda a informação que me disponibilizou, indispensável para realizar este projeto.

Porque um percurso académico nunca se faz sozinho e a ajuda mútua é essencial para sermos bem-sucedidos, agradeço aos colegas que me acompanharam e venceram comigo esta jornada, em especial, ao meu colega e amigo, Luís Nunes, pelo suporte, ajuda, paciência e amizade ao longo destes anos.

Um agradecimento de coração ao meu namorado, Afonso Godinho, por todo o apoio nesta montanha-russa académica, por ter estado presente nos momentos bons, mas principalmente por toda a dedicação e compreensão nos momentos menos bons.

Agradeço a todos os meus amigos por me fazerem lembrar que nem tudo na vida é trabalho e que todos nós também precisamos dos nossos momentos de descontração para sermos felizes.

A todos, um enorme obrigada.

Resumo

A presente dissertação teve como objetivo fazer um estudo técnico-económico de um sistema de autoconsumo fotovoltaico, num equipamento coletivo, mais precisamente, numa IPSS.

A principal característica deste projeto é que a sua implementação prática já existe, deste modo, através da utilização dos mesmos materiais e mesmas condições de radiação e temperatura, fez-se uma comparação do modelo teórico utilizado com o existente à priori, podendo assim validar os resultados obtidos, por método comparativo, e provar a precisão dos modelos utilizados no presente trabalho.

Ao fazer-se a comparação dos valores teóricos obtidos com os valores exatos verifica-se que a energia anual produzida pelo sistema PV tem 1% de erro em relação ao valor prático, o autoconsumo 2,7% e a autonomia 3,7%. Em termos anuais, estes erros refletem-se numa diferença na poupança anual na fatura de energia em cerca de 108€, tratando-se o valor total da poupança anual à volta de 11280€.

Em acrescento, foi introduzido um estudo de armazenamento através da adição de baterias, onde foram testadas várias hipóteses, a fim de encontrar uma solução economicamente mais viável que a já existente na prática.

Com a adição de baterias, apesar de não haver um aumento da energia anual produzida, houve um aproveitamento da mesma, onde foi priorizado o armazenamento da energia para consumo em deterioramento da venda de mesma. Deste modo, dimensionou-se o número de baterias capaz de armazenar energia até haver um aproveitamento total do autoconsumo, passando de 70,2% para 100%, aumentando igualmente a autonomia de 28,2% para 40%.

Ao longo do projeto, através dos resultados obtidos tanto a nível energético como económico, são evidenciadas as vantagens e inconvenientes de uma crescente libertação da rede, por parte dos consumidores, concluindo-se que, apesar de vantajoso, em termos energéticos, a utilização de baterias ainda não é a solução mais viável em termos económicos.

Palavras-chave: Energias renováveis, painéis fotovoltaicos, baterias, autoconsumo, avaliação económica

Abstract

The present dissertation's objective is to make a technical-economic study of a photovoltaic self-consumption system, in a collective equipment, more precisely, in an IPSS.

The main characteristic of this project is that its practical implementation already exists, therefore, a comparison was made between the results obtained from the theoretical PV model and the real values from the practical system implemented. The same materials and the same radiation and temperature conditions were used to validate the results obtained.

When comparing the theoretical values obtained with the exact values, it appears that the annual energy produced by the PV system has 1% error in relation to the practical value, the self-consumption 2.7% and the self-sufficiency 3.7%. In annual terms, these errors are reflected in a difference in the annual savings in the energy bill of around 108€, considering the total value of the annual savings around 11280€.

In addition, a battery storage study was introduced, where several hypotheses were tested, to find the more economically viable solution.

With the use of batteries, there was a greater use of the energy produced by the PV system where part of the energy that was sold to the electricity grid was stored for self-consumption. Therefore, the number of batteries capable of storing the total energy produced by the PV system was dimensioned. The results of self-consumption went from 70.2% to 100% and the self-sufficiency from 28.2% to 40%.

Throughout the project, through the results obtained, both in terms of energy and economics, the advantages and disadvantages of an increasing release of the network by prosumers were highlighted, concluding that, although advantageous, in terms of energy, the use of batteries is still not the most economically viable solution.

Key-words: Renewable energies, photovoltaic panels, batteries, self-consumption, economic evaluation

Índice Geral

1.	Introdução	23
1.1.	Enquadramento.....	23
1.2.	Motivação.....	24
1.3.	Objeto de Estudo	24
1.4.	Estrutura do Documento.....	25
2.	Estado de Arte	28
2.1.	A Evolução da Célula Solar – Contextualização Histórica	28
2.2.	Mercado Fotovoltaico	30
2.2.1.	Características do sistema fotovoltaico que afetam o mercado.....	31
2.2.1.1.	Eficiência	31
2.2.1.2.	Custo	32
2.2.1.3.	Durabilidade.....	32
2.2.1.4.	Ambiente.....	32
2.3.	Recurso Solar	33
2.3.1.	Geometria Sol-Terra.....	34
2.3.2.	Radiação solar sobre a Terra	36
2.4.	Células Solares	37
2.4.1.	Tecnologia.....	39
2.4.1.1.	Primeira Geração de Células Solares Fotovoltaicas.....	39
2.4.1.1.1.	Silício Cristalino	39
2.4.1.1.1.1.	Silício monocristalino (m-Si).....	40
2.4.1.1.1.2.	Silício policristalino (p-Si).....	40
2.4.1.1.2.	Arseneto de Gálio (GaAs).....	40
2.4.1.2.	Segunda Geração de Células Solares Fotovoltaicas.....	41
2.4.1.2.1.	Silício Amorfo (a-Si)	41
2.4.1.2.2.	Silício Microcristalino(μ c-Si):.....	41
2.4.1.2.3.	Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)	42
2.4.1.2.4.	Disseleneto de Gálio Índio de Cobre (CIGS).....	42

Índice Geral

2.4.1.2.5.	CádmioTelúrico (CdTe).....	42
2.4.1.3.	Terceira Geração de Células Solares Fotovoltaicas	43
2.4.1.3.1.	Células Solares Sensibilizadas a Corantes	43
2.4.1.3.2.	Células Solares Perovskita	44
2.4.1.3.3.	Células solares orgânicas	44
2.4.1.3.4.	Células solares de ponto quântico	45
2.4.1.3.5.	Células Solares de Múltiplas Junções	45
2.4.1.4.	Quarta Geração de Células Solares Fotovoltaicas	46
2.4.1.4.1.	Grafeno	46
2.4.1.4.2.	Nanotubos de Carbono.....	46
2.4.1.5.	Resumo	47
2.5.	Módulos Fotovoltaicos	47
2.5.1.	Interligação entre módulos	47
2.5.1.1.	Ligação em série	47
2.5.1.2.	Ligação em paralelo	48
2.5.2.	Sombreamento.....	48
2.5.2.1.	Díodos de Desvio.....	48
2.5.2.2.	Díodos de bloqueio	49
2.6.	Baterias Recarregáveis	50
2.6.1.	Princípio de funcionamento.....	50
2.6.2.	Tipo de baterias de armazenamento	51
2.6.2.1.	Bateria de ácido de chumbo	51
2.6.2.2.	Baterias de Níquel Cádmio (Ni-Cd).....	52
2.6.2.3.	Baterias Ião Lítio.....	52
2.7.	Reguladores de Carga.....	53
2.7.1.	Regulador Série	54
2.7.2.	Regulador Paralelo ou “Shunt”	54
2.7.3.	Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking).....	55
2.8.	Inversores	55

Índice Geral

3. Metodologia	58
3.1. Tipo de Sistemas Fotovoltaicos.....	58
3.1.1. Sistemas Autônomos	58
3.1.2. Sistemas Ligados à Rede Elétrica	59
3.1.3. Sistemas Híbridos.....	59
3.2. Modelização Matemática - Modelo de um Díodo e Três Parâmetros (circuito equivalente ideal)	60
3.2.1. Estudo dos pontos de funcionamento.....	61
3.2.1.1. Curto circuito	61
3.2.1.2. Circuito aberto.....	62
3.2.2. Aplicação do modelo de um díodo a três parâmetros.....	65
3.2.3. Influência da radiação incidente e temperatura	66
3.2.4. Influência da radiação incidente.....	66
3.2.5. Influência da temperatura da célula.....	67
3.2.6. Temperatura nominal de operação	68
3.2.7. Influência da temperatura e radiação na corrente inversa máxima de saturação 69	
3.2.8. Efeito do vento na temperatura dos módulos fotovoltaicos	70
3.2.8.1. Noct-Standard-Formula	70
3.2.8.2. Skoplaki	70
3.2.8.3. Koehl.....	71
3.2.8.4. Mattei	71
3.2.8.4.1. Mattei 1	71
3.2.8.4.2. Mattei 2	71
3.2.8.5. Kurtz	71
3.2.9. Cálculo da potência de saída	72
3.2.10. Energia Anual Produzida	73
3.3. Autoconsumo	73
3.3.1. Enquadramento.....	73
3.3.2. Definição	74

Índice Geral

3.3.3.	Remuneração.....	74
3.3.4.	Conceito Prático	75
3.3.5.	Fatores de melhoramento	76
3.4.	Dimensionamento de Baterias.....	78
3.5.	Avaliação económica	81
3.5.1.	Parametrização do Projeto.....	81
3.5.2.	Receita Bruta	82
3.5.2.1.	Poupança energética.....	82
3.5.2.2.	Venda de Energia.....	83
3.5.3.	Receita Líquida	83
3.5.4.	Cash-Flow	83
3.5.5.	Taxa de Atualização	84
3.5.6.	Indicadores Económicos	85
3.5.6.1.	Valor Atual Líquido (VAL).....	85
3.5.6.2.	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	86
3.5.6.3.	Período de Recuperação de Capital Investido (<i>Payback Period</i>)	86
3.5.6.4.	Custo Nivelado de Energia (LCOE)	86
4.	Caso de Estudo	89
4.1.	Introdução.....	89
4.2.	Centro Popular D'Espie Miranda.....	89
4.2.1.	Enquadramento.....	89
4.2.2.	Descrição Sumária do Equipamento Instalado no Imóvel	90
4.2.3.	Caracterização Energética	91
4.2.4.	Constituição Básica do Sistema Fotovoltaico Implementado	92
4.2.5.	Esquema da Implantação da UPAC	93
4.3.	Implementação do Modelo teórico.....	94
4.3.1.	Características dos elementos constituintes	94
4.3.2.	Energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico.....	95
4.4.	Construção do Perfil de Consumo.....	96

Índice Geral

4.5.	Autoconsumo e Autonomia.....	97
4.5.1.	Sem Armazenamento	97
4.5.2.	Com Armazenamento.....	97
4.6.	Modelização Gráfica	98
4.7.	Avaliação Económica.....	103
4.7.1.	Receitas	103
4.7.1.1.	Poupança	103
4.7.1.2.	Venda	105
4.7.2.	Custos	107
4.7.2.1.	Investimento.....	107
4.7.2.2.	Amortizações	107
4.7.2.3.	Custos de Operação e Manutenção	108
4.8.	Avaliação económica a 25 anos	108
5.	Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....	112
5.1	Conclusões	112
5.2.	Desenvolvimentos Futuros.....	113

Índice Geral

Índice de Tabelas

Tabela 4.1: Caracterização energética.....	92
Tabela 4.2: Características dos módulos fotovoltaicos implementados.....	94
Tabela 4.3: Características dos inversores implementados.....	94
Tabela 4.4: Características da localização e orientação do sistema fotovoltaico implementado	95
Tabela 4.5: Resultados obtidos para a energia anual produzida pelo sistema FV, consoante a influencia do vento na temperatura da célula e energia anual real retirada o "PIKO Solar Portal"	96
Tabela 4.6: Resultados obtidos do autoconsumo e autonomia sem introdução de baterias	97
Tabela 4.7: Características das baterias.....	98
Tabela 4.8: Resultados obtidos do autoconsumo e autonomia com introdução de baterias.....	98
Tabela 4.9: Poupança energética sem baterias	104
Tabela 4.10: Poupança energética com baterias.....	104
Tabela 4.11: Valor de venda de energia mensal sem baterias, teórico.....	105
Tabela 4.12: Valor de venda de energia mensal sem baterias, prático.....	106
Tabela 4.13: Valor de venda de energia anual com baterias	106
Tabela 4.14: Investimento sem baterias	107
Tabela 4.15: Investimento em baterias.....	107
Tabela 4.16: Amortizações.....	108
Tabela 4.17: Custos de operação e manutenção.....	108
Tabela 4.18: Avaliação económica a 25 anos	109

Índice de Tabelas

Índice de Figuras

Figura 2.1: Irradiação na Europa	33
Figura 2.2: Irradiação em Portugal, atualizado em agosto de 2019	34
Figura 2.3: Relações geométricas Sol/Terra [8].....	34
Figura 2.4: Declinação solar nos solstícios e equinócios [12].....	35
Figura 2.5: Posicionamento da terra em relação ao sol durante os equinócios e solstícios [12].	36
Figura 2.6: Componentes da radiação solar	37
Figura 2.7: Célula fotovoltaica [8]	38
Figura 2.8: Operação de um díodo de desvio [12]	49
Figura 2.9: Ligação dos díodos de desvio nos módulos fotovoltaicos [10]	49
Figura 2.10: Ligação de 4 séries dos módulos conectados em paralelo usando díodos de bloqueio [10]	50
Figura 2.11: Esquema representativo do inversor [10]	56
Figura 3.1: Sistema fotovoltaico autónomo [25].....	58
Figura 3.2: Sistema fotovoltaico com ligação à rede elétrica[25].....	59
Figura 3.3: Sistema fotovoltaico híbrido [25]	60
Figura 3.4: Esquema de um díodo e três parâmetros de uma célula fotovoltaica	60
Figura 3.5: Curva característica exemplo I-V e P-V de uma célula fotovoltaica [10]	62
Figura 3.6: Definição de fator de forma [10]	64
Figura 3.7: Influência da radiação incidente na curva característica I-V exemplo [10].....	66
Figura 3.8: Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [10]	67
Figura 3.9: Esquematização do autoconsumo para um dia de ano [32]	76
Figura 3.10: Sistema de ligação de baterias [32].....	78
Figura 4.1: Localização geográfica do C.P.E.M	90
Figura 4.2: Imagem do C.P.E.M	90
Figura 4.3: Esquema representativo da localização dos componentes constituintes da UPAC ..	93
Figura 4.4: Gráfico do perfil de consumo do C.P.E.M no dia 20 junho de 2018, retirado do "PIKO Solar Portal"	99
Figura 4.5: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M, sem baterias, para o dia 20 junho 2018.....	100
Figura 4.6: Gráfico do perfil de consumo do C.P.E.M no dia 20 junho de 2019, retirado do "PIKO Solar Portal"	101
Figura 4.7: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M para o dia 20 dezembro de 2018	101
Figura 4.8: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M, com baterias, para o dia 20 junho de 2018	102

Índice de Figuras

Lista de Acrónimos

AC	<i>Alternate Current</i>
AM	<i>Air Mass</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BTE	Baixa Tensão Especial
CI(G)S	Disseleneto de Cobre Índio e (Gálio)
C.P.E.M	Centro Popular D’Espie Miranda
CER	Comunidade de Engenharia Renovável
CNT	<i>Carbon Nanotubes</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DoD	<i>Deph of Discharge</i>
DSSCs	<i>Dye-sensitized Solar Cells</i>
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ERPI	Estrutura Residencial Para Idosos
EUA	Estados Unidos da América
FV	Fotovoltaico
IPSS	Instituições Particulares de Solidariedade Social
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
ISEL	Instituto Superior de Engenharia de Lisboa
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	Seguidor de Potência Máxima ou <i>Maximum Power Point Tracker</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OMIE	Operador do Mercado Elétrico
PERL	<i>Passivated emitter, rear locally diffused</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido
WRC	<i>World Radiation Center</i>

Lista de Acrónimos

Lista de Símbolos

A	Área da célula	m ²
Amortizações	Amortizações	€
a-Si	Silício amorfo	
c	Velocidade da luz	m/s
C_{bat}	Capacidade nominal da bateria	Ah
CdTe	Telureto de Cádmio	
CF_t	Cash-flow gerado pelo projeto	€
CF_{liq}	Cash-flow líquido	€
CO ₂	Dióxido de Carbono	
C_t	Custos líquidos	€
D	Constante	
E	Energia do fóton	eV
E_a	Energia Produzida Anualmente	Wh
E_{a-P}	Energia Produzida em horas de Ponta	kWh
E_{a-C}	Energia Produzida em horas de Cheia	kWh
E_{a-V}	Energia Produzida em horas de Vazio	kWh
E_{a-SV}	Energia Produzida em horas de Super Vazio	kWh
E_{arm}	Energia de armazenamento requerida pelas baterias	kWh
E_{bat}	Energia total armazenada pelas baterias	kWh
E_{capbat}	Energia existente na bateria	kWh
E_{capmax}	Energia referente à capacidade máxima	kWh
E_{capmin}	Energia referente à capacidade mínima	kWh
$E_{consumida}$	Energia consumida pela carga, por unidade de tempo	kWh
$E_{fornecida_m}$	Energia fornecida no mesmo 'm'	kWh
E_{FV}	Energia produzida pelo painel, por unidade de tempo	kWh
E_{rede}	Energia da rede que alimenta a carga, por unidade de tempo	kWh
E_{reder}	Energia que terá que ser suportada pela rede elétrica para alimentar a carga, após a introdução de baterias	kWh
$E_{vendida}$	Energia vendida à rede elétrica	kWh
FF	Factor de Forma	
G	Irradiância Incidente	W/m ²
G^r	Irradiância Incidente em condições STC	W/m ²
GaAs	Arseneto de Gálio	
G_{NOCT}	Irradiância definida para a medida NOCT	W/m ²
h	Constante de Plank	
h_w	Coefficiente de conversão de velocidade do vento	m/s
i	Taxa de Atualização	
i'	Número de horas do ano	
I	Intensidade de corrente	A
I_0	Corrente inversa máxima de saturação do díodo	A
I^r_0	Corrente inversa máxima de saturação do díodo em condições STC	A
I_{CC}	Corrente de curto-circuito	A
I^r_{CC}	Corrente de curto-circuito em condições STC	A
I_d	Corrente unidirecional que atravessa o díodo	A
I_j	Irradiação	J/m ²
I_{MP}	Corrente de máxima potência	A
I^r_{MP}	Corrente de máxima potência em condições STC	A
I_{PV}	Corrente gerada pelo sistema PV	A
i_{SR}	Taxa de juro sem risco	
I_t	Investimento no ano t	€
K	Constante de Boltzmann	J/K

Lista de Símbolos

k_t	Coeficiente térmico do módulo	$^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^{-2}$
$L(t)$	Consumo instantâneo de energia	Wh
$M(t)$	Parte instantaneamente sobreposta dos perfis de geração e carga	Wh
M	Fator de idealidade	
m'	Fator de idealidade equivalente	
m-Si	Silício monocristalino	
n	Número total de períodos de vida útil de projeto	
n_{bat}	Número de baterias necessárias para satisfazer a energia de armazenamento	
Nm	Número total de módulos	
N_s	Número de células ligadas em série	
N_T	Número total de células	
$OMIE_m$	Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal relativamente ao mês 'm'	€/kW
$O\&M$	Custos de Operação e Manutenção	€
P	Potência Elétrica	W
P_{AC}	Potência AC	W
P_{DC}	Potência DC	W
P_e	Poupança Energética	€
P_{MHP}	Poupança referente à potência média em horas de ponta	€
PP_{MHP}	Potência média em horas de ponta	kW
P_{MP}	Ponto de máxima potência	W
P_{MP}^r	Ponto de máxima potência em condições STC	W
p_r	Prémio de risco	
p-Si	Silício Policristalino	
$P(t)$	Geração instantânea de energia FV	Wh
Q	Carga elétrica do electrão	C
R_b	Receita bruta	€
R_L	Receita Líquida	€
R_{UPAC_m}	Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm'	€
SO ₂	Dióxido de Enxofre	
$S(t)$	Energia de armazenamento	Wh
S_T	Produção de Energia nominal por ano	kWh
T	Temperatura Absoluta da célula	$^{\circ}\text{C}$
T^r	Temperatura Absoluta da célula em condições STC	$^{\circ}\text{C}$
T_a	Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$
T_{aNoct}	Temperatura definida para a medida do NOCT	$^{\circ}\text{C}$
T_{C_P}	Tarifa contabilizada pelo comercializador no período de Ponta	€/kWh
T_{C_C}	Tarifa contabilizada pelo comercializador no período de Cheia	€/kWh
T_{C_V}	Tarifa contabilizada pelo comercializador no período de Vazio	€/kWh
T_{C_SV}	Tarifa contabilizada pelo comercializador no período de Super Vazio	€/kWh
t_i	Taxa de inflação	
T_{MHP}	Tarifa contabilizada pelo comercializador referente à potência média em horas de ponta	€/kWh
T_{Noct}	Temperatura nominal de operação	$^{\circ}\text{C}$
T_{R_P}	Tarifa contabilizada pela rede elétrica no período de Ponta	€/kWh
T_{R_C}	Tarifa contabilizada pela rede elétrica no período de Cheia	€/kWh
T_{R_V}	Tarifa contabilizada pela rede elétrica no período de Vazio	€/kWh
T_{R_SV}	Tarifa contabilizada pela rede elétrica no período de Super Vazio	€/kWh
$U_{PV}(v)$	Coeficiente de transferência de calor da superfície total do módulo	
$U_0; U_1$	Constantes de Koel	
v	Frequência do fotão	Hz
V	Tensão Simples	V

Lista de Símbolos

V_{bat}	Tensão nominal da bateria	V
V_{CA}	Tensão de Circuito Aberto	V
V^r_{CA}	Tensão de Circuito Aberto em condições STC	V
V_e	Venda de energia à rede elétrica	€
V_{MP}	Tensão de máxima potência	V
V^r_{MP}	Tensão de máxima potência em condições STC	V
V_T	Potencial Térmico	V
V^r_T	Potencial Térmico em condições STC	V
v_v	Velocidade do vento a 10 metros de altura	m/s
v_w	Velocidade do vento perto do módulo	m/s
Δt_{i_r}	Intervalo de tempo considerado	H
ε	Hiato do material característico da célula	eV
η	Rendimento da célula	
η^r	Rendimento da célula em condições STC	
η_{bat}	Eficiência da Bateria	
η_{inv}	Rendimento do Inversor	
η_{MPPT}	Rendimento do MPPT	
η_{total}	Rendimento Total	
θ^r	Temperatura da célula em condições STC	°C
$\mu c\text{-Si}$	Silício microcristalino	
φ_{SC}	Auto-consumo	
φ_{SS}	Autonomia	
β	Coefficiente de variação de V_{CA}	%/K
α	Coefficiente de variação de I_{CC}	%/K
γ	Coefficiente de variação de P_{MP}	%/K
β_a	Inclinação da superfície	°
θ	Ângulo de incidência da radiação solar	°
\emptyset	Latitude local	°
γ_a	Ângulo azimutal	°
ω	Ângulo horário	°
δ	Declinação solar	°
λ	Comprimento de onda	

Capítulo 1

Introdução

Neste primeiro capítulo, é feita uma abordagem introdutória ao tema objeto deste estudo. É efetuado o enquadramento do caso-estudo, bem como as motivações que levaram à realização do mesmo. São apresentados os objetivos e especificadas a organização e estrutura do documento.

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A eletricidade é um recurso essencial para o desenvolvimento e bem-estar da humanidade, e, por esse motivo, é possível interligar o padrão de vida de uma sociedade aos níveis de consumo de eletricidade. Com efeito, a eletricidade determinou/determina, direta e indiretamente, o desenvolvimento das sociedades no que respeita ao crescimento demográfico e tudo o que a ele está ligado, nomeadamente, o desenvolvimento tecnológico e económico. Podemos associar o desenvolvimento das sociedades humanas às necessidades crescentes de energia elétrica, fazendo com que a sua disponibilização e uso seja considerado uma necessidade básica global, mundial.

Como se sabe, a energia elétrica pode ser obtida a partir de diversos recursos e mediante diferentes métodos de produção, desde a combustão de matéria-prima até aos sistemas complexos dos reatores nucleares. Nos últimos 50 anos, a produção de eletricidade repercutiu-se na elevada utilização dos combustíveis fósseis, sendo que estes não representam uma opção sustentável, pois são um recurso não renovável, e têm contribuído para o deterioramento da nossa Casa Comum. Para dar resposta a este problema capital, acompanhando a progressiva preocupação e consciencialização das sociedades pelos problemas ambientais, impõe-se como desígnio civilizacional a introdução de fontes de energia renováveis e respetivos desenvolvimentos tecnológicos, como resposta para combater as políticas, económicas e ambientais, ligados à geração de eletricidade.

Sendo disponibilizada como um recurso inesgotável derivado da expectativa de vida do sol (aproximadamente 5000 a 10000 mil milhões de anos), apresentando-se disponível em qualquer parte do globo terrestre e manifestando-se como uma energia limpa e silenciosa, de entre as fontes de energia renováveis, a energia fotovoltaica é das opções mais utilizadas.

A captura de energia solar através de painéis fotovoltaicos a fim de produzir eletricidade é considerado um dos mais promissores mercados na área de energias renováveis. Devido ao seu rápido crescimento e aos altos níveis de lucratividade envolvidos, o mercado fotovoltaico tem sido muito disputado em todo o mundo, especialmente na Europa, China e Estados Unidos.

Nos últimos anos houve um aumento progressivo na instalação de parques fotovoltaicos de elevadas potências. O design destas instalações é essencial na obtenção de um maior desempenho na produção de eletricidade. Deste modo, é crucial otimizar a operacionalização e manutenção destes sistemas, maximizando a potencia de saída e a eficiência e desenvolvendo sistemas de acompanhamento e controlo onde seja facilmente detetado os baixos níveis de produção e falhas do sistema fotovoltaico.

1.2. **Motivação**

Portugal é um dos países europeus que apresenta condições mais favoráveis para a utilização em larga escala de energias renováveis. As energias provenientes de fontes renováveis, particularmente o Sol, são hoje uma alternativa credível e sustentável. Além de terem um impacto ambiental irrelevante em comparação com as energias convencionais, responsáveis pela produção de gases que geram o efeito de estufa e pela poluição do ar, da água e dos solos, têm a vantagem de apresentar uma excelente relação custo/benefício e podem ser um importante fator na promoção do emprego do país.

Em Portugal, a disponibilidade do recurso energético é elevada, tal como o potencial de aproveitamento. Isto não se deve apenas à localização geográfica privilegiada do país, que permite um elevado período de exposição solar anual, mas também porque a produção ocorre principalmente nas horas diurnas de maior consumo de eletricidade. A aposta nas tecnologias solares permite, para além de aumentar a incorporação de fontes de energias renováveis no consumo de energia elétrica, o fortalecimento da segurança energética nacional e contribui para o crescimento económico do país. Nesta perspetiva, o aproveitamento da energia solar através de sistemas fotovoltaicos distingue-se das outras energias renováveis por apresentar um elevado potencial de integração nas zonas urbanas, permitindo a produção descentralizada da energia.

Na área da economia social, onde a sustentabilidade económica de qualquer projeto anda par da sua sustentabilidade social e ambiental, o investimento numa solução fotovoltaica que, através da captação da energia solar, consiga cobrir uma parte substancial das necessidades de consumo em energia elétrica pode revelar-se como uma solução muito adequada para reduzir custos e ajudar a tornar mais sustentável a resposta social.

A dificuldade que este tipo de equipamentos sociais têm em conseguir obter receitas próprias suficientes que ajudem a tornar solvente e perene a sua atividade, uma solução que atue do lado dos custos, contribuindo para uma redução significativa da fatura da energia elétrica, é motivo bastante para uma solução fotovoltaica merecer estudo, reflexão e análise detalhadas, idealmente dimensionada e ajustada às necessidades, privilegiando a vertente do autoconsumo, naturalmente, incluindo soluções combinadas possíveis, prazos de retorno do investimento e ganhos globais que a solução potencia ou pode potenciar.

1.3. **Objeto de Estudo**

Os objetivos que integram a presente dissertação serão compreendidos em quatro etapas, as quais serão desenvolvidas e materializadas através da ferramenta computacional Excel.

Introdução

Primeiramente, será estudada qual a solução de cálculo teórica correspondente à potência de saída dos módulos fotovoltaicos que mais se aproxima dos valores reais do sistema fotovoltaico implementado.

Seguidamente, será dimensionado um sistema de armazenamento com baterias, e serão testadas várias hipóteses correspondentes a uma crescente libertação da rede, a fim de se perceber se existe alguma solução que torne o sistema fotovoltaico já existente mais rentável.

Posteriormente, serão analisados, em percentagem, os diferentes níveis de autoconsumo e autonomia nos vários estudos elaborados.

Por último, será feita uma análise económica para todos os caso-estudo e realizada a respetiva comparação, com o intuito de se perceber qual a solução economicamente mais viável.

1.4. Estrutura do Documento

O presente documento encontra-se dividido em cinco capítulos principais: Introdução, Estado da Arte, Metodologia, Caso de Estudo e, por fim, Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.

Para facilitar a leitura e orientação do documento, antes do desenvolvimento do mesmo, foram apresentados três índices, o geral, o de tabelas e o de figuras, bem como duas listas, a de acrónimos e de símbolos.

No primeiro capítulo, faz-se uma abordagem introdutória ao tema da dissertação: sistemas fotovoltaicos, indicando o seu enquadramento e respetivas motivações. São referidos os objetivos de estudo e a estruturação utilizada ao longo do documento,

No segundo capítulo está inserido o Estado de Arte, onde se apresenta um resumo de toda a investigação e trabalho realizado por parte de outros autores no âmbito dos componentes que constituem o sistema fotovoltaico, de modo a incorporar uma base teórica e científica no presente estudo. Toda a informação foi retirada de documentos, outras dissertações e artigos.

O terceiro capítulo incorpora a Metodologia. Na mesma, foi inserida toda a teoria e modelização matemática necessária para a realização do caso-estudo, evidenciando os tipos de sistemas fotovoltaicos utilizados, modelo matemático da célula fotovoltaica com incorporação do efeito do vento para o cálculo da potência de saída, lógica utilizada na incorporação de um sistema de armazenamento com baterias, definição do autoconsumo e autonomia e respetivas equações e, por último, é efetuada uma abordagem à avaliação económica, os seus conceitos e respetivos cálculos.

No quarto capítulo é apresentado o Caso de Estudo, onde é feita uma abordagem ao local de estudo e são evidenciados todos os resultados obtidos a partir da modelização matemática destacada no terceiro capítulo. É realizada uma análise dos resultados e respetivas comparações.

Introdução

No quinto capítulo são apresentadas as conclusões correspondentes ao estudo efetuado e descritas possíveis conjeturas para desenvolvimentos futuros da instalação.

No fim do documento estão inseridos as referências bibliográficas, apêndices e os anexos.

Capítulo 2

Estado de Arte

Neste capítulo insere-se o Estado de Arte. O mesmo foi escrito com base em documentos e artigos científicos de trabalho realizado por outros autores no âmbito dos componentes que constituem o sistema fotovoltaico, de modo a incluir uma base teórica e científica no presente estudo.

2. Estado de Arte

2.1. A Evolução da Célula Solar – Contextualização Histórica

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre Edmund Becquerel, na década de 1830. Durante as suas experiências apercebeu-se que uma bateria de célula húmida tinha uma carga mais duradora quando as suas placas metálicas de prata eram expostas diretamente à luz solar. As suas descobertas foram publicadas em 1839, onde relatou que eléctrodos de platina e de prata imersos num eletrólito, sob a ação da luz solar, produziam uma corrente eléctrica [1].

Cerca de 40 anos depois, dois cientistas de Cambridge, WG Adams e RE Day, ao investigarem as propriedades eléctricas do selénio descobriram que o mesmo, em estado seco, produzia electricidade. Em 1877 foi publicado um artigo pela *Royal Society* a descrever todo este trabalho. Foi o primeiro estado sólido de um dispositivo fotovoltaico, mas dada à sua composição e estrutura, desenvolvida com uma barra sólida de selénio e selénio puro, a construção deste dispositivo não era fácil, pois os seus materiais eram dispendiosos e de difícil acesso [1].

Em 1883, o electricista Nova Iorquino, Charles Edgar Fritts, construiu um dispositivo fotovoltaico semelhante às células fotovoltaicas atuais. As células Fritts eram fabricadas a partir de placas finas (*Wafers*-bolachas) de selénio formadas em prensas quentes e montadas numa placa de base metálica. Fritts acreditava que 50% da luz solar era convertida em electricidade, no entanto, menos de 1% da mesma sofria este efeito. Apesar do baixo rendimento, este protótipo apresentava uma tecnologia bastante desenvolvida para altura [1].

O efeito fotoelétrico foi observado pela primeira vez por Heinrich Hertz, físico alemão, em 1887, Hertz descobriu o fenómeno por acaso enquanto estudava a natureza eletromagnética da luz, por esta razão, o efeito também é conhecido por “efeito Hertz”, embora não seja um termo de uso comum. Ao utilizar duas placas metálicas para o seu estudo, Hertz constatou que, em contacto com a luz, ocorria o aparecimento de faíscas nas mesmas, mas sem conseguir explicar o porquê de tal fenómeno. Em 1905, Albert Einstein, com base nos estudos do físico alemão Max Planck, conseguiu explicar as suas causas, ganhando, pela sua equação, o prémio Nobel em física, em 1921 [1].

A inovação que levou à célula solar de silício foi realizada em 1953 por uma pequena equipa de cientistas que trabalhavam nos Laboratórios Bell Telephone, em Murray Hill, Nova Jersey. Esta descoberta foi feita, primeiramente, por Gerald Pearson, encarregado de um pequeno grupo de cientistas que estavam a investigar a utilidade do silício como retificador (dispositivo que permite que a corrente eléctrica se torne unidirecional). Um membro da equipa de Pearson,

Calvin Fuller, descobriu que se poderia aumentar a eficácia do silício como retificador, difundindo outros elementos no silício, um processo conhecido por dopagem. Fuller produziu uma barra de silício dopado com uma pequena concentração de gálio, que o tornou condutor, sendo as cargas móveis positivas (silício do “tipo p”). Seguindo as instruções de Fuller, o físico Gerald Pearson, seu colega nos BellLabs, mergulhou esta barra de silício dopado num banho quente de lítio, criando assim, na superfície da barra, uma zona com excesso de elétrons livres, portadores de uma carga negativa (e por isso chamado silício do “tipo n”). Na região onde o silício “tipo n” fica em contacto com o silício “tipo p”, a “junção p-n”, surge um campo elétrico permanente. Pearson, ao confrontar-se com a experiência de Fuller, apercebeu-se que o silício tratado em contacto com a luz produzia um potencial elétrico. Pearson reconheceu de imediato a importância da sua descoberta e informou Darryl Chapin, cientista de outro departamento do laboratório. Um dos estudos de Chapin eram as células solares de selênio, no entanto, irremediavelmente ineficientes. O silício "dopado" de Fuller foi a resposta que Chapin precisava. Juntos, Pearson e Chapin testaram a ideia e produziram uma célula de silício cinco vezes mais eficiente que os melhores dispositivos de selênio. As primeiras células foram fabricadas em silício do tipo p e atingiram uma eficiência de cerca de 4,5%. Ao mudarem para silício do tipo n dopado com arsênico com um emissor dopado a boro houve um aumento da eficiência para um valor superior a 6%. Apesar dos avanços tecnológicos seguintes, no melhoramento destes dispositivos fotovoltaicos, a sua produção continuou muito dispendiosa para tornar este aparelho num projeto viável [1]–[3].

Rapidamente foi percebido que as células solares só poderiam ser economicamente viáveis em aplicações especiais como o espaço.

A primeira aplicação para esta “bateria solar” foi focada na alimentação dos satélites, vencendo outras fontes de alimentação como as baterias químicas. Atualmente, os painéis fotovoltaicos ainda são uma fonte de energia dominante para satélites e outras aplicações espaciais. Até o final da década de 1950, nos EUA, as células eram fabricadas principalmente em silício do tipo n levando a eficiências aproximadamente de 14%. No entanto, verificou-se que a radiação espacial era menos prejudicial para células com uma base do tipo p (já utilizado pelo programa espacial da união soviética), levando a que no início dos anos 60, os EUA, trocassem as células em silício do tipo n para tipo p que, apesar de serem mais resistentes à radiação espacial, tinham eficiências mais baixas [2], [3].

Em meados da década de 60, ocorreram as primeiras aplicações terrestres das células fotovoltaicas em sistemas isolados.

Em 1961, cientistas de United States Army Signal Research and Development Laboratory conseguiram atingir uma eficiência de 14,5% para uma célula solar do tipo p, dopando-a com Fósforo [4].

Em 1973, uma célula conhecida como “célula violeta” desenvolvida nos laboratórios COSMAT nos USA, atingiu uma eficiência de 13,5% [2].

Em 1974, os Laboratórios COSMAT desenvolveram uma nova célula denominada por “célula negra”. O seu avanço incidiu-se na drástica redução das perdas por reflexão [4], [5].

No fim da década de 70, a produção de células solares para uso terrestre superou a utilização de células para equipamentos espaciais, sendo que esta diferença tem aumentado gradualmente. Este uso crescente foi sendo acompanhado por inovações que permitiram o aumento da eficiência de conversão de energia das fotocélulas, bem como uma significativa redução de seus custos.

No início da década de 90, com os avanços tecnológicos, a significativa redução de custos e urgências de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica ampliou as suas aplicações terrestres e inseriu-se crescentemente no mercado mundial [4].

A contínua investigação na área repercutiu-se num aumento na eficiência das células fotovoltaicas, onde as células de Silício alcançaram uma eficiência na ordem de 23,3% sem concentração (células PERL – *passivate emitter, rear locally diffused*) [5]. As pesquisas efetuadas no campo das células solares de multijunção, constituídas por materiais por diferentes larguras de banda, resultaram num aumento da eficiência em valores da ordem dos 25% [6].

Em 2011, a empresa Solar Junction, da Califórnia, anunciou a execução de uma célula de multijunção com uma eficiência de conversão de 43.5%. Este valor foi confirmado pelo laboratório NREL (National Renewable Energy Laboratory - EUA) [4].

Atualmente, a opção por alternativas sustentáveis, é cada vez mais procurada e produzida no mercado. O progresso nesta temática desde os seus primórdios até aos dias de hoje tem sido surpreendente, traduzindo-se numa melhoria substancial da eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica, num crescimento da produção e das vendas, na contínua procura da redução de custos, permitindo que os sistemas fotovoltaicos sejam cada vez mais conhecidos e implementados a nível mundial.

2.2. Mercado Fotovoltaico

O mercado global dos sistemas fotovoltaicos tem sofrido um crescimento impressionante na última década, com uma média anual de taxa de crescimento de mais de 50% devido às políticas implementadas e incentivos financeiros que propiciaram um elevado desenvolvimento da tecnologia, fazendo com que os custos da mesma fossem decrescendo [6].

Até 2012, a capacidade cumulativa instalada em todo o mundo foi de mais de 136 GW. Em 2000 este valor era de 1,8 GW apenas providenciando 0,85% da eletricidade requerida globalmente. Estudos projetam que, a longo prazo, haja um aumento progressivo dos sistemas

fotovoltaicos para a geração de eletricidade, posicionando a energia solar como uma das mais realistas opções nas combinações de produção de energia [6].

Entre 1997 e 2001 houve um rápido desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos em países da União Europeia, principalmente na Alemanha, Espanha e Itália, devido a incentivos dos governos e implementação da tarifa *feed-in*. Iniciaram-se, em larga escala, as implementações de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. Entre 2000 a 2006 foi um período de produção em massa com uma grande competitividade no mercado [6].

Durante o período de 2000 a 2015 o mercado fotovoltaico teve um aumento, na sua taxa de crescimento, em cerca de 41%. A Europa contribuiu com cerca de 40% das instalações fotovoltaicas feitas até 2015 (em 2014 eram 48%). A China e Taiwan 21% (em 2014 era 17%). Em 2015 a Alemanha detinha 16% (39,6 GWp), cerca de 1,5 milhões de sistemas fotovoltaicos foram instalados neste país até esta data. A China e a Taiwan, desde 2006, têm aumentando em grande escala a sua indústria fotovoltaica [7].

Após 2020, espera-se que a China ultrapasse a Europa ao nível da produção fotovoltaica, e que os EUA permaneçam com uma participação geracional de 15%. De 2030 a 2050 prevê-se um aumento de 13% para 25% na participação da Índia e outros países asiáticos. De 2015 a 2045 espera-se que a participação da Europa diminua constantemente decrescendo o seu valor de 40% em 2015 para 4% em 2045 [7].

No futuro estima-se que o mercado fotovoltaico continue em constante crescimento, particularmente em grandes economias como a China, Índia, Japão, Brasil e países de África e Médio Oriente. Prevê-se que a capacidade fotovoltaica atinja os 164 GW em 2020, aumente para 416 GW até 2030, exceda os 650 GW em 2035 e que em 2040 haja uma implementação cumulativa de 936 GW de capacidade fotovoltaica mundial. A nível de custos, estima-se uma redução dos mesmos devido a inovações tecnológicas [6].

2.2.1. Características do sistema fotovoltaico que afetam o mercado

Um mercado bem-sucedido tem de respeitar determinados aspetos como: eficiência, custo, vida útil e sustentabilidade. Existem dois aspetos fulcrais, atualmente, para um projeto ser rentável: Custos competitivos e eficiências razoáveis.

2.2.1.1. Eficiência

A eficiência da célula depende da temperatura, radiação solar e limpeza. A temperatura afeta o desempenho da célula drasticamente. Devido a este facto, os estudos têm-se focado na redução da temperatura, fazendo a extração do calor, de modo a utiliza-lo para outros fins (exemplo: aquecimento de águas e ar). Problemas de sujidade como poeiras afetam a eficiência, pois o acúmulo das mesmas pode bloquear parte da radiação que chega aos módulos fotovoltaicos

(menor radiação, menor eficiência devido à redução de fótons), deste modo, é aconselhável que a superfície fotovoltaica seja limpa frequentemente para manter o desempenho do sistema [7].

2.2.1.2.Custo

O custo é influenciado pela localização. Zonas com menos sol requerem sistemas fotovoltaicos maiores para gerarem a mesma quantidade de energia. O tipo de tecnologia e a complexidade do sistema também influenciam os custos.

Nos últimos 35 anos, o preço dos módulos fotovoltaicos decresceu cerca de 19,1% a cada duplicação cumulativa de produção de módulos. Dentro de toda a tecnologia ao nível do material, foi concluído que os filmes finos e materiais de terceira geração, futuramente, são os que, provavelmente, contribuirão para uma redução de custo em cerca de 80% [7].

2.2.1.3.Durabilidade

A confiabilidade a longo prazo dos módulos fotovoltaico é um fator importante para tornar esta tecnologia comercialmente viável na geração de energia. O ciclo de vida está relacionado com fenómenos derivados da degradação e do mecanismo de degradação das células fotovoltaicas durante a sua operação. A degradação causa uma redução da vida útil das células fazendo com que haja um decréscimo na eficiência de conversão. Os principais fatores responsáveis pela degradação das células são: radiação solar, humidade, sujidade e temperatura [7].

Atualmente os fornecedores afirmam que a vida útil operacional de um sistema fotovoltaico é aproximadamente de 30 anos, no entanto, a garantia do material é limitada a 5 anos devido a danos causados pela instalação, manutenção inadequada, granizo, neve, tempestades, entre outros [7].

2.2.1.4.Ambiente

Na avaliação do mercado, o aspeto ambiental também é um critério a ter em consideração, uma vez que existem materiais altamente eficientes mas tóxicos (exemplo: o arsénico utilizado na fabricação de células GaAs - arseneto de gálio) [7].

A análise do ciclo de vida é um fator a considerar. As etapas do ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos envolvem (1) a produção de matérias-primas, (2) a purificação e o processamento, (3) a fabricação de módulos, (4) a instalação e uso do sistema e (5) seu desmantelamento e descarte ou reciclagem. O uso de sistemas fotovoltaicos pode reduzir até um total acumulado de 69-100 milhões de toneladas de CO₂, 68.000-99.000 toneladas de NO_x e 126.000-184.000 toneladas de SO₂ até 2030 [7].

2.3. Recurso Solar

O sol é a principal fonte de energia da Terra, sendo responsável pela manutenção da vida no planeta.

A radiação solar é uma fonte energética inesgotável e, por esse motivo, a sua utilização para a captação e conversão noutra forma de energia tem sido cada vez mais investigada e aplicada.

A quantidade de energia que chega à superfície da terra provinda da radiação solar é influenciada por dois tipos de fenómenos: a geometria Sol-Terra e os fatores meteorológicos [8].

Como se pode observar pela figura 2.1, retirada do PVGIS, Portugal é um dos países da Europa com mais potencial para utilização do recurso solar como fonte energética pois apresenta uma irradiância global elevada.

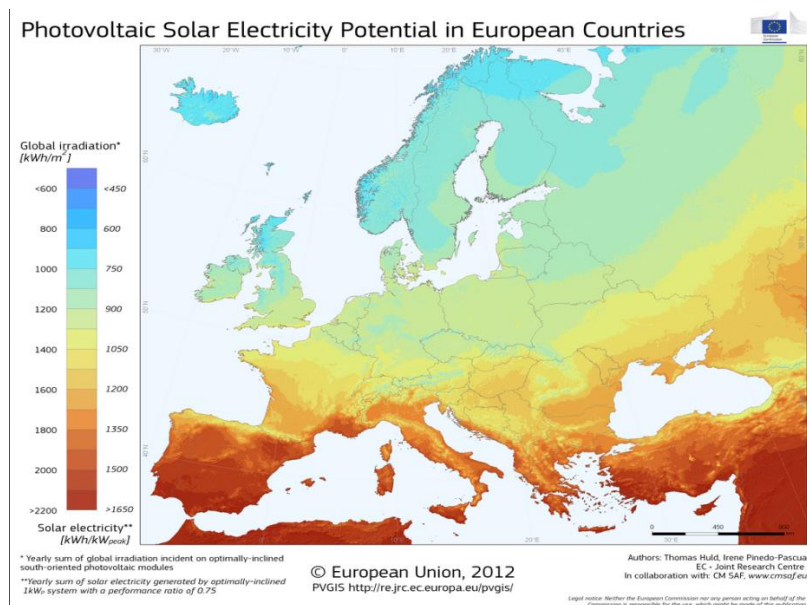


Figura 2.1: Irradiação na Europa

Como se pode constatar, mais pormenorizadamente, pela figura 2.2, igualmente retirada do PVGIS, a disponibilidade anual de radiação solar global é superior na região Sul de Portugal. Isto deve-se ao elevado número de horas de sol nessa região, devido às condições atmosféricas mais favoráveis que estes locais dispõem para aproveitamento solar.

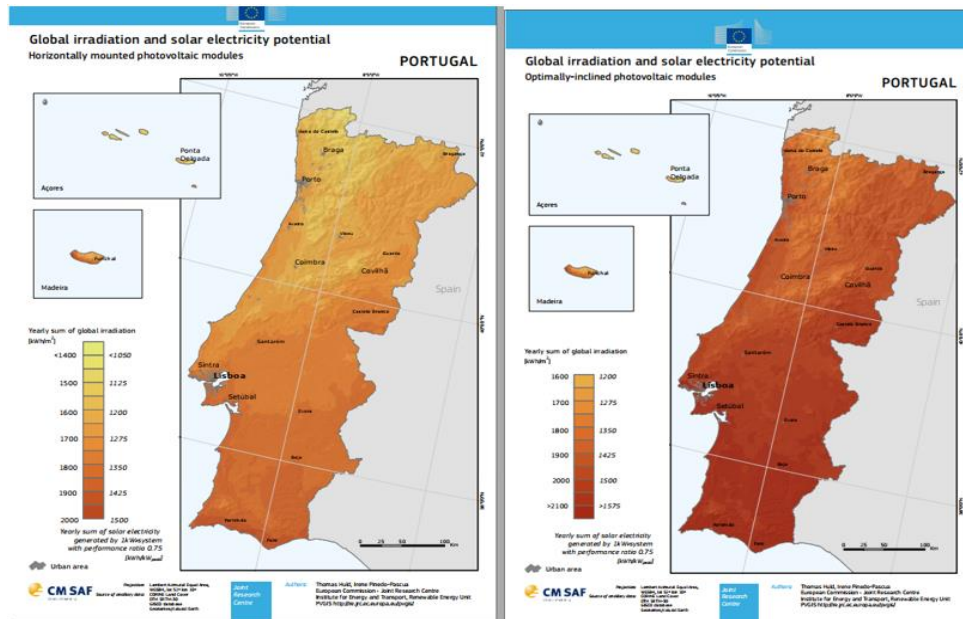


Figura 2.2: Irradiação em Portugal, atualizado em agosto de 2019

2.3.1. Geometria Sol-Terra

Conhecer o ângulo de incidência dos raios solares é crucial para quantificar a energia proveniente do Sol. Para tal, é necessário entender os fatores geográficos do local, como a latitude, o ângulo horário, declinação solar, ângulo da superfície em relação ao plano horizontal e a direção para a qual se vão colocar os elementos conversores de energia (módulos fotovoltaicos).

As relações geométricas que definem a geometria Sol/Terra são: a inclinação da superfície, a declinação solar, a latitude do local, o ângulo azimutal e o ângulo horário, conforme a figura 2.3 [8].

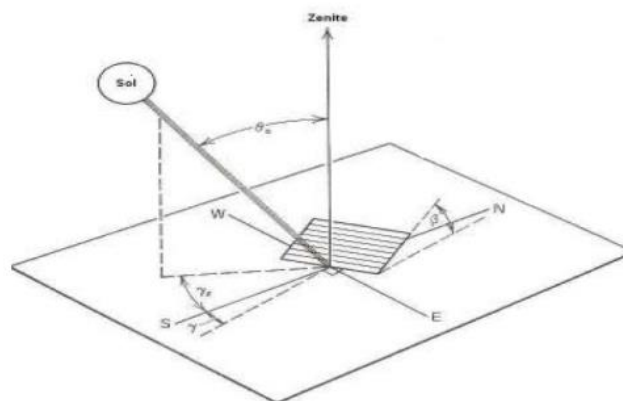


Figura 2.3: Relações geométricas Sol/Terra [8]

O ângulo de incidência da radiação solar (θ), num plano, ou seja, ângulo formado entre os raios do sol e a superfície de captação pode ser obtido por:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varnothing \cos \beta_a - \sin \delta \cos \varnothing \sin \beta_a \cos \gamma_a + \cos \delta \cos \varnothing \cos \beta_a \cos \omega + \cos \delta \sin \varnothing \sin \beta_a \cos \gamma_a \cos \omega + \cos \delta \sin \beta_a \sin \gamma_a \sin \omega$$

Em que:

- β_a - Inclinação da superfície: ângulo entre o plano da superfície e o plano horizontal
- δ - Declinação solar
- \varnothing - Latitude local
- γ_a - Ângulo azimutal da superfície solar: ângulo formado entre a projeção horizontal dos raios solares e o meridiano do local (direção Norte-Sul do plano horizontal). É positivo antes do meio-dia solar e negativo da parte da tarde.
- ω - Angulo horário

A trajetória, ao longo de um ano, que a terra percorre à volta do sol tem um formato elíptico. A terra tem um movimento de rotação em torno do seu próprio eixo, que se mantém paralelo a si próprio durante todo o movimento de translação.

O ângulo existente entre o plano do equador e a direção da radiação é chamado declinação solar, o seu valor é de $23,45^\circ$ e apresenta-se na figura 2.3. Esta inclinação é responsável pelas variações sazonais (entre o verão e o inverno) da energia solar que incide sobre a superfície da Terra e que é maior nas zonas mais afastadas do equador, encontrando-se a sua amplitude máxima de $-23,45^\circ$ no solstício de inverno (21 de dezembro) e de $+23,45^\circ$ no solstício de verão (21 de junho). É nula nos equinócios da primavera (21 de março) e outono (21 de setembro) e como consequência a duração do dia é igual à duração da noite.

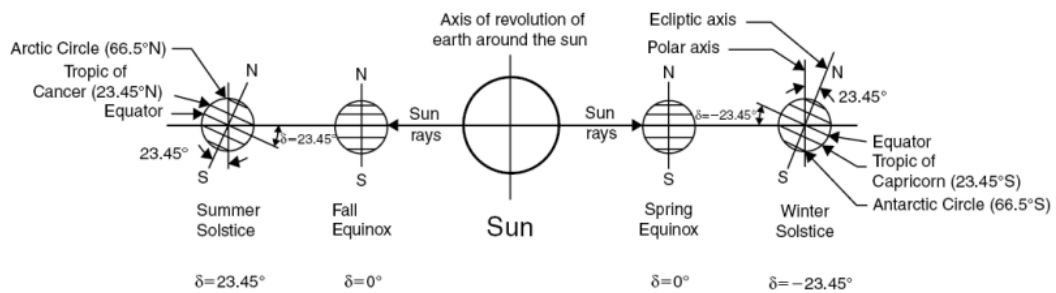


Figura 2.4: Declinação solar nos solstícios e equinócios [12]

A declinação solar (em graus) é dada pelo equinócio da primavera no octogésimo primeiro dia do ano ($n=81$), variando com dia do ano de acordo com a seguinte equação [9]:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right]$$

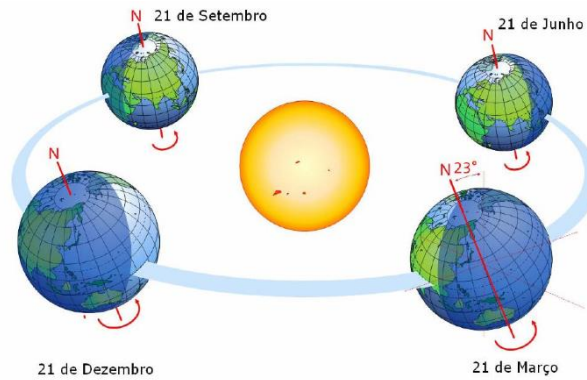


Figura 2.5: Posicionamento da terra em relação ao sol durante os equinócios e solstícios [12]

O termo irradiância solar, G , [W/m^2] equivale à potência incidente por unidade de área. A irradiação, I_j , [J/m^2] equivale à energia incidente por unidade de área e obtém-se a partir da integração da irradiância num determinado período de tempo,

A irradiância solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, é denominada irradiância extraterrestre. A constante solar é definida como a densidade total de potência da radiação solar, à distância média entre a Terra e o sol e sobre um plano perpendicular à direção do sol, fora da atmosfera terrestre, e tem um valor aproximado de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ (adotado pela WRC- World Radiation Center) [10].

2.3.2. Radiação solar sobre a Terra

Considerando que o raio médio da Terra é de 6371 km e o valor de irradiância de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ incidida sobre a área projetada da Terra, conclui-se que a potência total disponibilizada pelo sol à Terra, no topo da atmosfera, é de aproximadamente 174 000 TW , no entanto, somente 94 000 TW chegam efetivamente à superfície terrestre [10].

A radiação solar é reduzida ao longo da atmosfera por fenómenos de reflexão, absorção e dispersão. Apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre pois a atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de radiação na superfície da Terra atinge um total aproximado de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ao meio-dia, em boas condições climatéricas no plano horizontal, independentemente da localização [8].

A radiação solar que chega à superfície terrestre e incide sobre uma superfície recetora para a geração de energia é constituída por uma componente direta e uma componente difusa. A radiação direta é a que passa em linha reta através da atmosfera e a radiação difusa é a radiação que é espalhada pelas moléculas, partículas, humidade presentes na atmosfera e que pode ser sucessivamente refletida. Existe uma outra componente a ter em atenção, a radiação refletida no

solo ou em superfícies situadas em frente aos painéis solares. O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de albedo.

A radiação que incide sobre a superfície é dada pela soma da radiação direta e difusa e é chamada de radiação global. A soma total da radiação direta, difusa e refletida é denominada por radiação total.

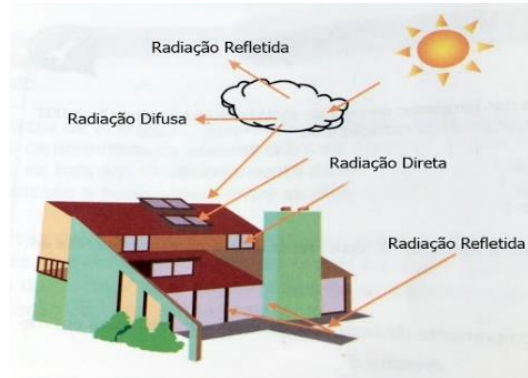


Figura 2.6: Componentes da radiação solar

Os parâmetros orientação e inclinação de um painel fotovoltaico, são muito importantes porque visam maximizar os níveis de produção elétrica. De modo a captar a máxima radiação solar, a inclinação do painel deve, se possível, variar ao longo do ano.

2.4. Células Solares

A células solares baseiam-se no efeito fotoelétrico nos materiais semicondutores. Este estabelece que um eletrão num determinado material consegue absorver um fóton, fazendo com que o eletrão ganhe a energia associada ao fóton [11]. Este efeito é traduzido pela seguinte expressão matemática:

$$E = h \times v = \frac{h \times c}{\lambda} \quad (2.1.)$$

Onde E é energia do fóton que é dada pela sua frequência, v, e comprimento de onda, λ . h é a constante de Planck e c a velocidade da luz.

A célula solar é um dispositivo elétrico que converte a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico [12], [13]. Quando a radiação incidente, sob a forma de fótons, atinge o material semicondutor e excede a banda de energia proibida denominada de hiato [eV], as ligações dos núcleos dos eletrões podem ser quebradas, fazendo com que os eletrões passem da banda de valência para a banda de condução. Os eletrões começam a circular pelo material, gerando uma diferença potencial aos terminais, que com a aplicação de um campo elétrico no semicondutor, estes movem-se na direção do campo, originando uma corrente elétrica [12].

Quando um elétron se move da banda de valência para a banda de condução deixa um buraco ou lacuna que se comporta como carga positiva, neste caso, diz-se que o fóton absorvido criou um par elétron-lacuna [14]. No entanto, se esse buraco for preenchido por outro elétron através do processo de recombinação, perde-se o par elétron-lacuna e não é gerada corrente.

Para haver corrente elétrica, como já mencionado, é necessário existir um campo elétrico, isto é uma diferença potencial entre duas zonas, para tal, recorre-se à dopagem para alterar as propriedades elétricas do material, criando-se duas camadas: tipo n e tipo p [14].

A arquitetura das células solares é baseada na união destas duas regiões do semicondutor: tipo n (negativo- elevada concentração de elétrões) e tipo p (positivo - excesso de cargas positivas denominadas de "lacunas"), onde a área de união das mesmas é denominada por junção p-n. Os elétrões livres do semicondutor do tipo n migram para o semicondutor do tipo p para ocuparem as lacunas existentes. Esta migração não acontece indefinidamente, pois ocorre a formação de um campo elétrico na área da junção p-n que impede que os elétrões continuem a fluir.

Em ambos os casos o material é eletronicamente neutro, ou seja, têm o mesmo número de prótons e de elétrões. As cargas associadas às lacunas são assumidas como positivas como mero truque matemático para um melhor entendimento do funcionamento dos semicondutores [11], [12].

Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga, irá circular corrente elétrica. Se a célula não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão em circuito aberto da célula solar [8].

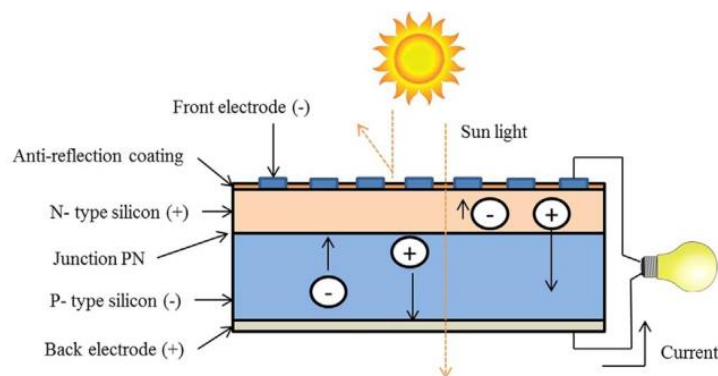


Fig. 3. Photovoltaic cell.

Figura 2.7: Célula fotovoltaica [8]

A eficiência de conversão é calculada a partir da percentagem da radiação incidente na superfície da célula que é convertida em energia elétrica [13].

As células solares são classificadas em quatro categorias denominadas de gerações. Na primeira geração incidem-se tecnologias à base de silício cristalino, monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si), bem como a tecnologia de arsenieto de gálio (GaAs). A segunda geração

compreende a tecnologia de filmes finos como cádmio telúrico (CdTe), seleneto de cobre índio e (gálio) (CI(G)S), silício amorfo(a-Si) e silício microcristalino(μ c-Si). A terceira geração, ainda em investigação, envolve compostos de filmes nanocristalinos, pontos quânticos ativos, multicamadas de materiais inorgânicos dos grupos III-V da tabela periódica, bem como materiais orgânicos como células multijunção. A quarta geração, igualmente em investigação, é conhecida pela utilização de materiais "inorgânicos-em-orgânicos" que combina o baixo custo de polímeros de filmes finos com a estabilidade de nano estruturas inorgânicas [12].

Apenas as tecnologias de silício e filmes finos estão disponíveis no mercado. O silício cristalino é predominante no mercado, correspondendo a 93% da produção total em 2015 (69% poli cristalino e 24% mono cristalino) sendo que os restantes 7% são de tecnologia de filmes finos (3% de a-Si, 2,5% de CdTe e <2% de CIGS/CIS). Por outro lado, as dispendiosas tecnologias de alta eficiência como GaAs e células de multijunção, são muito usadas em aplicações espaciais que envolvem altas potências [13].

2.4.1. Tecnologia

2.4.1.1.Primeira Geração de Células Solares Fotovoltaicas

A primeira geração compreende as tecnologias de silício cristalino e células de GaAs. Estas são as tecnologias mais antigas e mais usadas na produção de células solares devido às suas razoáveis eficiências apesar de terem um custo relativamente alto de produção [12].

2.4.1.1.1. Silício Cristalino

O silício cristalino constitui cerca de 90% do mercado das células solares e apresenta algumas vantagens [7], [12]:

- Segundo material mais abundante na crosta terrestre, o que faz deste uma matéria-prima disponível a longo prazo
- É estável e não tóxico, características que atrasam os processos de contaminação
- São compatíveis com os componentes micro eletrônicos de silício usados na indústria (circuitos integrados, transístores), o que permite a utilização de tecnologia bastante desenvolvida e conhecida

O mesmo pode ser categorizado consoante o número de cristais que o constitui: Monocristalino (apresenta o único cristal) e multi/policristalino (apresenta vários cristais de dimensão pequena).

2.4.1.1.1.1. Silício monocristalino (m-Si)

Estas células são fabricadas a partir do processo *Czochralski* que consiste no crescimento de barras de metal fundido de silício monocristalino, que são cortadas em formato de *wafers*, a fim de serem dopadas com impurezas e soldadas com superfícies condutoras. Este processo envolve elevados custo de produção devido à alta porosidade do material para evitar a contaminação da matéria-prima (defeitos da estrutura e nas propriedades elétricas). O elevado custo também está associado ao alto consumo energético (perdas por calor por condução e radiação) e ao controlo da temperatura para manter o cristal em crescimento durante a produção. Esta tecnologia atingiu uma eficiência na ordem dos 24,4% [7], [12], [13], [15].

2.4.1.1.1.2. Silício policristalino (p-Si)

As células de p-Si são fabricadas em *bolachas* de poli-silício, que consistem em pequenos cristais de silício orientados aleatoriamente. Este material apresenta algumas vantagens: envolve menos energia de produção que o m-Si e menos libertação de gases efeito de estufa. No entanto, apresenta menores valores de eficiência, cerca de 19,9%, devido ao material ser de pior qualidade, levando a uma concentração maior de impurezas. Esta tecnologia é obtida pelo processo Siemens, que foi inicialmente desenvolvido para aplicações eletrónicas na década de 1950, e que resumidamente, consiste na gasificação de silício metalúrgico, com posterior destilação do produto e deposição, de modo a obter-se silício ultrapuro[7], [12], [13], [15].

2.4.1.1.2. Arseneto de Gálio (GaAs)

A tecnologia GaAs é muito usada nas células multijunção, que compreendem múltiplas junções p-n de diferentes materiais semicondutores e apresenta algumas vantagens:

- Apresenta uma distribuição ideal dos fotões no espectro solar, correspondendo a uma largura de banda de 1,424 eV [13]
- Elevada absorção do espectro solar
- *Designs* versáteis, pois, permitem a integração de diferentes substâncias dopantes
- Resistente à degradação provinda da radiação solar que, combinado com a sua alta eficiência, faz deste material ideal no uso de aplicações espaciais
- Baixos coeficientes de temperatura, fazendo com que o seu desempenho seja menos afetado pela mesma.

As células de GaAs atingem eficiências na ordem dos 18,4 a 28,8% em laboratório, dependendo da sua estrutura. Esta tecnologia é obtida, diretamente, da combinação de Ga e As através da vaporização a baixa pressão e a elevadas temperaturas [12].

2.4.1.2. Segunda Geração de Células Solares Fotovoltaicas

As células solares de segunda geração são compostas por tecnologia de filmes finos que são fabricados através da deposição em camadas de materiais finos em substrato de vidro, metal ou plástico. Esta tecnologia, quando comparada com o silício cristalino, apresenta eficiências mais baixas, no entanto, o seu custo é menor.

Nesta geração estão incluídas as seguintes tecnologias: silício amorfo (a-Si), silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$), cádmio telúrico (CdTe), seleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e Seleneto de Cobre e índio (CIS).

As vantagens da utilização destes materiais são as seguintes:

- Mais baratas que as células de primeira geração
- Redução dos materiais necessários para a sua produção
- Elevado coeficiente de absorção
- Podem ser fabricados numa única etapa [7]

No entanto, também apresenta algumas desvantagens, tais como:

- Baixa eficiência: o máximo atingido em laboratório foi de 20,3% para CIGS [12]
- Maior facilidade de degradação quando expostos ao ar livre
- Alguns dos materiais utilizados são escassos na natureza

2.4.1.2.1. Silício Amorfo (a-Si)

As primeiras publicações sobre este material surgiram na década de 1960, sendo a primeira célula solar relatada em 1976 por Carlson e posta em mercado em 1989. As elevadas expectativas foram contidas pela baixa eficiência devido à degradação inicial induzida pela luz solar. Esta tecnologia diverge do silício cristalino devido à aleatoriedade da localização dos átomos que afetam as propriedades dos materiais, originando um aumento da largura de banda [7].

O uso de camadas finas ajuda no problema da degradação quando as células são expostas à luz solar, pois reforça o campo elétrico do material, no entanto, reduz a absorção de luz solar, reproduzindo-se em menores eficiências. Deste modo, desenvolveu-se camadas duplas e triplas para otimizar a absorção de luz solar [15].

As células a-Si atingem eficiências na ordem dos 10,2% para células de junção única e 12,7% para células de multijunção [12].

2.4.1.2.2. Silício Microcristalino($\mu\text{c-Si}$):

Esta tecnologia combina dois tipos de silício: silício amorfo e microcristalino. A primeira camada é feita de silício amorfo ultrafina que converte os comprimentos de onda mais curtos do espetro solar. A segunda camada é de silício microcristalino que converte comprimentos de onda

mais longos do espectro. Esta combinação resulta num aumento da eficiência, comparativamente à tecnologia mencionada no ponto anterior, pois absorve mais radiação solar [7].

As eficiências do $\mu\text{-Si}$ estão na faixa de 11,9% para junção única e 14,0% para células com multijunções [12].

2.4.1.2.3. Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)

A tecnologia CIS, também denominada quimicamente por CuInSe_2 , é um dos compostos da segunda geração de película fina capaz de atingir eficiências mais elevadas, variando a sua banda de energia proibida entre 0,98 a 1,04 eV [16].

Vantagens das células solares de CIS:

- Melhor rendimento que os módulos de silício cristalino convencionais
- Melhor eficiência que os outros módulos de filmes finos.
- As propriedades da tecnologia CIS permitem um bom desempenho com pouca luz solar e boa tolerância à sombra
- Bom desempenho a temperaturas mais elevadas
- Os módulos CIS não têm, na sua constituição, chumbo e cádmio, o que a nível ambiental é favorável
- Os mesmos benefícios da tecnologia típica de película fina: baixo custo, peso leve e design compacto, o que permite flexibilidade na instalação.

2.4.1.2.4. Disseleneto de Gálio Índio de Cobre (CIGS)

Dentro dos filmes finos, este material é o que apresenta maior produção a nível do mercado devido ao seu elevado coeficiente de absorção pois é constituído por materiais semicondutor pertencentes aos grupos I, III e VI da tabela periódica [7].

Apresenta uma banda de energia proibida que varia entre 1,0 a 1,7 eV, dependendo da proporção dos elementos constituintes. Este aumento do valor do *band gap*, comparativamente à tecnologia CIS, deve-se à introdução do gálio na sua constituição[16].

A sua natureza flexível, resistência à radiação ultravioleta e elevada potência, reproduz-se numa utilização elevada a nível aeroespacial [15].

2.4.1.2.5. CádmioTelúrico (CdTe)

É um material com uma banda de energia proibida de 1,45 eV, propriedade que o torna um bom candidato na conversão de luz solar em eletricidade em células de junção única. As células CdTe atingem eficiências da ordem dos 21% [12].

As células CdTe são fabricadas a partir de um processo de deposição múltipla que dura cerca de 2 horas e meia. O eléctrodo inferior é feito de uma pasta de carbono dopado a cobre e o

elétrodo superior é feito de óxido de estanho à base de cádmio. Entre camadas é colocado sulfeto de cádmio (CdS) [15].

As células de CdTe conseguem suportar temperaturas mais elevadas e capturam melhor a radiação em ambientes húmidos, comparativamente com que as células c-Si, sendo, por isso, um material muito promissor; no entanto, devido à toxicidade do cádmio, este representa um problema a nível ambiental. Adicionalmente a este problema, o Te é um material que se encontra pouco disponível na crosta terrestre, o que pode levar à sua escassez, reproduzindo-se num aumento dos custos [7], [12].

2.4.1.3. Terceira Geração de Células Solares Fotovoltaicas

Nesta geração, ainda em investigação, o objetivo é o aumento da eficiência do dispositivo através da técnica deposição de filmes finos de segunda geração, usando novos materiais não tóxico e abundantes e novas arquiteturas que contemplem vários níveis de energia. Esta geração tem em consideração os processos de transferência de energia e de carregamento, de modo a poderem ser otimizados [12], [15].

A terceira geração apresenta tecnologia que envolve o uso de novos materiais como células solares sensibilizadas por corante (DSSCs), células perovskitas, células solares orgânicas, células de ponto quântico e células de múltiplas junções. Destas, apenas é comercializado, para uso espacial, as células de múltiplas junções.

2.4.1.3.1. Células Solares Sensibilizadas a Corantes

Os DSSCs são células solares que foram inicialmente desenvolvidas por Brian O'Regan e Michael Grätzel em 1991 [7], [12], [13], [15]. Estas células pertencem ao grupo de células solares híbridas, pois são formadas por materiais orgânicos e inorgânicos. Na sua constituição, os elétrodos são compostos por nano estruturas de óxido de metal cobertas com sensibilizantes de corante (Ex: ruténio) [13]. A sua principal diferença, comparativamente com as células solares convencionais, é que o elemento funcional responsável pela absorção da luz (o corante) é separado do mecanismo de deslocação dos transportadores de carga. Assim, são permitidas matérias-primas impuras e de simples processamento, o que reduz o custo do dispositivo. No entanto, as eficiências são da ordem de 7 a 11%. Os DSSCs utilizam dióxido de titânio (TiO₂) com baixo custo de fabrico, em comparação com o silício usado em células solares convencionais [7].

Os DSSCs apresentam algumas vantagens tais como: São células bastante robustas com elevadas eficiências, flexíveis e semitransparentes. No entanto, apresentam algumas desvantagens: o uso do eletrólito líquido apresenta problemas na sua estabilidade, tanto a baixas como a elevadas temperaturas [12], [13], [15].

Até à presente data, as células de DSSCs baseadas em corantes organometálicos, como rutênio e porfirinas (complexos de zinco) são as que mostraram melhores eficiências de conversão. No entanto, a aplicação em larga escala é limitada devido a questões práticas, como por exemplo, a dificuldade de síntese e purificação do rutênio e porfirinas e também por o rutênio ser um elemento escasso na natureza [7].

2.4.1.3.2. Células Solares Perovskita

As células solares Perovskita, para absorção de luz solar, utilizam semicondutores de trihalogênidos organometálicos de perovskita ((CH₂NH₃)PbX₃, onde X pode ser iodo, bromo ou cloro). Por serem muito finas são altamente flexíveis e são semitransparentes [7].

Estas células têm vindo a melhorar a sua eficiência, devido à otimização dos compostos de perovskita (aplicação de métodos de deposição e melhoramento da arquitetura do dispositivo) No ano da sua introdução, 2009, as células perovskita tinham uma eficiência na ordem dos 3,5%, no entanto, em 2019 atingiram uma eficiência de 24,2% em arquiteturas de junção única [13].

Tendo uma estrutura parecida com as células DSSCs, as células Perovskita apresentam menores custos de produção e processos mais simples de fabricação [15]. No entanto, a incorporação de chumbo e o facto de ser um material sensível a altas temperaturas, os agentes como humidade e oxigénio, tornam-se um obstáculo na estabilidade destas células [12].

2.4.1.3.3. Células solares orgânicas

Desenvolvida na década de 1980, estas células utilizam semicondutores orgânicos para a absorção de luz solar, de modo a produzir eletricidade [13].

As células solares orgânicas são constituída por uma estrutura em camadas planas, onde a camada de absorção de luz é impressa entre dois eléctrodos diferentes. Estas são produzidas a partir de filmes finos de semicondutores orgânicos como polímeros. Estes polímeros são compostos por pequenas moléculas e nano estruturas à base de carbono [7].

As células orgânicas têm menor eficiência que as células inorgânicas, devido ao facto de ser uma tecnologia recente e de terem uma grande banda de energia proibida. As melhores eficiências obtidas, atualmente, estão na ordem dos 9,7-11,2%. Como vantagens, esta tecnologia apresenta, elevada flexibilidade, são semitransparentes, leve, baixos custos de fabricação e baixo impacto ambiental [7], [15].

A síntese e aplicação de novos materiais, modelagem de processos físicos e a fabricação em larga escala tem sido intensivamente estudado, no entanto, estas células ainda têm um longo caminho a percorrer para competirem com as células inorgânicas [7].

2.4.1.3.4. Células solares de ponto quântico

Materiais semicondutores de escala nano que utiliza os pontos quânticos para conversão da energia.

No típico material semicondutor, os elétrons passam da banda de valência para a banda de condução quando a energia existente supera a banda de energia proibida. No entanto, devido ao efeito quântico, as duas bandas estão tão próximas que podem ser consideradas uma só banda contínua.

Os pontos quânticos são partículas que foram reduzidas a um tamanho inferior ao de Bohr e, devido a considerações da mecânica quântica, as energias dentro deles tornam-se finitas assemelhando-se a um átomo. Esta característica que faz com que os pontos quânticos tenham a sua banda de energia proibida em intervalos ajustáveis numa ampla gama energética. Os seus níveis de energia alteram consoante o tamanho que, por sua vez, define o *band-gap*, sem alterar o material subjacente ou as técnicas de construção [15].

A eficiência de conversão deste material tem aumentado ao longo dos anos, encontrando-se atualmente na ordem dos 11%. O aumento deste valor tem sido difícil devido à difusão das cargas, sendo necessário uma nova estrutura da célula ou uma combinação dos pontos quânticos nouro tipo de células ou até mesmo a dopagem com outros materiais.

Os principais benefícios deste tipo de material nas células fotovoltaicas, entre outros, são: relação favorável entre potência peso, baixo consumo, versatilidade, pode ser usado em janelas. Esta tecnologia continua em laboratório, logo, todas estas vantagens têm que ser testadas a nível industrial.

2.4.1.3.5. Células Solares de Múltiplas Junções

As células solares de múltiplas junções estão a ser desenvolvidas desde 1979 e compreendem numerosas junções p-n feitas de diferentes materiais semicondutores, onde cada uma produz uma determinada corrente elétrica em resposta aos diferentes comprimentos de onda da luz solar, aumentando assim a conversão da luz solar incidente em energia elétrica e a eficiência do dispositivo.

Este processo é feito para aproveitar o maior número de fótons possível. A célula pode ser fabricada do mesmo material ou de diferentes materiais, oferecendo uma ampla gama de possibilidades de design. O número de junções aumenta a eficiência, no entanto, quanto maior o número de camadas de junções maior a complexidade do dispositivo. Este tipo de células é a única que permite, realisticamente, obter elevadas eficiências. Para a produção em larga escala os custos são muito elevados, sendo o uso de múltiplas pequenas células a hipótese economicamente mais viável nos dias de hoje. Atualmente, a eficiência ultrapassa os 40% e espera-se que venha a

ultrapassar os 50% [12]. Devido à sua complexidade de fabrico e elevado custo não são usadas em aplicações civis, mas em aplicações espaciais (naves e satélites) [13].

2.4.1.4. Quarta Geração de Células Solares Fotovoltaicas

A quarta geração combina o baixo custo/flexibilidade dos polímeros de filmes finos com a boa estabilidade dos nanomateriais, como as nanopartículas metálicas, os óxidos metálicos, os nanotubos de carbono, o grafeno e seus derivados.

A incorporação de nano materiais permite um melhoramento nas cargas de dissociação e nas cargas de transporte das células, adicionalmente, tem a vantagem de ter uma produção barata.

O grafeno (G) tornou-se o nano material com maiores expectativas científicas e tecnológicas. Este é considerado uma unidade fundamental nas estruturas de grafite.

2.4.1.4.1. Grafeno

O grafeno é um material nano estruturado à base de grafite modificada artificialmente. O grafeno é um excelente condutor térmico e elétrico. Os seus eletrões apresentam elevada mobilidade e é um dos materiais mais fortes da crosta terrestre. Estas propriedades fazem com que o grafeno seja um ótimo candidato na aplicação de células fotovoltaicas. No entanto, sendo um material praticamente transparente, apenas consegue absorver 2,3% da radiação solar o que pode ser um problema, pois não é capaz de capturar um elevado número de fotões. Esta questão está a tentar ser combatida através do processo de dopagem [12].

O grafeno é forte, leve, ótimo condutor de eletricidade e transparente.

2.4.1.4.2. Nanotubos de Carbono

Os nanotubos de carbono (CNTs) são alótropos de carbono, descobertos por Iijima em 1991, que apresentam uma estrutura tubular formada a partir de grafeno. Existem dois tipos principais de CNTs: os CNTs de parede única (SWCNTs), que consistem em um único tubo de grafeno, e os CNTs de múltiplas paredes (MWCNTs) que são compostos por vários tubos concêntricos de grafeno. Os CNTs têm propriedades eletrónicas, químicas e mecânicas únicas que os tornam materiais interessantes para uma variedade de aplicações, apresentando uma elevada relação comprimento / diâmetro e estão entre os materiais mais fortes e mais rígidos conhecidos. Estes também exibem uma condutividade elétrica muito alta e são muito bons condutores térmicos ao longo do tubo [12].

As células de quarta geração baseadas em grafeno e nanotubos de carbono estão num estado inicial de pesquisa, sendo um campo muito promissor para investigação. A natureza versátil das nanoestruturas de carbono, permite incorporá-las na arquitetura das células solares com o objetivo de obter dispositivos estáveis, baratos e com elevado desempenho. No entanto, ainda apresentam

várias limitações, sendo necessário desenvolver novas abordagens que permitam sintetizar filmes finos de nanotubos de carbono ou grafeno de alta pureza e qualidade [12].

2.4.1.5. Resumo

A maioria das tecnologias de 1ª geração e 2ª geração estão altamente padronizadas e sofreram poucas alterações nos últimos anos. A maioria das tecnologias 3ª geração e 4ª geração estão em estados muito primordiais, havendo apenas pesquisas laboratoriais, que apesar de apresentarem bons resultados, ainda não foram implementadas na indústria, salvo a exceção das células de múltiplas junções de terceira geração que já estão a ser comercializadas. Apesar das melhorias alcançadas, os métodos atuais são extremamente limitados, apresentando baixas eficiências, característica fulcral a ser resolvida antes da implementação comercial destas últimas duas gerações. Prevê-se que, num futuro próximo, e após uma pesquisa profunda na área, a 4GEN ofereça altos níveis de desempenho, proporcionando assim uma nova perspectiva para o setor de energia solar.

2.5. Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por um conjunto células fotovoltaicas que produzem uma determinada tensão e corrente pretendida pela instalação e promovem a proteção das células. A um conjunto de módulos fotovoltaicos denomina-se de painel fotovoltaico [9].

Uma única célula produz uma tensão muito baixa. Deste modo, para se obterem níveis de tensão adequados, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultante equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. As células são encapsuladas em placas rígidas ou flexíveis, fazendo uma proteção mecânica e contra intempéries [9].

2.5.1. Interligação entre módulos

Os módulos podem ser ligados em série e/ou paralelo, dependendo da tensão e corrente desejadas, o produto destas variáveis equivale à potência. Ao definir-se como serão associados os módulos, é necessário ter informações de como será implementada a instalação e quais os componentes a serem utilizados, pois as tensões e correntes resultantes têm que ser compatíveis com os mesmos [10]. A grande maioria dos módulos são construídos associando em primeiro lugar as células em série até se obter um nível de tensão considerável, e depois associando-as em paralelo até alcançar o nível de corrente desejado [8].

2.5.1.1. Ligação em série

A ligação série é feita do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro módulo, e assim sucessivamente. Nesta, as tensões são somadas e as correntes (para módulos iguais) não são afetadas [17].

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 \dots = I_n$$

Uma vez feito este tipo de ligação, as correntes que fluem por cada módulo são sempre iguais entre si, mas para que estas não sejam afetadas pela corrente individual de cada módulo é necessário utilizar-se módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura de modo a minimizar perdas [18]. Caso haja uma dispersão de características elétricas, um sombreamento parcial ou uma avaria de um módulo, a corrente do conjunto ligado em série é limitada pelo módulo com menor corrente individual [10].

2.5.1.2.Ligação em paralelo

A ligação em paralelo é feita unindo os terminais positivos dos módulos entre si, bem como os negativos, resultando na soma das correntes sem alteração no valor das tensões.

$$V = V_1 = V_2 = V_3 \dots = V_n$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_n$$

2.5.2. Sombreamento

Quando uma ou mais células recebem menos radiação solar, a corrente destas vai influenciar a corrente resultante do conjunto, afetando todos os módulos em série. Esta redução da radiação incidente pode ocorrer devido a um sombreamento parcial do módulo, sujidade, algo que tenha caído sobre este, entre outras possibilidades [9].

Durante o sombreamento, não só a corrente é afetada como a tensão de saída do módulo pode ser drasticamente reduzida. O sombreamento completo de uma célula anula a corrente da fonte de corrente do esquema equivalente e do respetivo díodo, ficando inversamente polarizado. Consequentemente, a tensão da célula afetada anula-se, deixando de contribuir para a tensão do módulo e a corrente do módulo é obrigada a circular pelas resistências série e paralelo da célula afetada.

Neste caso, como a potência elétrica gerada, não está a ser entregue, na sua totalidade, à carga, é dissipada pelo módulo, originando um fenómeno denominado por “ponto quente”, pois a célula passa a converter a energia elétrica em calor, podendo provocar a rotura do vidro e a fusão de polímeros ou metais [10].

2.5.2.1.Díodos de Desvio

Para evitar os problemas evidenciados anteriormente, são utilizados díodos de desvio em antiparalelo com as células solares, de modo a desviar a corrente através de uma derivação, a fim de evitar os pontos quentes e ajudar a preservar o desempenho dos módulos fotovoltaicos [8].

Quando a célula fotovoltaica está em contacto com a radiação solar, o díodo de desvio mantém-se ao corte (inversamente polarizado), no entanto, quando esta não está em contacto com a luz solar, o díodo entra à condução, permitindo a passagem de corrente entre as restantes células da cadeia em série.

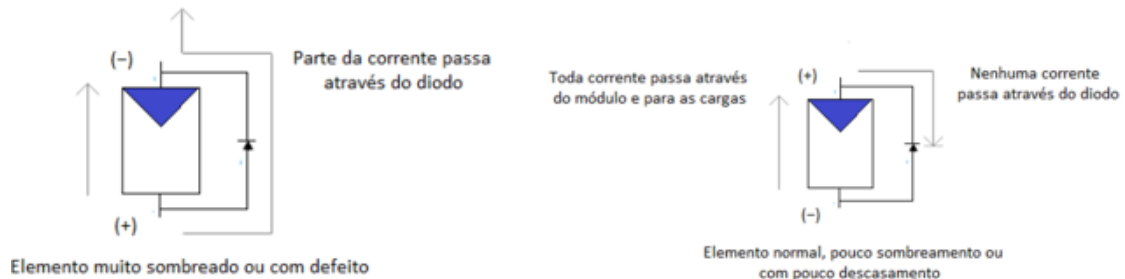


Figura 2.8: Operação de um díodo de desvio [12]

O principal objetivo dos díodos de desvio é minimizar os impactos de sombreamento. Em módulos reais seria impraticável adicionar um díodo de desvio a cada célula fotovoltaica, por isso, estes são, geralmente, adicionados em paralelo com os módulos ou com blocos de células, permitindo a passagem de corrente em torno de um módulo sombreado ou avariado dentro de uma cadeia.

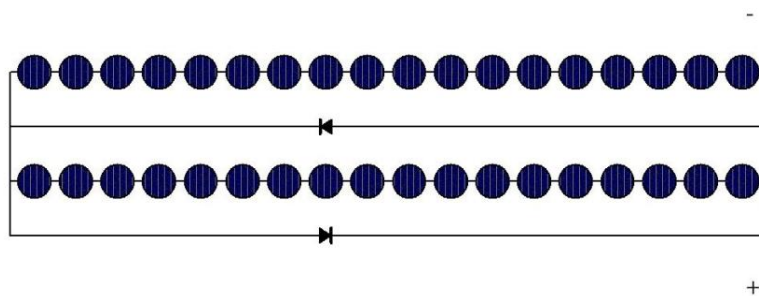


Figura 2.9: Ligação dos díodos de desvio nos módulos fotovoltaicos [10]

2.5.2.2. Díodos de bloqueio

No entanto, quando as cadeias de módulos em série são ligadas em paralelo, também pode surgir outro problema quando uma das cadeias não efetuar um bom desempenho, em vez de fornecer corrente ao painel, a série de módulos avariada ou sombreada pode absorver corrente das restantes séries do painel, devido à redução da tensão aos seus terminais. Ao colocar-se díodos de bloqueio (também designados por díodos de isolamento) na parte superior da cadeia, pode evitar-se a absorção desta corrente.

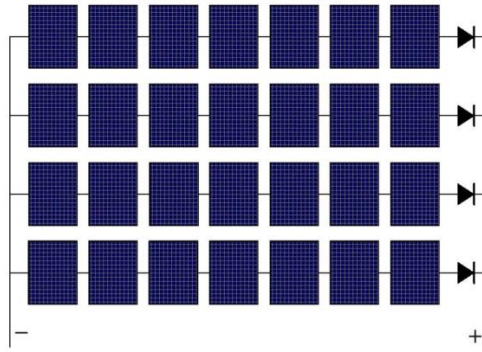


Figura 2.10: Ligação de 4 séries dos módulos conectados em paralelo usando díodos de bloqueio [10]

2.6. Baterias Recarregáveis

Uma das maiores preocupações do uso de energia fotovoltaica é a falta de luz solar durante a noite e a sua disponibilidade intermitente durante o dia, devido às condições climáticas. Esta intermitência resulta em flutuações na potência de saída, uma preocupação crítica para aplicações em redes elétricas. As baterias são uma solução para este problema, uma vez que ao serem introduzidas num sistema fotovoltaico, são carregadas durante o dia, armazenando energia, e descarregadas à noite, bem como podem servir de suporte durante a intermitência.

Recorre-se, portanto, aos acumuladores (baterias recarregáveis) como sendo os elementos disponíveis do mercado, com algum grau de maturação, para o armazenamento nas instalações de energia solar [19].

2.6.1. Princípio de funcionamento

As baterias recarregáveis (baterias secundárias) compreendem um elevado número de tecnologias e são classificadas consoante o tipo de elétrodos e eletrólitos usados no sistema de armazenamento.

As baterias secundárias armazenam ou fornecem energia elétrica através das reações químicas de oxidação-redução que se processam no seu interior. Este processo pode ser reversível, contrariamente ao que sucede nas baterias primárias, onde a reação química ocorre apenas num sentido, não podendo ser recarregadas e, uma vez esgotados os reagentes, estas são descartadas [8][10][20][21].

As baterias são constituídas por células eletroquímicas colocadas em série, de modo a gerarem energia elétrica, a uma diferença potencial específica, numa reação eletroquímica [20], [22]. Cada célula eletroquímica tem dois elétrodos, um ânodo (onde ocorre a oxidação eletroquímica funcionando como fonte dos eletrões -perda de eletrões), um cátodo (onde ocorre a redução eletroquímica- ganho de eletrões) e um eletrólito (proporciona o transporte de iões entre os elétrodos) [10], [21]. A célula eletroquímica converte energia elétrica em química, durante o

carregamento e energia química em elétrica durante o descarregamento [20], [22]. Durante o estado de descarregamento, os elétrons estão, inicialmente, no ânodo e passam para o cátodo através de um circuito externo. No estado de carregamento, ocorre a reação inversa e a bateria é recarregada através de uma tensão externa aplicada nos elétrodos [8], [10], [19]. O eletrólito separa os elétrodos, evitando que entrem em contacto um com o outro, de modo a prevenir um curto-circuito [19].

As baterias são classificadas em termos da sua capacidade, isto é, a quantidade de corrente que conseguem fornecer durante a descarga, durante um determinado período de tempo. As unidades são em ampere hora (Ah). Este termo varia consoante a idade da bateria, as condições da mesma, temperatura e taxa de descarregamento [8], [10].

O ciclo de vida corresponde ao número de vezes que a bateria pode ser descarregada e carregada durante a sua vida útil e a auto-descarga é a percentagem de descarga que ocorre devido a processos químicos internos quando a bateria quando não é utilizada (normalmente cerca de 3% ao mês) [10].

A profundidade de descarga corresponde ao valor máximo aconselhado para a descarga da bateria. A profundidade das baterias influencia fortemente a vida útil das mesmas relativamente ao número de ciclos carga/descarga. É necessário adequar o ciclo de carga/descarga com as recomendações do fabricante [8].

As baterias de forma a serem incluídas nas instalações de geração fotovoltaica é necessário haver alguns critérios de seleção que provêm dos seguintes aspetos: Elevada vida cíclica para descargas profundas; Boa relação qualidade/preço; Necessidade de pouca ou nenhuma manutenção; Reduzida taxa de auto-descarga, elevada eficiência de carregamento; Confiabilidade; Durabilidade; Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência (requisitos de volume e de peso); Resistência mecânica à vibração (para o transporte); Proteção contra a ocorrência de riscos para o meio ambiente e para a saúde [10], [19], [23].

Estes fatores podem variar bastante entre diferentes modelos de baterias. A escolha das mesmas envolve o conveniente equilíbrio dos fatores de seleção mencionados. No ponto seguinte serão abordados três tipos de baterias utilizadas para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

2.6.2. Tipo de baterias de armazenamento

2.6.2.1. Bateria de ácido de chumbo

As baterias de ácido de chumbo são as baterias de armazenamento mais antigas e foram desenvolvidas em 1859 por um físico francês Gaston Planté [10], [22]. Esta é a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh que está atualmente disponível no mercado para aplicações de sistemas fotovoltaicos.

Estas baterias são constituídas por um eletrodo positivo feito de dióxido de chumbo (PbO_2), um eletrodo negativo de chumbo (Pb) metálico poroso ou esponjoso e um eletrólito constituído, maioritariamente, por água destilada pura misturada com uma pequena quantidade de ácido sulfúrico [8], [10], [19], [20].

Durante o estado de descarregamento, o ácido sulfúrico reage com os eletrodos, produzindo água que dilui o eletrólito e sulfato de chumbo ($PbSO_4$). Durante o carregamento, o processo é invertido, o sulfato de chumbo produzido nos dois eletrodos durante o descarregamento é transformado em chumbo, dióxido de chumbo e ácido sulfúrico. [10], [19], [20], [22].

As baterias de ácido de chumbo têm um ciclo de vida curto (2000-2500 vezes), uma eficiência entre 70% a 90%, uma vida útil entre 5 a 15 anos, elevada disponibilidade e baixo custo, o que levou à disseminação em aplicações de energia elétrica e renovável. No entanto, são tóxicas para o meio-ambiente e têm um volume e peso consideráveis [20], [22].

2.6.2.2. Baterias de Níquel Cádmio (Ni-Cd)

As baterias de Níquel Cádmio foram inventadas em 1899 por Waldmar Jungner e têm uma estrutura física similar às baterias de ácido de chumbo. O seu cátodo é composto por hidróxido de níquel ($Ni(OH)_2$), o ânodo é constituído por uma placa de hidróxido de cádmio e o eletrólito por uma solução aquosa alcalina de hidróxido de potássio (KOH) [8], [10], [20], [21].

As baterias de Níquel-Cádmio são menos afetadas por sobrecargas, podendo ser totalmente descarregadas e mantidas neste modo sem grande prejuízo para as suas placas. No entanto, têm a desvantagem de apresentar “efeito de memória”, que pode reduzir a capacidade da carga útil da bateria [8], [10], [20].

As baterias Ni-Cd apresentam um custo inicial elevado, sendo mais cara quando comparadas com as baterias de chumbo-ácido, no entanto, apresentam ganhos operacionais como custos de manutenção reduzidos e uma vida cíclica maior. O seu fator de custo inicial elevado e a presença de metais tóxicos na sua constituição faz com que esta bateria seja uma tecnologia pouco utilizada em instalações fotovoltaicas [8], [10], [20].

Existem 5 tipos de bateria que utilizam um eletrodo de níquel na sua constituição: Ferro-Níquel, Níquel-Cádmio, Níquel-Hidrogénio, Níquel-Hidreto metálico (NiMH), Níquel-Zinco, no entanto, o níquel-cádmio é o mais utilizado enquanto bateria, com um ciclo de vida (2000-2500 vezes) e uma eficiência na ordem dos 70-72% [22].

2.6.2.3. Baterias Ião Lítio

As baterias ião lítio apresentam elevadas densidades energéticas, e desde 2000 até à atualidade representam uma tecnologia muito utilizada em equipamentos eletrónicos como

computadores, câmaras fotográficas, telemóveis e também têm sido usadas em veículos elétricos [19].

É considerada uma tecnologia muito promissora e com muito espaço para progressão. O cátodo é composto por Lítio (Li) sob a forma de $LiMO_2$, onde M representa um elemento químico (Ni, Co, Mn) que durante o processo de descarga é capaz de produzir iões de lítio. O ânodo é formado por carbono com propriedades capazes de receber e acumular iões de lítio. O eletrólito é composto por carbonatos orgânicos de lítio [10].

Uma das vantagens desta bateria é a sua elevada densidade energética, elevada eficiência, ausência de “efeito de memória”, a possibilidade de suportar elevadas taxas de descarga, o rápido tempo de carregamento e a sua baixa taxa de auto descarga o seu controlo de carga/descarga é feito por BMS (battery management system) [10], [23]. No entanto, têm um preço muito elevado, o que constitui uma limitação à sua aplicação em sistemas fotovoltaicos.

2.7. Reguladores de Carga

Os reguladores de carga ou controladores de carga têm como objetivo proteger as baterias de serem sobrecarregadas ou completamente descarregadas, garantindo um aumento da proteção, eficácia e vida útil das mesmas [10], [20]. Para que tal aconteça, há que garantir que a tensão de saída dos módulos seja compatível com a tensão das baterias [8], [10], [24]. Na prática, para que as baterias carreguem a tensão fornecida pelos módulos tem que ser superior ao verificado nas baterias [8], [20], [24].

Os reguladores de carga são dispositivos críticos nos sistemas fotovoltaicos isolados, pois, em caso de falha destes, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis. Estes devem ser projetados considerando as especificidades dos diversos tipos de baterias, bem como, tendo em atenção as características de tensão e corrente envolvidas no sistema solar fotovoltaico.

Os controladores de carga são compostos por um circuito de controlo e um circuito de comutação. [8] O circuito de controlo monitoriza a tensão corrente e temperatura da bateria, processa as informações obtidas e gera sinais de controlo para o circuito de comutação [8]. O circuito de comutação é formado por dispositivos semicondutores de potência que controlam a tensão e/ou corrente da carga ou descarga das baterias [20].

Os reguladores mais simples controlam, constantemente, a tensão das baterias; alguns fazem o controlo da tensão e corrente. Quando a referida tensão alcança um valor para o qual se considera que a bateria se encontra carregada, o regulador interrompe o processo de carga, desconectando o gerador FV da bateria [8], [10], [24]. Quando o consumo provoca o descarregamento das baterias e, conseqüentemente, a diminuição da sua tensão de saída, o controlador volta a interligar o gerador fotovoltaico à bateria, reiniciando o ciclo de carregamento

[24]. Quando a bateria atinge a profundidade de descarga máxima ou a carga máxima é interrompido o fornecimento às cargas externas [17]. O regulador de carga é classificado consoante a forma como a bateria se desconecta do gerador fotovoltaico, podendo denominar-se de série, paralelo/shunt ou MPPT.

Os sistemas fotovoltaicos destinados a alimentar cargas (equipamentos elétricos) com pouca variação no consumo podem ser projetados sem controlador de carga, desde que a tensão entregue pelo painel fotovoltaico seja compatível com a tensão da bateria. Estes são denominados de sistemas autorregulados.

As principais funções atribuídas aos controladores de carga das baterias são [17], [20]:

- Assegurar o carregamento da bateria;
- Evitar a sobrecarga da bateria;
- Bloquear corrente inversa entre a bateria e o painel;
- Prevenir descargas profundas.

2.7.1. Regulador Série

Os interruptores eletrónicos de controlo ficam em série com o gerador fotovoltaico [17].

O regulador faz o controlo da carga da bateria através da análise da tensão da mesma, interrompendo o fornecimento da energia entre a bateria e as cargas externas quando, no processo de descarga, é atingido o limiar de descarga máxima da bateria [17]. Quando as baterias se encontram totalmente carregadas, o gerador fotovoltaico é desconectado através de um relé ou semicondutor das baterias [10].

2.7.2. Regulador Paralelo ou “Shunt”

Este tipo de regulador é mais utilizado que o regulador série, pois consome menos energia.

Nestes reguladores, um dos interruptores eletrónicos de controlo fica em paralelo com o gerador FV, impedindo ou reduzindo o fluxo de corrente para a bateria quando esta está completamente carregada. Deste modo, parte da corrente fornecida pelo gerador é desviada através do dispositivo em paralelo com a bateria e somente parte da corrente contínua carrega a bateria. A quantidade de corrente que é desviada depende do limite de tensão estabelecido para a bateria [10].

Um componente necessário no regulador paralelo é o díodo de bloqueio, que é ligado em série entre o elemento comutador e a bateria, de modo a proteger a mesma contra curto-circuitos quando a corrente é desviada [10]. Os díodos de bloqueio impedem que durante a noite o fluxo de correntes inversas para o gerador fotovoltaico [8].

2.7.3. Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Este regulador é o mais adequado para sistemas fotovoltaicos em que se pretende tirar o máximo partido do módulo fotovoltaico. A função deste regulador faz-se através do ponto máximo de potência, impondo ao módulo a tensão correspondente ao mesmo, mantendo a tensão com valor superior ao da bateria para que esta carregue [17].

Estes reguladores têm um conversor DC/DC para ajustar o sinal de saída em função do valor de tensão da carga da bateria e encontrar o ponto MPPT [10].

2.8. Inversores

O inversor estabelece a ligação entre o sistema fotovoltaico e a rede. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico contínuo do painel num sinal elétrico alternado [17]. O sinal elétrico contínuo pode ser proveniente de baterias, células fotovoltaicas, células a combustível, entre outras. O mesmo deve ser ajustado para amplitude, frequência, nível de tensão e conteúdo harmónico adequados às cargas que estão a alimentar. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede [10].

O inversor também tem a função de proteger o sistema, cortando a ligação entre a rede e o sistema fotovoltaico caso se verifique que os níveis de corrente, tensão ou frequência não estejam dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou do lado da produção e isolando o gerador FV da rede quando se verifica que não existe energia na rede, seja por falha ou operações de manutenção, diminuindo assim o risco de contactos directos ou indirectos [24].

Nos sistemas fotovoltaicos, os inversores são divididos em duas categorias: *GridTie* (sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica -SFCR), *Offgrid* (sistemas fotovoltaicos isolados da rede SFI ou sistemas fotovoltaicos autónomos). Embora ambos apresentem os mesmos princípios gerais de funcionamento, os SFCR possuem características específicas de modo a manter a qualidade e segurança da energia injetada na rede [10].

O inversor para SFI alimenta directamente as cargas elétricas de corrente alternada existentes no sistema isolado, enquanto que o inversor para SFCR é conectado à rede elétrica da distribuidora local [10].

Os inversores utilizam conversores DC-DC e conversores DC-AC, ou seja, conversores de corrente contínua para corrente contínua e conversores de corrente contínua para corrente alternada [14]. As entradas de corrente contínua em sistemas SFI são provenientes de bancos de baterias e em sistemas de SFCR, a entrada provém directamente o painel fotovoltaico [10].

Os conversores DC-DC no inversor de SFCR efetuam o controlo de tensão e o MPPT (*maximum power pointtracking* – seguidor do ponto de potência máximo) que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação, faz o ajuste da tensão de saída do módulo, de

modo a que o funcionamento se processe no ponto correspondente à potência máxima, resultando assim numa melhoria global do rendimento da conversão de energia eléctrica [25]. No caso com inversor SFI, o conversor apenas eleva a tensão [10].

O conversor CC-CA serve para filtragem e, no caso do inversor SFCR, também tem a função de acoplamento à rede eléctrica [10].

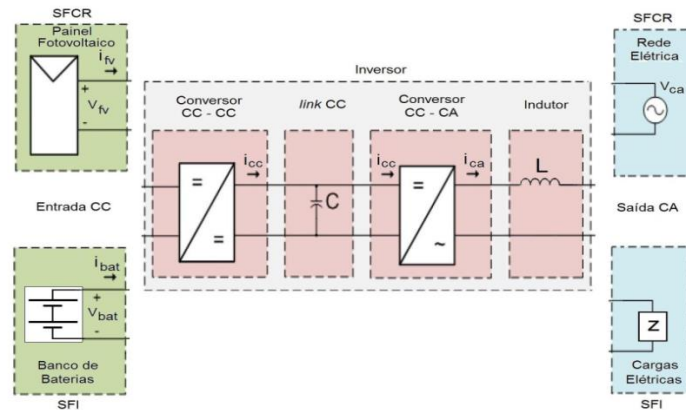


Figura 2.11: Esquema representativo do inversor [10]

Uma possível classificação de tipos de inversores ligados à rede eléctrica quanto ao seu tipo de configuração pode ser a seguinte:

- Inversor central: quando a conversão DC/AC é efetuada por um único inversor [8]
Inversores trifásicos de grande porte, na ordem dos kWp/MWp [10]
- Inversor fileira ou *string*: a conversão é efetuada através da utilização de um inversor por fileira. [8] Inversores monofásicos até 10kWp [10]
- Inversor de várias fileiras ou *multistring*: um inversor faz a conversão de múltiplas fileiras [8] Inversores monofásicos ou trifásicos com potência na faixa das dezenas kWp. [10]
- Inversor de módulo integrado: quando é utilizado um inversor por cada módulo [8]

Os critérios de qualidade de um inversor são os seguintes [10], [17], [25]:

- Elevada eficiência de conversão
- Elevada confiabilidade e baixa manutenção
- Boa regulação da tensão de saída
- Corrente sinusoidal, tensão e frequências estabilizadas
- Baixo conteúdo harmónico
- Baixa emissão de interferência eletromagnética e ruído audível
- Segurança tanto para as pessoas como para a instalação

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo aborda-se a Metodologia. Na mesma, foi inserida toda a teoria e modelização matemática necessária para a realização do caso-estudo, evidenciando os tipos de sistemas fotovoltaicos utilizados, modelo matemático da célula fotovoltaica com incorporação do efeito do vento para o cálculo da potência de saída, lógica utilizada na incorporação de um sistema de armazenamento com baterias, definição do autoconsumo e autonomia e respetivas equações e, por último, é efetuada uma abordagem à avaliação económica, os seus conceitos e respetivos cálculos.

3. Metodologia

3.1. Tipo de Sistemas Fotovoltaicos

Para obter um melhor aproveitamento energético fotovoltaico, existem 3 sistemas a ter em consideração: sistemas ligados à rede (*grid-connected*), sistemas autónomos (*off-grid*), ou sistemas híbridos [24][25]. A sua escolha depende de vários fatores, como a localização, possibilidade de ligação à rede elétrica, necessidades dos consumidores, entre outros.

3.1.1. Sistemas Autónomos

Este tipo de sistema fotovoltaico alimenta, na totalidade, todo o consumo da carga, ou seja, não existe ligação entre a carga e a rede elétrica. Este facto advém da falta de acesso à rede elétrica, ou onde não é economicamente viável a ligação à mesma por causa do terreno, passagens da rede elétrica ou devido a preocupações ambientais [25].

Assim, o dimensionamento do painel é normalmente efetuado com base na radiação disponível no mês com menor radiação solar. Em conjunto com o painel solar o sistema deve incluir também [24][25]:

- Um sistema de armazenamento (normalmente utiliza-se baterias), de modo a assegurar a alimentação dos consumos nos períodos onde o recurso solar não se encontra disponível.
- Controlador de carga, para efetuar a gestão da carga da bateria;
- Inversor, no caso de haver alimentação de cargas em corrente alternada

Alguns sistemas autónomos não necessitam de armazenamento. É o caso da irrigação, onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou colocada em reservatórios.

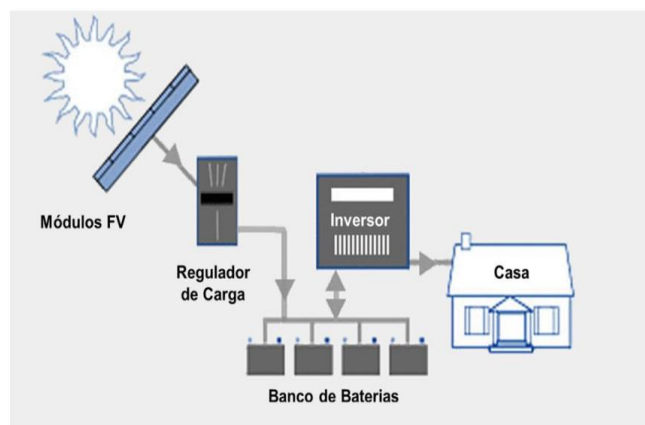


Figura 3.1: Sistema fotovoltaico autónomo [25]

3.1.2. Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica permitem a utilização de energia proveniente desta, caso o sistema fotovoltaico não seja suficiente para satisfazer as necessidades da carga. Se assim se pretender, também se pode vender a energia em excesso produzida pelo painel à rede elétrica. [25].

Para efetuar esta ligação é necessário o uso de inversores para fazer a conversão energia produzida em CC para AC exigida pela rede, abordados no ponto 2.8. Ao contrário dos sistemas isolados, nos sistemas com ligação à rede não é necessário a instalação de baterias, sendo apenas necessário os módulos fotovoltaicos e os respetivos inversores.

O dimensionamento destes sistemas é menos crítico do que o dos sistemas isolados, visto que a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica, para um certo local está adquirida [25].

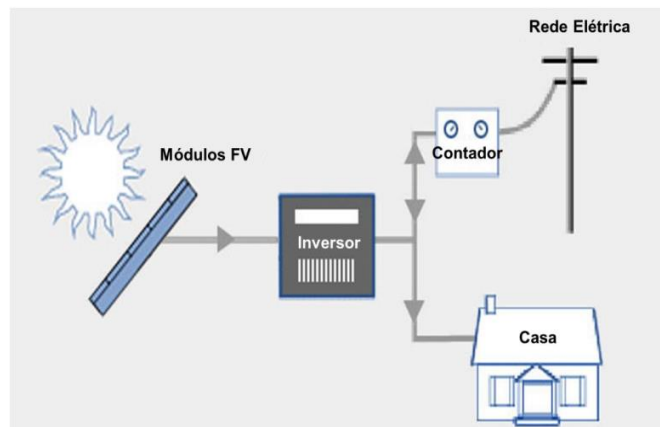


Figura 3.2: Sistema fotovoltaico com ligação à rede elétrica[25]

3.1.3. Sistemas Híbridos

A definição de sistemas híbridos pode ser compreendida de duas formas distintas. Denomina-se de sistemas híbridos a combinação de várias fontes de energias adicionais ao sistema fotovoltaico que supram as necessidades energéticas da carga (geradores a diesel, gás ou mesmo eólicos), [24] ou também pode ser compreendida como a combinação de um sistema ligado à rede elétrica com a utilização de baterias [25]. Abordar-se-á, neste ponto, a segunda definição, pois a mesma foi executada no presente estudo.

A combinação do sistema ligado à rede com as baterias é ideal para armazenar o excedente de produção, bem como permite a minimização das dificuldades induzidas pelos altos níveis de injeção de energia FV na rede elétrica, caso se aborde sistemas com uma elevada potência instalada.

Num sistema deste tipo, a energia produzida pelos painéis alimenta diretamente a carga, no entanto, quando há excesso de produção, as baterias são carregadas e, nos períodos onde o sistema

fotovoltaico não produz energia, as baterias são descarregadas. Caso as baterias descarreguem totalmente e não haja produção fotovoltaica suficiente, as necessidades energéticas são asseguradas pela rede. A energia pode ainda ser injetada na rede, caso exista excedente de produção, e as baterias estejam totalmente carregadas [25].

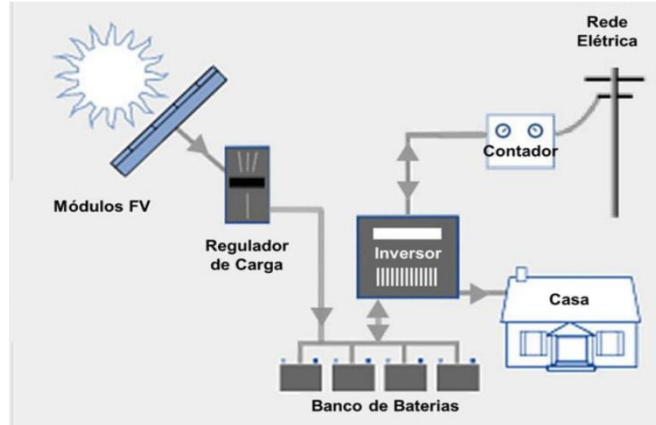


Figura 3.3: Sistema fotovoltaico híbrido [25]

3.2. Modelização Matemática - Modelo de um Díodo e Três Parâmetros (circuito equivalente ideal)

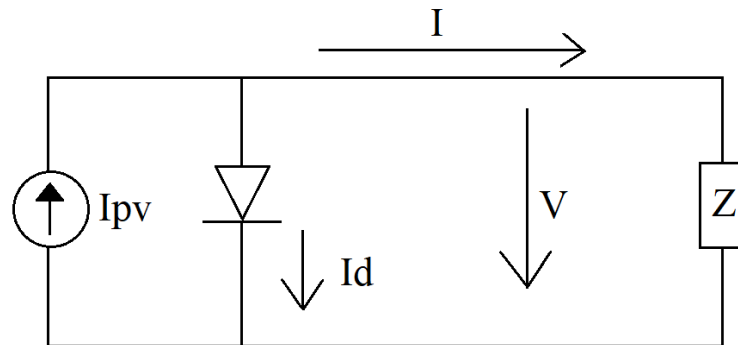


Figura 3.4: Esquema de um díodo e três parâmetros de uma célula fotovoltaica

A corrente elétrica de uma dada célula resulta da soma da corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar (I_{pv}), que é proporcional à irradiação incidente da célula (W/m^2), com a corrente de uma junção p-n no escuro (I_d). A corrente que se fecha pela carga Z pode ser descrita pela equação de Shockley e é dada por [9]:

$$I = I_{pv} - I_d = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \quad [A] \quad (3.1.)$$

Onde a corrente do díodo é traduzida pela expressão [26]:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad [A] \quad (3.2.)$$

- I_d - Corrente unidirecional [A]
- I_0 - Corrente inversa máxima de saturação do díodo [A]
- V – Tensão aos terminais [V]
- m - Fator de idealidade do díodo (díodo ideal $m=1$, díodo real $m>1$)
- V_t - Potencial térmico [V]

O potencial térmico é dado por[26]:

$$V_T = \frac{kT}{q} [V] \quad (3.3.)$$

- k – Constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
- T – Temperatura absoluta da célula [K]
- q – Carga elétrica do eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C)

Para condições de referência o potencial térmico é calculado da mesma forma que evidenciado na equação 3.3, no entanto, a temperatura absoluta da célula é dada em condições STC em Kelvin ($298,16$ K) ficando da forma:

$$V_T^r = \frac{kT^r}{q} [V] \quad (3.4.)$$

As *STC*, normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas condições de referência são [14]:

- Temperatura da célula: $\theta^r = 25$ °C $\equiv T^r = 298,16$ K;
- Irradiância incidente na célula, $G^r = 1000$ W/m²;
- Distribuição espectral padrão da radiação solar, AM 1,5.

3.2.1. Estudo dos pontos de funcionamento

Existem dois pontos de funcionamento da célula fotovoltaica de particular interesse, o curto circuito e o circuito aberto.

3.2.1.1. Curto circuito

$$V = 0 \text{ V} \quad (3.5.)$$

Metodologia

$$I_d = 0 \text{ A} \quad (3.6.)$$

$$I = I_{PV} = I_{CC} \text{ [A]} \quad (3.7.)$$

A corrente de curto-circuito, I_{CC} , é o valor máximo da corrente da carga, igual à corrente gerada pelo efeito fotovoltaico quando a tensão elétrica aos terminais da célula é nula. O seu valor é característico de cada célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para as condições STC (*Standart Test Conditions*). [26]

3.2.1.2.Circuito aberto

$$V = V_{CA} \text{ [V]} \quad (3.8.)$$

$$I = 0 \text{ A} \quad (3.9.)$$

$$0 = I_{PV} - I_0 \left(e^{\frac{V_{CA}}{mV_T}} - 1 \right) \Leftrightarrow \frac{I_{PV}}{I_0} = \left(e^{\frac{V_{CA}}{mV_T}} - 1 \right) \Leftrightarrow \ln \left(\frac{I_{PV}}{I_0} + 1 \right) = \frac{V_{CA}}{mV_T} \Leftrightarrow \quad (3.10.)$$

$$\ln \left(\frac{I_{PV}}{I_0} + 1 \right) mV_T = V_{CA} \text{ [V]}$$

A tensão em circuito aberto, também chamada de tensão em vazio, V_{CA} , é o maior valor de tensão possível aos terminais da célula quando não há corrente a circular. Este valor característico é dado pelo fabricante para condições STC [26].

Um dos ensaios para determinar as características elétricas de uma célula fotovoltaica advém da curva característica I-V, no mesmo são registados vários pontos de tensão-corrente de modo a fazer-se o traçado da curva característica [10].

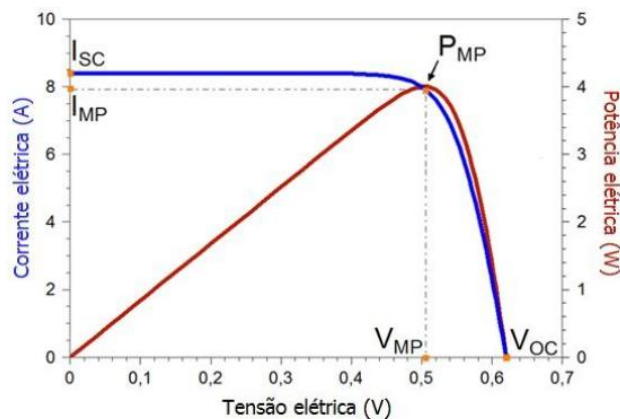


Figura 3.5: Curva característica exemplo I-V e P-V de uma célula fotovoltaica [10]

Para cada ponto da curva I-V, o produto tensão-corrente representa a potência gerada para cada condição de operação. A partir dos dados da curva I-V é possível obter-se a curva da potencia em função da tensão, P-V, onde se destaca o ponto de máxima potência, correspondendo

a um ponto específico de corrente e tensão, onde se obtém a máxima potência ($V_{MP}; I_{MP}$), ou seja, o ponto onde a derivada da potência em relação à tensão é nulo [26].

A potência elétrica é dada por [26]:

$$P = V \times I = V \times \left(I_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) [W] \quad (3.11.)$$

A potência máxima obtém-se igualando a derivada da equação 3.11a zero, ou seja, $\frac{dP}{dV} = 0$, então [26]:

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} \left(V \times \left(I_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) \right) &= 0 \leftrightarrow \\ \leftrightarrow I_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V \times I_0}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}} &= 0 \end{aligned} \quad (3.12.)$$

A solução da Eq. (3.12.) é $V = V_{MP}$, ou seja, tensão de máxima potência. Para a intensidade de corrente tem-se que $I = I_{MP}$, ou seja, intensidade de corrente de máxima potência. De seguida são apresentadas as duas expressões correspondentes da solução da Eq. (3.12.) [27]:

$$V_{MP} = m V_T \ln \left(\frac{\frac{I_{CC}}{I_0} + 1}{\frac{V_{MP}}{m V_T} + 1} \right) [V] \quad (3.13.)$$

$$I_{MP} = I_{CC} - \left[I_0 \left(e^{\frac{V_{MP}}{mV_T}} - 1 \right) \right] [A] \quad (3.14.)$$

O ponto de potência máxima é dado por [26]:

$$P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP} [W] \quad (3.15.)$$

Nas condições de referência tem-se que [26]:

$$V = V_{MP}^r ; I = I_{MP}^r ; P = P_{MP}^r$$

Sendo os valores de V_{CA}^r ; I_{CC}^r e P_{MP}^r característicos da célula e sempre fornecidos pelo fabricante, normalmente, também são dados os valores de V_{MP}^r e I_{MP}^r [26].

O fator de forma é a grandeza que expressa quanto a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama I-V. Quanto melhor a qualidade das células (menos perdas resistivas), mais próxima da forma retangular será a curva I-V [10]. Na figura seguinte está representada a definição de fator de forma, onde a zona às riscas mais clara representa o produto $V_{CA} \times I_{CC}$, valor acima da potência que o módulo pode alcançar e a zona às riscas mais escura representa o produto

Metodologia

$V_{MP} \times I_{MP}$, ou seja, o ponto de potência máxima. A relação entre as duas áreas corresponde ao fator de forma [10].

O fator de forma da célula fotovoltaica é dado por [26]:

$$FF = \frac{P^r_{MP}}{V^r_{CA} \times I^r_{CC}} \quad (3.16.)$$

Para células do mesmo tipo os valores de V^r_{CA} e I^r_{CC} são praticamente constantes, mas a forma da curva I-V pode variar consideravelmente. Os painéis em uso comercial apresentam fatores de forma que variam entre 0,7 e 0,85 [14].

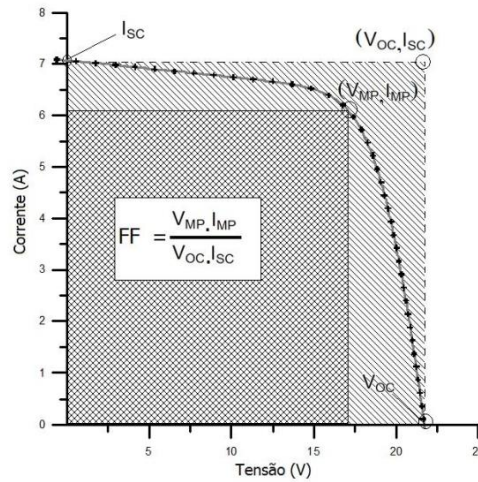


Figura 3.6: Definição de fator de forma [10]

O rendimento é um parâmetro que define o quão eficiente é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica e é obtido através da relação entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiância solar. Em condições STC a irradiância é de $G = 1000 \text{ W/m}^2$. A potência luminosa incidente é dada pelo produto da irradiância pela área da célula [10].

De acordo com o exposto, o rendimento máximo da célula fotovoltaica será [26]:

$$\eta^r = \frac{P^r_{MP}}{A \times G^r} \quad (3.17.)$$

- P^r_{MP} –Potência máxima [W]
- G^r – Radiação Incidente [W/m^2]
- A –Área da célula [m^2]

Para outro ponto de funcionamento da célula tem-se que [26]:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \times G} \quad (3.18.)$$

3.2.2. Aplicação do modelo de um díodo a três parâmetros

Na situação mais comum, os fabricantes fornecem os valores de V^r_{CA} , I^r_{CC} e P^r_{MP} . A partir dos mesmos dados, podem ser calculados o fator de idealidade do díodo, m , e a corrente inversa de saturação I^r_0 [26].

$$I = I_{PV} - I^r_0 \left(e^{\frac{V}{mV^r_T}} - 1 \right) \quad (3.19.)$$

Em curto circuito [26]:

$$I = I_{PV} = I_{CC} [A] \quad (3.20.)$$

Em circuito aberto [26]:

$$I^r_0 = \frac{I^r_{CC}}{\left(e^{\frac{V^r_{CA}}{mV^r_T}} - 1 \right)} \quad (3.21.)$$

Com $I=0$ A [26]:

$$0 = I^r_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{V^r_{CA}}{mV^r_T}} - 1 \right) \quad (3.22.)$$

No ponto de potência máxima [26]:

$$I^r_{MP} = I^r_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{V^r_{CA}}{mV^r_T}} - 1 \right) \quad (3.23.)$$

Ao dividir-se as expressões 3.23 e 3.22 obtém-se [26]:

$$1 - \frac{I^r_{MP}}{I^r_{CC}} = \frac{\left(e^{\frac{V^r_{MP}}{mV^r_T}} - 1 \right)}{\left(e^{\frac{V^r_{CA}}{mV^r_T}} - 1 \right)} \quad (3.24.)$$

Ao considerar-se que os termos [26]

$$\frac{V^r_{MP}}{mV^r_T} \gg 1 \quad \text{e} \quad \frac{V^r_{CA}}{mV^r_T} \gg 1 \quad (3.25.)$$

Tem-se que [26]

$$1 - \frac{I^r_{CC}}{I^r_{MP}} \gg 1 = e^{\frac{V^r_{MP} - V^r_{CA}}{mV^r_T}} \quad (3.26.)$$

Onde se pode calcular o fator de idealidade[26]:

$$m = \frac{V^r_{MP} - V^r_{CA}}{V^r_T \ln \left(1 - \frac{I^r_{MP}}{I^r_{cc}} \right)} \quad (3.27.)$$

3.2.3. Influência da radiação incidente e temperatura

A radiação solar e a temperatura da célula são fatores que influenciam, de forma determinante, o funcionamento da célula fotovoltaica. Apresenta-se, seguidamente, a forma como as grandezas características da célula fotovoltaica são afetadas pela temperatura e radiação ($G; \theta$).

Resumidamente, afirma-se que, a eficiência do painel cresce com o aumento de radiação e diminui com o aumento da temperatura.

3.2.4. Influência da radiação incidente

A figura 3.7 mostra a influência da radiação incidente na curva I-V de uma célula fotovoltaica. A corrente elétrica aumenta linearmente com o aumento da radiação solar incidente, enquanto que a tensão de vazio praticamente não sofre alteração aquando mantida na mesmo valor de temperatura. Com o aumento da radiação incidente a potência de saída da célula aumenta e a corrente inversa de saturação quase não varia o seu valor.

A corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica relaciona-se com a radiação incidente da seguinte forma [10]:

$$I_{cc} = I_{ccr} \left(\frac{G}{G_r} \right) [A] \quad (3.28.)$$

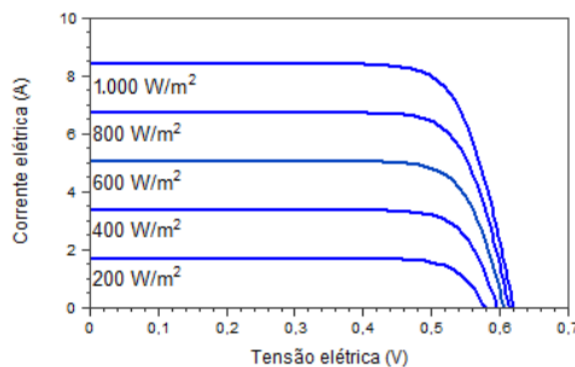


Figura 3.7: Influência da radiação incidente na curva característica I-V exemplo [10]

3.2.5. Influência da temperatura da célula

Um aumento da temperatura ambiente provoca um aumento na temperatura da célula que, por sua vez, reduz a eficiência da mesma. Isto deve-se ao facto de a tensão da célula diminuir, significativamente, com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezável [10].

Resumidamente, com o aumento da temperatura da célula [26]:

- A potência de saída da célula decresce
- A tensão de vazio, V_{CA} , decresce
- A corrente de curto-circuito, I_{CC} , quase não varia
- A corrente inversa de saturação, I_0 , aumenta

A figura 3.8, mostra o comportamento da curva I-V sob a influência de diversas temperaturas da célula fotovoltaica em condições de irradiância STC.

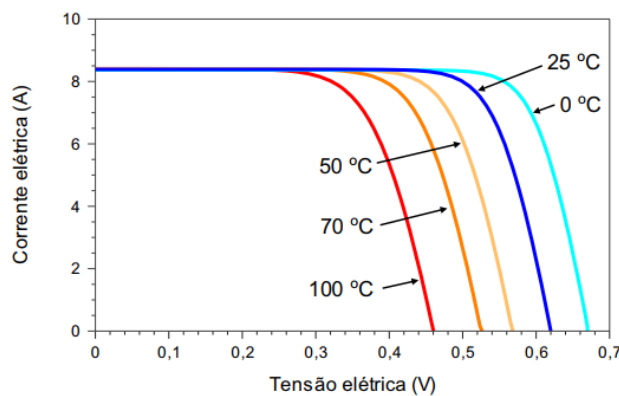


Figura 3.8: Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [10]

Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos fotovoltaicos utilizam-se coeficientes de temperatura.

Coefficiente (β) de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura [10]:

$$\beta = \frac{\Delta V_{ca}}{\Delta T} \text{ [%/K]} \quad (3.29.)$$

Onde:

- ΔV_{ca} - Variação da tensão de circuito aberto
- ΔT - Variação da temperatura

O coeficiente β é negativo.

O cálculo do V_{ca} para uma determinada temperatura, com a implementação do coeficiente β , é feito através da equação seguinte [10]:

$$V_{ca}(T) = V_{ca}^r \times (1 + \beta \times (T - 298,15)) [V] \quad (3.30.)$$

Os restantes coeficientes de temperatura abordados seguidamente utilizam, analogamente, a equação evidenciada anteriormente na obtenção do cálculo da tensão de circuito aberto.

O coeficiente (α) da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura determina-se da seguinte forma [26]:

$$\alpha = \frac{\Delta I_{cc}}{\Delta T} [\%/K] \quad (3.31.)$$

Onde:

- ΔI_{cc} - Variação da corrente de curto-circuito
- ΔT – Variação da temperatura

Este coeficiente é positivo.

O coeficiente (γ) da variação da potência máxima (potência de pico) com a temperatura determina-se da seguinte forma [10]:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} [\%/K] \quad (3.32.)$$

Onde:

- ΔP_{MP} - Variação da potência máxima
- ΔT – Variação da temperatura

Este coeficiente é negativo. Todos os coeficientes devem ser expressos em percentagem. Os valores dos mesmos variam em função da tecnologia da célula utilizada. O fabricante, por norma, fornece os dados dos mesmos. Quanto menos negativo for o valor de β e menor γ menor é a perda de potência do módulo devido ao efeito da temperatura [10].

3.2.6. Temperatura nominal de operação

Uma vez que as STC não representam, na sua maioria, condições operacionais reais, define-se uma temperatura nominal para a operação das células, na qual as características elétricas se aproximem das características reais. Cada módulo tem uma temperatura nominal para as suas células. Esta é obtida quando o módulo é exposto, em circuito aberto, a uma tensão de 800 W/m^2 e uma temperatura ambiente de 20°C que sofre com a ação do vento a 1 m/s . Esta temperatura nominal é denominada de NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) e, regra geral, este dado é fornecido pelo fabricante [10].

Para módulos com os mesmos coeficientes de temperatura (α, β e γ), aquele que apresentar menor NOCT apresenta um melhor desempenho, pois tem menos perdas associadas à temperatura [10].

A partir da NOCT pode-se calcular o coeficiente térmico do módulo através da seguinte expressão [10]:

$$k_t = \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \text{ [}^\circ\text{C/Wm}^{-2}\text{]} \quad (3.33.)$$

Onde:

- k_t – Coeficiente térmico para o módulo [$^\circ\text{C/Wm}^{-2}$]
- T_{NOCT} – Nominal Operating Cell Temperature [$^\circ\text{C}$]
- 20°C – Temperatura definida para a medida da NOCT - T_{aNOCT}
- 800 W/m^2 – irradiância definida para a medida da NOCT - G_{NOCT}

3.2.7. Influência da temperatura e radiação na corrente inversa máxima de saturação

A corrente inversa de saturação pode ser calculada, tendo em conta as propriedades do material de que a célula é fabricada. [26]

$$I_0 = DT^3 e^{-\frac{\varepsilon}{m'V_T}} [A] \quad (3.34.)$$

- I_0 – corrente inversa máxima de saturação do díodo
- D – constante
- ε – hiato do material característico da célula
- m' – fator de idealidade equivalente
- T – temperatura absoluta da célula [K]
- V_T – potencial térmico [V]

$$m' = \frac{m}{NS} \quad (3.35.)$$

- m – fator de idealidade
- NS – número de células ligadas em série

A corrente inversa de saturação, em quaisquer condições de funcionamento, pode ser obtida à custa da corrente inversa de saturação em condições STC [26].

$$I_0^r = DT^{3r} e^{-\frac{\varepsilon}{m'V_T^r}} [A] \quad (3.36.)$$

Efetuando o quociente entre as equações 3.31 e 3.33, obtém-se, para a corrente de saturação inversa, a seguinte expressão [26]:

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m^r} \left(\frac{1}{v_T^r} - \frac{1}{v_T}\right)} \quad [A] \quad (3.37.)$$

Considera-se o hiato um valor constante, no entanto, este é afetado pela temperatura [26].

$$\varepsilon = (1 - 0,000267(T - T^r))\varepsilon^r \quad (3.38.)$$

Para a tecnologia CIS, material aplicado nos módulos do presente estudo, $\varepsilon^r = 1 \text{ eV}$ [16].

3.2.8. Efeito do vento na temperatura dos módulos fotovoltaicos

A inclusão do vento desempenha um papel importante na estimação da temperatura das células fotovoltaica. Existem vários modelos para prever a temperatura de uma célula fotovoltaica. Todos eles parametrizam a relação entre a temperatura, radiação solar e parâmetros meteorológicos relevantes [28].

3.2.8.1.Noct-Standard-Formula

É o modelo mais utilizado para a determinação da temperatura, onde a velocidade do vento é desprezada, nos módulos PV. É calculado da seguinte forma[28]:

$$T = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} (T_{NOCT} - T_{aNOCT}) \quad [^{\circ}C] \quad (3.39.)$$

- T_a – Temperatura ambiente[$^{\circ}C$]
- G – Radiação incidente [W/m^2]
- $G_{NOCT} = 800 \text{ W}/m^2$
- $T_{aNOCT} = 20^{\circ}C$
- T_{NOCT} – Temperatura nominal de operação[$^{\circ}C$]

3.2.8.2.Skoplaki

Este modelo integra a fórmula anteriormente evidenciada, 3.36, mas com adição do efeito da velocidade do vento e tem em consideração algumas propriedades dos módulos PV como: eficiência, η , coeficiente de temperatura da potência máxima, γ , transmitância da cobertura do sistema, τ , e o coeficiente de absorção das células, α . A expressão fica [28]:

$$T = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} (T_{NOCT} - T_{aNOCT}) \frac{h_{wNOCT}}{h_w(v)} \left[1 - \frac{\eta^r}{\alpha\tau} (1 - \gamma^r \times T^r)\right] \quad [^{\circ}C] \quad (3.40.)$$

- $T^r = 25^{\circ}C$
- $\alpha\tau = 0,9$

- h_w –coeficiente de conversão da velocidade do vento que é dado por uma função linear da velocidade do vento.

Em que h_w [28] :

$$h_w = 8,91 + 2,00v_f[m/s] \quad (3.41.)$$

- v_v –velocidade do vento a 10m de altura em m/s

3.2.8.3.Koehl

Modelo empírico muito simples para estimar a temperatura da célula em função da temperatura ambiente, radiação incidente e velocidade do vento [28].

$$T = T_a + \frac{G}{U_0 + U_1 \times v_w} [^{\circ}C] \quad (3.42.)$$

- $U_0 ; U_1$ – Constantes de Koehl dependentes da tecnologia das células fotovoltaicas
- v_w –velocidade do vento perto do módulo

Para a extrapolação da velocidade perto do módulo pode-se usar a seguinte expressão[28]:

$$v_w = 0,68v_f - 0,5 [m/s] \quad (3.43.)$$

3.2.8.4.Mattei

Modelo proposto que entra com os mesmos parâmetros do modelo Skoplaki [28].

$$T = \frac{U_{PV}(v)T_a + G[\tau\alpha - \eta^r(1 - \gamma^r \times T_{STC})]}{U_{PV}(v) + \gamma^r \times \eta^r \times G} [^{\circ}C] \quad (3.44.)$$

- $\alpha\tau = 0,81$
- $U_{PV}(v)$ –coeficiente de transferência de calor da superfície total do módulo e poder ser calculada de duas formas [28]:

3.2.8.4.1. Mattei 1

$$U_{PV}(v) = 26,6 + 2,3v_w[m/s] \quad (3.45.)$$

3.2.8.4.2. Mattei 2

$$U_{PV}(v) = 24,1 + 2,9v_w[m/s] \quad (3.46.)$$

3.2.8.5.Kurtz

Este é outro modelo proposto que é geral para qualquer tipo de tecnologia PV e usa a relação seguinte para calcular a temperatura do módulo [28].

$$T = T_a + Ge^{-3,473-0,0594v_w} [^{\circ}C] \quad (3.47.)$$

3.2.9. Cálculo da potência de saída

Como já abordado, anteriormente, no ponto 2.7.3), na constituição de um sistema fotovoltaico está incorporado um MPPT, de modo a obter-se a potência máxima permitida pelo painel e um inversor, com a função de converter a corrente contínua de saída dos painéis em corrente alternada.

Admitindo uma lei de variação linear a corrente de máxima potência é possível calcular-se da seguinte forma [27]:

$$I_{MP} = I^r_{MP} \frac{G}{G^r} [A] \quad (3.48.)$$

Tal expressão permite, de uma forma imediata definir a corrente de máxima potência em função da irradiância incidente no local.

A tensão de máxima potência pode ser calculada por [27]:

$$V_{MP} = mV_T \ln\left(\frac{I_{cc} - I_{MP}}{I_0}\right) = mV_T \ln\left(\frac{G}{G^r} \times \frac{I_{cc}^r - I_{MP}^r}{I_0^r}\right) [V] \quad (3.49.)$$

A potência máxima é assim obtida através da multiplicação entre a Eq. (3.46.) com a Eq. (3.77.), ou seja [14]:

$$P_{MP} = V_{MP} I_{MP} [W] \quad (3.50.)$$

Admitindo a potência de saída do painel como [14]:

$$P_{DC} = P_{MP} \times N_m [W] \quad (3.51.)$$

Para calcular a potência de saída alternada há que contabilizar o rendimento dos dispositivos utilizados, neste caso, do MPPT e do inversor [14]:

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{inv} \times \eta_{MPPT} [W] \quad (3.52.)$$

Por falta de dados, apenas de contabilizou o rendimento do inversor (97,3% -retirado do catálogo)

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{inv} = V_{MP} I_{MP} \times \eta_{inv} [W] \quad (3.53.)$$

Onde:

- P_{AC} – Potência elétrica de saída AC [W]
- P_{DC} – Potência elétrica de saída do sistema PV [W]
- η_{inv} - Rendimento do inversor
- η_{MPPT} - Rendimento do MPPT
- N_m - Número total de módulos

3.2.10. Energia Anual Produzida

Para o cálculo da energia anual somou-se as potências AC geradas hora a hora durante um ano, matematicamente, isto é:

$$E_a = \sum_{i'=1}^{8760} P_{ACi} \times \Delta t_{i'} [Wh] \quad (3.54.)$$

Onde:

- E_a – Energia anual produzida [Wh]
- P_{ACi} - Potência elétrica de saída AC [W]
- $\Delta t_{i'}$ – Intervalo de tempo [h]
- i' – Número de horas num ano

3.3. Autoconsumo

3.3.1. Enquadramento

O mercado do fotovoltaico foi impulsionado pelas políticas de incentivos em que as tarifas remuneratórias eram bastante atrativas, por outro lado, estas bonificações fizeram com que a instalação de fotovoltaico fosse vista como um produto financeiro e não como um instrumento de poupança [29]. Estas políticas de incentivo à produção fotovoltaica foram-se alterando ao longo do tempo consoante a estratégia adotada por cada País.

Portugal, inicialmente apostou num regime de tarifas bonificadas “*feed-in*”, onde o produtor independente recebe um valor fixo, por kWh produzido, durante um período estipulado. Atualmente assiste-se a uma transição para o paradigma do autoconsumo onde essas mesmas tarifas já não existem [30].

A maioria dos sistemas fotovoltaicos atuais estão ligados à rede elétrica. Ao contrário dos sistemas fotovoltaicos isolados da rede, a produção fotovoltaica local não necessita de corresponder ao consumo local se estiver conectada com a mesma. Tradicionalmente, a eletricidade é gerada em centrais de grande escala e é distribuída, aos consumidores, através de uma rede de linhas de transmissão e distribuição. Sendo uma geração intermitente, os sistemas fotovoltaicos de pequena escala, estão localizados perto dos consumidores.

Para promover a eletricidade fotovoltaica no sistema de energia, políticas de suporte foram introduzidas em vários países para compensar a lacuna entre os custos de produção fotovoltaica e a receita da utilização ou venda da eletricidade fotovoltaica. No entanto, atualmente, o custo da eletricidade fotovoltaica autoproduzida é mais baixo do que o preço de retalho da eletricidade em alguns países, o que torna o autoconsumo lucrativo sem subsídios [31].

3.3.2. Definição

Segundo o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, artigo 2º, define-se o autoconsumo como “o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável.”

As UPAC são unidades de produção de autoconsumo onde a sua fonte primária é de origem renovável com o objetivo de satisfazer as suas necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica.

A atividade do autoconsumo, através da UPAC, pode ser procedida por autoconsumidores individuais, os autoconsumidores coletivos e as Comunidades de Energia Renovável (CER). No presente projeto, trata-se de um autoconsumidor individual, que segundo o artigo 2º, é definido com “um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, em território nacional, podendo armazenar a mesma ou vender eletricidade, desde que essa não seja a sua atividade principal comercial ou profissional.”

No presente estudo, a potência instalada são 55 kW, por isso, segundo o artigo 23.º é definido que as UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW e inferior a 1MW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas de 10 em 10 anos.

3.3.3. Remuneração

A remuneração atualmente aplicada para a energia excedente do autoconsumo transacionada, segundo o artigo nº 4, é efetuada segundo os seguintes pontos:

1.
 - a) Em mercado organizado ou bilateral, incluindo através de contrato de aquisição de energia renovável;
 - b) Através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes;
 - c) Através do facilitador de mercado.
2. O autoconsumidor individual ou coletivo é integralmente responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela ERSE, competindo-lhe liquidar os desvios ou transferir a sua responsabilidade de balanço a um participante no mercado ou o seu representante designado.

No entanto, o projeto foi elaborado, na prática, antes do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro ter sido revogado e, como tal, a remuneração de energia proveniente das unidades de produção para o autoconsumo rege-se até 2022 pelo artigo 24º do mesmo, onde o valor da energia

elétrica fornecida à RESP pelo produtor abrangido pelo disposto artigo é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$RUPAC_m = E_{fornecida_m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.55.)$$

Sendo:

- a) « $RUPAC_m$ » — A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’, em €;
- b) « $E_{fornecida_m}$ » — A energia fornecida no mês ‘m’, em kWh;
- c) « $OMIE_m$ » — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês ‘m’, em €/kWh;d) «m» — O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP

Após 2022, o valor terá de ser acordado por ambas as partes, como mencionado no artigo 4º. Por falta de dados, assumiu-se, para cálculos económicos no projeto a 25 anos, a fórmula anteriormente evidenciada, 3.55.

3.3.4. Conceito Prático

Na figura seguidamente apresentada, as áreas A e B representam a demanda e geração líquida total de eletricidade, respetivamente. A área sobreposta representada pela letra C é a energia fotovoltaica utilizada diretamente pelo edifício, denominada por autoconsumo sendo a parte consumida pela carga em relação à produção total fotovoltaica que matematicamente pode ser expressa por [32]:

$$Autoconsumo = \frac{C}{B + C} \quad (3.56.)$$

A autonomia expressa o quanto a geração fotovoltaica é capaz de atender às necessidades energéticas do edifício sendo representada, matematicamente, por [32]:

$$Autonomia = \frac{C}{A + C} \quad (3.57.)$$

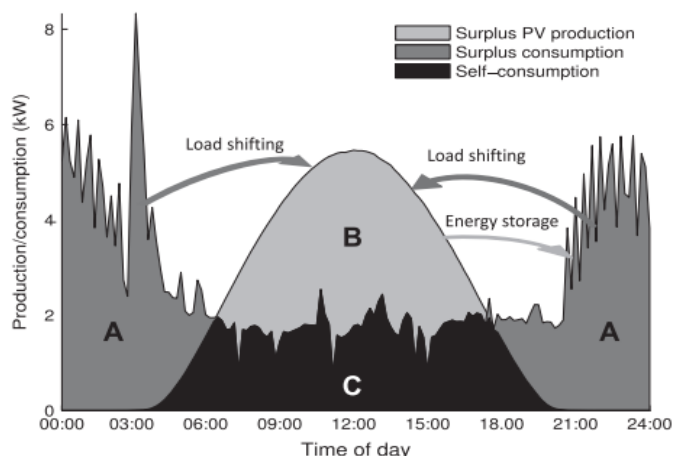


Figura 3.9: Esquematização do autoconsumo para um dia de ano [32]

Assumindo o consumo instantâneo por $L(t)$ e a geração fotovoltaica por $P(t)$, o autoconsumo pode ser definido pelo mínimo entre estas duas funções. A energia fotovoltaica utilizada depende da carga e do perfil de geração[32].

$$M(t) = \min\{L(t); P(t)\} \quad (3.58.)$$

Deste modo, após estar definido o autoconsumo pode ser estabelecida uma relação para o autoconsumo e autonomia num sistema e são obtidos pelas expressões seguintes[32]:

$$\varphi_{sc} = \frac{\int_{t=t1}^{t2} M(t) dt}{\int_{t=t1}^{t2} P(t) dt} \quad (3.59.)$$

$$\varphi_{ss} = \frac{\int_{t=t1}^{t2} M(t) dt}{\int_{t=t1}^{t2} L(t) dt} \quad (3.60.)$$

A relação entre o autoconsumo e a autonomia é dado por [32]:

$$\frac{\varphi_{sc}}{\varphi_{ss}} = \frac{\int_{t=t1}^{t2} L(t) dt}{\int_{t=t1}^{t2} P(t) dt} \quad (3.61.)$$

O período de integração típico é um ano, de modo a ter em consideração as variações sazonais e minimizar a influência de flutuações aleatórias a curto prazo da demanda e da geração. [32]

3.3.5. Fatores de melhoramento

Gerir o lado da demanda: para melhorar o autoconsumo é necessário fazer um deslocamento da carga, isto é, mudar a demanda de energia das cargas, fazendo coincidir os períodos de maior consumo com os períodos de excedente fotovoltaico. A transferência de carga pode ser realizada manualmente, onde o indivíduo liga os dispositivos nas horas com maior

Metodologia

exposição solar, ou automaticamente, o que requer algoritmos e dispositivos de controlo, existindo várias técnicas como o controlo de carga direta, limitadores de carga e mediação inteligente de aparelhos. Os mecanismos de controlo podem ser aplicados nos inversores, que ao ser combinado com o deslocamento de carga, as previsões meteorológicas e o armazenamento da bateria permite aumentar o autoconsumo [32].

Tecnologia de armazenamento: Existem algumas técnicas para armazenar a energia disponível. Para sistemas fotovoltaicos residenciais, o hidrogénio ou o armazenamento através de baterias de estado sólido ou uma combinação de ambos são os métodos mais adequados para a conversão de eletricidade. As baterias possuem elevadas eficiências de conversão, mas também possuem altas auto-descargas, adequadas para equilibrar flutuações. O hidrogénio pode ser produzido a partir da eletricidade usando um eletrolisador e armazenando num tanque de alta pressão que, posteriormente, é convertido em energia elétrica a partir de uma célula de combustível. Convertendo a eletricidade em hidrogénio e, de seguida, novamente em eletricidade, repercute-se em eficiências na ordem dos 36%, o que é notavelmente inferior quando comparado com as eficiências das baterias; no entanto, a sua taxa de descarga é aproximadamente nula. No armazenamento de energia há que ter em conta as perdas inerentes, sendo mais eficiente usar diretamente a energia fotovoltaica produzida, se possível, em vez de armazená-la para uso posterior, no entanto, para um aumento no autoconsumo o armazenamento de energia é muito utilizado. Para fazer um sistema fotovoltaico rentável com baterias, deve haver um equilíbrio entre o consumo, capacidade de produção e armazenamento, reproduzindo-se nos lucros e nos custos [32].

Configuração do armazenamento através de baterias: Existem duas configurações principais para os sistemas fotovoltaicos residenciais com armazenamento a partir do uso de baterias. Numa das configurações, a bateria está conectada através de um inversor e de um regulador de carga à saída AC do sistema fotovoltaico. Em outra configuração, as baterias estão conectadas à ligação DC do inversor. Se o sistema fotovoltaico e o armazenamento da bateria estiverem conectados apenas uma fase no lado AC do sistema elétrico, o sistema de autoconsumo será menor quando comparado com o autoconsumo da conexão trifásica. A partir da ligação monofásica, toda a energia elétrica será alimentada somente a partir de uma fase e fornecerá energia apenas às cargas conectadas a essa fase. Através de uma ligação trifásica, a energia é alimentada em cada fase, distribuindo-a para mais cargas, aumentando o autoconsumo [32].

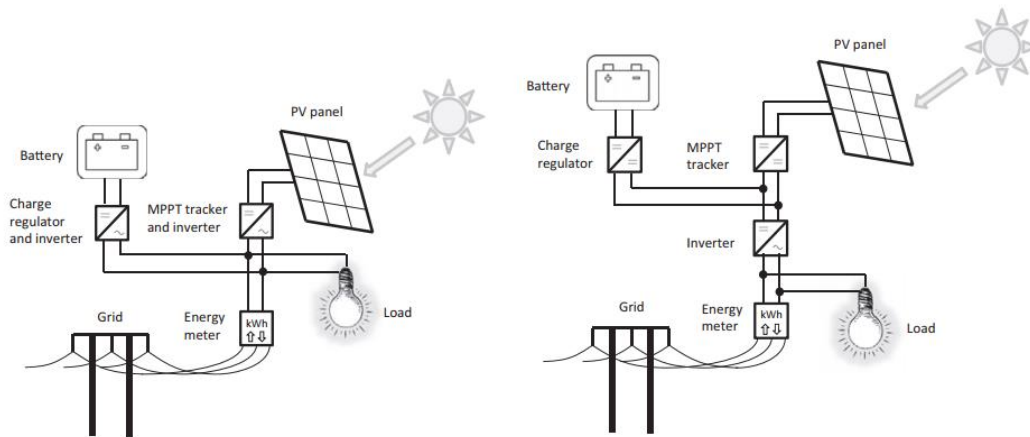


Figura 3.10: Sistema de ligação de baterias [32]

3.4. Dimensionamento de Baterias

A integração de baterias permite armazenar a energia produzida pelo sistema FV, quando esta não está a ser consumida pela carga.

Para seleccionar corretamente a capacidade das baterias é necessário conhecer as necessidades energéticas do edifício e, conseqüentemente, as necessidades de armazenamento.

Inicialmente, para se definir a quantidade de energia que se pretende armazenar tem que se perceber o valor, por unidade de tempo, da energia que a carga consome a partir da rede. Para tal, procede-se ao cálculo da diferença entre a energia total consumida e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Matematicamente, pode definir-se como:

$$E_{rede} = E_{consumida} - E_{FV} [kWh] \quad (3.62.)$$

Onde:

- $E_{rede} [kWh]$ – Energia da rede que alimenta a carga, por unidade de tempo
- $E_{consumida} [kWh]$ – Energia consumida pela carga, por unidade de tempo
- $E_{FV} [kWh]$ – Energia produzida pelo painel, por unidade de tempo

Seguidamente, depois de se obter a informação de quanta energia é provinda da rede, tem que se definir o quanto da mesma se pretende suprir. Depois de acordado esse valor energético, matematicamente, para se encontrar a energia de armazenamento pretendida para as baterias é necessário fazer-se o somatório da energia provinda da rede que se pretende compensar ficando:

$$E_{arm} = \sum_{t=n_1}^{n_2} E_{rede} [kWh] \quad (3.63.)$$

Onde:

- E_{arm} – Energia de armazenamento requerida para as baterias [kWh]

- $n_1; n_2$ – Intervalo de tempo, em horas, correspondente ao valor energético que se pretende armazenar

Posteriormente, faz-se o dimensionamento da capacidade máxima que as baterias têm de ter para conseguirem armazenar a energia que foi definida. Para tal, tem de se escolher uma bateria e através, do catálogo, retirar-se a eficiência, a capacidade e tensão da bateria. Sabendo estes dados calcula-se o número de baterias necessárias para que a energia de armazenamento das baterias seja igual ou superior à energia de armazenamento teórica definida.

$$E_{bat} \geq E_{arm} [kWh] \quad (3.64.)$$

Onde:

$$E_{bat} = \frac{V_{bat} \times C_{bat} \times n_{bat} \times \frac{\eta_{bat}}{100}}{1000} [kWh] \quad (3.65.)$$

Em que:

- E_{bat} – Energia total armazenada pelas baterias [kWh]
- V_{bat} – Tensão nominal da bateria [V]
- C_{bat} – Capacidade nominal da bateria [Ah]
- n_{bat} – Número de baterias necessárias para satisfazer a energia de armazenamento
- η_{bat} – Eficiência da bateria [%]

A capacidade mínima da bateria está associada à profundidade da descarga, ou seja, quanto menor a capacidade mínima da bateria maior será a profundidade de descarga. Este parâmetro também é definido consoante a vida útil que se pretenda que a bateria tenha. Dito isto, quanto maior for a capacidade mínima, mais duradora será a vida útil da bateria. No entanto, ao definir-se uma capacidade mínima é necessário reajustar a energia de armazenamento da bateria pois o valor da capacidade mínima não será utilizado para alimentação da carga.

Atualmente, existem baterias que têm um sistema de segurança denominado de BMS que garante a vida útil das baterias, mantendo o controlo sobre os principais parâmetros operacionais durante o carregamento e descarregamento, ou seja, é um circuito que permite controlar e proteger a baterias, desligando-a quando está totalmente carregada ou corta a energia evitando que seja descarregada para além dos limites definidos pelos fabricantes. Dito isto, sabe-se que mesmo que se defina a capacidade mínima da bateria para 0, deixando a bateria descarregar totalmente, este sistema assegura que existe uma percentagem de energia que está sempre armazenada, de modo a assegurar que a bateria não se danifique. A existência ou não das BMS é encontrada no catálogo.

Em complemento das BMS, para a definição da capacidade mínima existe outro parâmetro, também igualmente definido pelo catálogo, denominado de DoD (*Depth of Discharge*) -

profundidade de descarregamento - que permite decidir a vida útil da bateria através do número de ciclos, consoante a profundidade de descarregamento.

Depois de definida a capacidade máxima e mínima da bateria, dimensiona-se o carregamento e descarregamento da bateria, hora a hora, subtraindo a energia que está a ser consumida pela rede à energia provinda da bateria. No entanto, para que haja um correto dimensionamento há que definir algumas restrições:

1. Se a subtração da energia da rede e da energia existente na bateria for superior à capacidade máxima da bateria, mantém-se a bateria na sua capacidade máxima e a restante energia é vendida à rede. Na prática significa que a bateria está completamente cheia e que o sistema fotovoltaico é capaz, naquele momento, de suprir as necessidades da carga, então o excesso é vendido à rede pois a bateria não pode armazenar mais do que a sua capacidade máxima.

$$\text{Se } E_{cap_{bat}} - E_{rede} \geq E_{cap_{max}} [kWh] \quad (3.66.)$$

$$\text{Então } E_{cap_{bat}} = E_{cap_{max}} [kWh] \quad (3.67.)$$

Sendo a energia vendida calculada da seguinte forma:

$$E_{cap_{bat}} - E_{rede} - E_{cap_{max}} = E_{vendida} [kWh] \quad (3.68.)$$

2. Se a subtração da energia da rede e da energia da bateria for inferior à capacidade mínima, é necessário manter a bateria na capacidade mínima. Isto significa que o sistema fotovoltaico não está a ser capaz de alimentar a carga e a bateria já foi descarregada na sua totalidade, então a restante energia terá de ser proveniente da rede elétrica.

$$\text{Se } E_{cap_{bat}} - E_{rede} \leq E_{cap_{min}} [kWh] \quad (3.69.)$$

$$\text{Então } E_{cap_{bat}} = E_{cap_{min}} [kWh] \quad (3.70.)$$

Sendo a energia pedida à rede elétrica calculada da seguinte forma:

$$E_{rede} - E_{cap_{bat}} = E_{reder} [kWh] \quad (3.71.)$$

Em que:

- $E_{cap_{bat}}$ – Energia existente na bateria se não houver restrições [kWh]
- $E_{cap_{min}}$ – Energia referente à capacidade mínima da bateria [kWh]
- $E_{cap_{max}}$ – Energia referente à capacidade máxima suportada pela bateria [kWh]
- $E_{vendida}$ – Energia vendida à rede elétrica [kWh]
- E_{reder} – Energia que tem que ser suportada pela rede elétrica para alimentar a carga após a introdução de baterias [kWh]

3.5. Avaliação económica

Um investimento em eficiência energética, normalmente, traz benefícios financeiros, ano após ano. A viabilidade económica deste tipo de investimentos é fundamentalmente condicionada pelos seguintes parâmetros [9]:

- Investimento unitário por cada potência instalada [€/kW]
- Número de horas de utilização anual de potência instalada
- Condições do mercado financeiro, taxa de juro e período de amortização do empréstimo
- Preço pago pela rede recetora ou redução na fatura paga por cada unidade de energia entregue ou autoproduzida.

3.5.1. Parametrização do Projeto

Para determinar a viabilidade económica do projeto foram evidenciados, à priori, os seguintes aspetos:

- O tempo de vida útil considerado foi de 25 anos, correspondendo ao prazo em que o investimento assegura um desempenho económico e qualitativamente competitivo.
- Foram elaborados 2 modelos no presente estudo: com e sem armazenamento por baterias. Como tal, teve de ser tido em conta os custos e poupanças associadas com a implementação das mesmas. O ano inicial do projeto foi 2018, no entanto, a implementação das baterias foi só tida em conta a partir do terceiro ano, 2021. Há que referir que as baterias têm um tempo de vida útil de 10 anos e, como tal, de 10 em 10 anos foi introduzido um novo investimento para a introdução das mesmas (Neste caso, os anos com novos investimentos em baterias foram 2021, 2031 e 2041)
- As amortizações consideradas foram regidas pelo Decreto Regulamentar 25/2009, tabela 1, exceto no caso dos painéis fotovoltaicos onde, a taxa máxima de depreciação foi reduzida de 25% para 8% [33]. As taxas consideradas estão expressas seguidamente.
 - Painéis solares fotovoltaicos; Baterias; Estrutura para fixação de painéis; Inversor fotovoltaico e monitorização – 8% (amortizável em 12,5 anos)
 - Quadros elétricos e contadores – 12,5% (amortizável em 8 anos)
 - Cabos elétricos e outros acessórios – 7,14 % (amortizável em 14 anos)
 - Mão de obra – 33,30% (amortizável em 3 anos)
- O investimento, ou seja, o capital necessário para a elaboração do projeto, foi suportado por capitais próprios, não havendo qualquer tipo de financiamento de terceiros. Todos os custos com o investimento estão evidenciados no ponto anterior.
- Foram determinados dois tipos de receitas: As provenientes da poupança de energia que foi (auto)consumida e que não foi adquirida à rede elétrica e que resultaram da venda da

energia fotovoltaica à rede (a que não foi autoconsumida). A receita bruta do projeto está definida no ponto 3.5.2.

- Tendo o investimento sido realizado por uma IPSS em edifício onde realiza o objeto da sua atividade social, ao abrigo do artigo 10º do código IRC, está isento de tributação em sede de IRC. [34].

3.5.2. Receita Bruta

3.5.2.1. Poupança energética

No presente estudo, o consumidor de energia elétrica tem um fornecimento contratado em Baixa Tensão Especial, com uma estrutura tarifária diferenciada ao longo de quatro períodos horários: Ponta; Cheia; Vazio; Super Vazio.

Na contabilização da poupança de energia considerou-se a energia anual, bem como a preço de venda por parte do comercializador, respeitando os horários e tarifas aplicáveis no regime BTE.

A expressão seguinte reflete o cálculo para a obtenção da receita provinda da poupança energética:

$$P_e = T_{c_P} \times E_{a_P} + T_{c_C} \times E_{a_C} + T_{c_V} \times E_{a_V} + T_{c_SV} \times E_{a_SV} + T_{r_P} \times E_{a_P} + T_{r_C} \times E_{a_C} + T_{r_V} \times E_{a_V} + T_{r_SV} \times E_{a_SV} \text{ [€]} \quad (3.72.)$$

Onde:

- P_e - Representa a poupança energética em [€];
- $T_{c_P}; T_{c_C}; T_{c_V}; T_{c_SV}$ - Representam as diferentes tarifas [€/kWh] contabilizadas pelo comercializador consoante os diferentes períodos, ponta, cheia, vazio e super vazio, respetivamente
- $T_{r_P}; T_{r_C}; T_{r_V}; T_{r_SV}$ - Representam as diferentes tarifas [€/kWh] contabilizadas pela rede elétrica consoante os diferentes períodos, ponta, cheia, vazio e super vazio, respetivamente
- $E_{a_P}; E_{a_C}; E_{a_V}; E_{a_SV}$ - Energia Produzida nos diferentes períodos, ponta, cheia, vazio e super vazio, respetivamente[kWh].

Em acrescento, há que ser contabilizada a poupança referente à potência média de horas de ponta evidenciada na faturação onde:

$$P_{MHP} = PP_{MHP} \times T_{MHP} \text{ [€]} \quad (3.73.)$$

- P_{MHP} - Poupança referente à potência média em horas de ponta [€]
- PP_{MHP} - Potência média em horas de ponta [kW]
- T_{MHP} - Tarifa contabilizada pelo comercializador referente à potência média em horas de ponta [€/kW]

As tarifas alteram ligeiramente de mês para mês, por isso, a contabilização da poupança tem que ser feita mensalmente. Posteriormente, é feito o somatório, de modo a ser contabilizada pela totalidade a poupança anual de energia.

3.5.2.2. Venda de Energia

A energia provinda do painel que não é utilizada pelo consumidor é vendida à rede elétrica. A expressão matemática associada à remuneração da mesma está referida na equação 3.56.

A receita bruta, R_b , equivale à soma da poupança de energia, P_e , com a venda de energia à rede elétrica, V_e :

$$R_b = P_e + V_e \text{ [€]} \quad (3.74.)$$

3.5.3. Receita Líquida

A receita líquida é a diferença entre a receita bruta e todos os custos associados à implementação do sistema fotovoltaico.

$$R_L = R_b - Inv - O\&M - Amortizações[\text{€}] \quad (3.75.)$$

Onde:

- R_L – Receita Líquida [€]
- Inv – Investimento [€]
- $O\&M$ – Custos de Operação e Manutenção [€]
- $Amortizações$ – Amortizações [€]

3.5.4. Cash-Flow

Na avaliação de projeto recorre-se a critérios cujo objetivo consiste em fornecer a informação necessária para facilitar a tomada de decisão relativamente a um determinado projeto. Permite, igualmente, clarificar a escolha entre várias alternativas de investimento. A determinação da rentabilidade de um projeto é feita com a comparação entre os *cash flows* de exploração e de investimento, sendo estes de carácter previsional. Assim, um projeto só é aceitável e rentável caso o somatório dos *cash flows* de exploração seja superior ao valor do somatório dos *cash flows* de investimento, em termos de valores atualizados. [35], [36].

No presente estudo foram considerados os seguintes tipos de *cash flows* (CF):

- *Cash flow* de investimento - engloba as despesas associadas à implementação do projeto (expresso em €) [36];

- *Cash flow* de exploração - fluxos monetários, de entrada e saída, associados à exploração da atividade relacionada com a implementação do projeto, ou seja, amortizações mais receitas líquidas (expresso em €) [36];
- *Cash flow* global - diferença entre o *cash flow* de exploração e o *cash flow* de investimento feitos ao longo dos n anos considerados na vida útil do projeto (expresso em €) [36];
- *Cash flow* atualizado – Os *cash flows* gerados são atualizados e isso implica descontar um fluxo futuro através de uma taxa de atualização (i) (expresso em €);

$$\text{Cash flow atualizado} = \frac{CF_t}{(1 + i)^t} \quad (3.76.)$$

Em que t é o período de tempo; i a taxa de atualização; CF_t o *cash flow* gerado pelo projeto num período de t anos.

- *Cash flow* acumulado – Soma do *cash flow* atualizado de um ano determinado ano com o *cash flow* acumulado do ano anterior. Sendo que no primeiro ano é a soma do *cash flow* atualizado com o investimento inicial feito no ano 0 (expresso em €);

3.5.5. Taxa de Atualização

A taxa de atualização, i , representa o custo de oportunidade do capital ou a taxa mínima de rentabilidade do projeto. Não é mais do que a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento e irá servir para atualizar os *cash flows* gerados pelo mesmo. [35]

Para calcular a taxa de atualização teve-se em conta a seguinte expressão [37]:

$$i = (1 + i_{sr}) \times (1 + p_r) \times (1 + t_i) - 1 \quad (3.77.)$$

Em que:

- i_{sr} representa a taxa de juro sem risco, correspondendo à remuneração real desejada para os capitais próprios
- p_r representa o prémio de risco, isto é, a taxa dependente da evolução económica, financeira, global e sectorial do projeto, bem como ao montante total envolvido no projeto
- t_i representa a taxa de inflação

Considerando o ano inicial de investimento 2018, a taxa de juro sem risco considerada foi de 1,2% [38]; o prémio de risco foi de 2%, considerou-se o facto de ser um projeto somente com capitais próprios e a taxa de inflação de 1%. [38] Este parâmetro permite aumentar o grau de credibilidade na apreciação do projeto, representando o valor temporal do dinheiro como custo de oportunidade.

3.5.6. Indicadores Económicos

Nas avaliações de projetos recorre-se a critérios/indicadores de rentabilidade para suportar a tomada de decisão de investir ou não investir num dado projeto, de escolher um entre várias alternativas de investimento [36].

As técnicas de gestão e racionalização crescente das decisões de investimento baseiam-se em apreciações muito objetivas, podendo concretizar-se na aplicação de diversos métodos de análise disponíveis:

- Valor Atual Líquido (VAL);
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR);
- Período de Recuperação do Capital Investido (*Payback Period*);
- Custo nivelado de energia (*LCOE*)

3.5.6.1. Valor Atual Líquido (VAL)

É um indicador económico que consiste no cálculo do valor atualizado dos fluxos de caixa presentes e futuros associados ao projeto, ou seja, à diferença dos valores atualizados de todas as despesas e receitas inerentes ao projeto.

Sendo assim, o VAL de um projeto de investimento a n anos pode ser calculado por [14]:

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad [€] \quad (3.78.)$$

Sendo que t – Período de tempo, ano; I_t – Investimento no ano t ; n – Número total de períodos da vida útil do projeto; i – Taxa de atualização e CF_t – *Cash flow* gerado pelo projeto no período t .

Ao executar-se o cálculo, o valor obtido determina a viabilidade do projeto. Dito isto, sabe-se que caso [35], [39]:

- $VAL < 0 \Rightarrow$ O projeto é economicamente inviável, representando uma perda de valor para a empresa e, por isso, esta condição indica a rejeição do projeto
- $VAL = 0 \Rightarrow$ O projeto poderá ser sujeito a uma análise de sensibilidade para a tomada de decisão. Isto acontece porque há um elevado grau de incerteza existindo uma grande probabilidade do projeto não ser viável.
- $VAL > 0 \Rightarrow$ O projeto é viável. Um VAL positivo é recomendável pois gera um excedente para o investidor.

3.5.6.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é o valor da taxa de atualização, i , para a qual o VAL é nulo. Matematicamente, a resolução da equação é feita por métodos iterativos e representa-se da seguinte forma [14]:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} = 0 \quad [\%] \quad (3.79.)$$

Onde t – Período de tempo; I_t – Investimento no ano t ; n – Número total de períodos da vida útil do projeto; CF_t – *Cash flow* gerado pelo projeto no período t ; TIR – Taxa Interna de Rentabilidade.

A TIR serve para avaliar se a rentabilidade do projeto é a que convém a um investidor com capitais próprios, ou seja, se a taxa de remuneração do capital investido é a adequada.

Como critério de decisão, aceita-se o projeto cuja TIR seja superior ao custo do capital próprio. Como critério de comparação deve escolher-se o projeto com maior TIR positiva, entre projetos mutuamente exclusivos e que apresentem o mesmo grau de risco [36].

3.5.6.3. Período de Recuperação de Capital Investido (*Payback Period*)

O método do Período de Recuperação de Capital Investido é o período de tempo necessário para que os lucros gerados do projeto alcancem o valor do investimento inicial [9], [39]. Este indicador é utilizado quando há um risco associado na avaliação do projeto e, por isso, aceita-se quando o *payback* for menor do que o período de vida útil do projeto [39].

3.5.6.4. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Outro indicador comum em projetos de energias renováveis é o custo nivelado de energia ou LCOE (Levelized Cost of Energy). O cálculo deste consiste na divisão dos custos do sistema ao longo da sua vida pela energia extraída no mesmo período, obtendo-se um valor monetário por energia, tipicamente em €/kWh [40].

O LCOE é muito usado na comparação de várias tecnologias de geração de eletricidade ou para fazer a comparação entre o valor do custo de energia provinda da rede elétrica e dos sistemas fotovoltaicos [40].

O somatório dos valores atualizados do LCOE multiplicado pela energia gerada pelo sistema fotovoltaico deve ser igual aos valores dos custos líquidos atualizados. O somatório é iniciado em $t=0$, de modo a incluir os custos do projeto desde o início do mesmo [40].

Metodologia

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_a}{(1+i)^t}} \quad [€/kWh] \quad (3.80.)$$

Os custos líquidos, C_t , incluem todos os custos aplicados no projeto, neste caso, os investimentos, I_t , e os custos de operação e manutenção $O\&M_t$ [40].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O\&M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_a}{(1+i)^t}} \leftrightarrow LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O\&M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{S_t(1-d)}{(1+i)^t}} \quad [€/kWh] \quad (3.81.)$$

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico num dado ano, E_a , equivale à produção de energia nominal por ano, S_t , multiplicada por um fator de degradação $(1 - d)$ que diminui a energia gerada pelos painéis ao longo do tempo [40].

No investimento anualizado, no modelo com armazenamento, foi tido em conta os respetivos investimentos feitos ao longo dos anos para a implementação das baterias, respeitando a sua vida útil. No modelo sem baterias foi apenas contabilizado o investimento inicial.

Os custos de operação e manutenção, $O\&M$, foram determinados como sendo 1% do investimento. Ao introduzir-se as baterias teve-se em conta os investimentos associados às mesmas como parte a contabilizar nos custos de operação e manutenção.

O fator de degradação contabilizado na energia anual gerada pelos painéis foi de 0,8%. Tanto o fator de degradação como os custos de operação e manutenção foram valores dados por sensibilidade.

Capítulo 4

Caso de Estudo

Neste capítulo é apresentado o Caso de Estudo, onde é feita uma abordagem ao local de estudo e são evidenciados todos os resultados obtidos a partir da modelização matemática destacada no terceiro capítulo. É realizada uma análise dos resultados e respetiva comparações.

4. Caso de Estudo

4.1. Introdução

O presente trabalho tem como finalidade fazer um estudo de uma instalação fotovoltaica já existente comparando os resultados obtidos através de modelos teóricos com os resultados reais, provando a veracidade de toda a metodologia utilizada na obtenção dos resultados teóricos. Salienta-se que para a modelização do estudo teórico utilizou-se os mesmos materiais da instalação fotovoltaica existente, bem como a respetiva orientação e posicionamento desta, as restantes informações e cálculos foram baseados em documentação.

O local de estudo é uma IPSS localizada na freguesia de Campolide, concelho de Lisboa, denominada Centro Popular D'Espie Miranda. A instalação fotovoltaica inserida neste espaço baseia-se numa modalidade de autoconsumo, ou seja, a energia produzida é diretamente consumida pelo edifício e, caso haja excedente de produção, este é vendido à rede. Quando a instalação fotovoltaica não produz o suficiente para alimentar o edifício, o mesmo consome energia provinda da rede elétrica.

Para além do estudo do sistema fotovoltaico já existente, pretendeu-se adicionar ao mesmo um sistema de armazenamento com baterias, simulando uma hipótese de solução mais rentável que a implementada.

Para todas as situações foram elaboradas as respetivas avaliações económicas, de modo a permitir concluir qual a solução com maior viabilidade de sustentação.

4.2. Centro Popular D'Espie Miranda

4.2.1. Enquadramento

O Centro Popular D'Espie Miranda é uma associação civil sem fins lucrativos, que tem por missão dar corpo a um projeto social dedicado exclusivamente ao apoio no envelhecimento humano.

A vocação da instituição é desenvolvida na sua Estrutura Residencial Para Idosos (ERPI) e nos serviços de Centro Dia, ambos os serviços desenvolvidos nas instalações de sua propriedade, sita na Quinta na Mineira, Campolide, em Lisboa.

Caso de Estudo

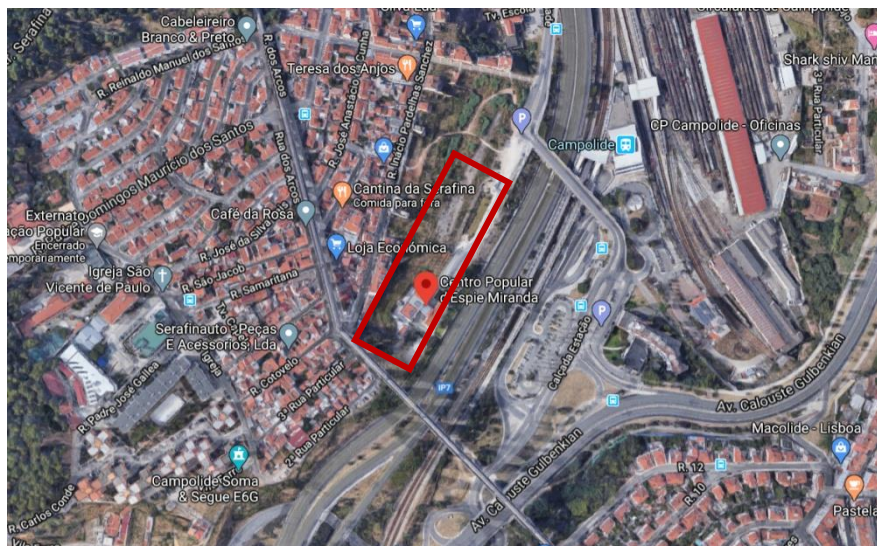


Figura 4.1: Localização geográfica do C.P.E.M

O Espie Miranda foi inaugurado a 6 de junho de 1900, em património legado em testamento pelos seus fundadores, Dr. João José de Miranda e D. Emília Adelaide D'Espie Miranda, falecidos, respetivamente, em 1874 e 1892.

4.2.2. Descrição Sumária do Equipamento Instalado no Imóvel

O Centro Popular D'Espie Miranda tem uma área total do terreno de 8.600,00 m², sendo a área de implantação do edificado de 1.107,80 m². A sua área bruta dependente é de 553,83 m², a área bruta de construção 3.538,98 m² e a área bruta privativa 2.985,15 m².



Figura 4.2: Imagem do C.P.E.M

O Espie Miranda é constituído por 2 edifícios A e B, um construído em meados do século XIX e outro em 2012, ligados entre si por um corpo de ligação. A área residencial é composta de 16 quartos individuais com casa de banho, 15 quartos com duplos com casa de banho, 3 copas de piso, 4 salas de estar, um refeitório e bar, uma cozinha, dispensas, lavandaria, ginásio, sala de

estimulação, sala de fisioterapia, sala de tratamentos, enfermaria com 2 quartos, gabinete de enfermagem, gabinete médico, gabinete da diretora técnica, gabinete da assistente social, gabinete da gerontóloga e da animadora, cabeleireiro, 2 salas de reuniões, gabinetes da direção, salas de arquivo e salas técnicas.

Há ainda um terceiro edifício autónomo onde está instalado o vestiário masculino e feminino, para além da portaria.

No anexo I encontra-se a planta de implantação e apresentação geral do C.P.E.M

4.2.3. Caracterização Energética

A energia necessária ao edificado é fornecida por meio de um sistema de cogeração constituído por um sistema solar térmico para o controlo das águas quentes e frias, bombas de calor para aquecimento central e de águas e um sistema fotovoltaico para alimentação de cargas elétricas.

O sistema de aquecimento de águas é constituído por dois depósitos, sendo o primeiro aquecido pelo sistema solar térmico formado por 12 painéis, e completado por uma das bombas de calor de 16 kW, a qual está dedicada apenas ao AQS, estando a temperatura regulada para os 75°, no fundo do depósito, para sair sempre acima dos 55° para efeitos de prevenção da legionella. Ainda tem como opção o acionamento do sistema de caldeira (a gás), caso os painéis mais a bomba de calor não sejam suficientes para aquecer a água necessária para os banhos no pico do inverno.

O sistema de aquecimento central dedicado somente ao edifício B é feito através de 3 bombas de calor de 25 kW de potência térmica cada. Todas as bombas de calor são da marca “Enerplural”.

À exceção dos equipamentos da cozinha (2 fogões, 1 grelhador, 1 forno convetor e 1 abatedor de temperatura) todas as restantes cargas são alimentadas, eletricamente, pelo sistema fotovoltaico e pela rede elétrica. A potência instalada fotovoltaica é de 55080 W e o consumo anual do C.P.E.M é cerca de 192,5 MWh.

Caso de Estudo

	Potência Instalada [kW]	Marca	Energia fornecida	Energia consumida
Sistema Solar Térmico	12 painéis	Painel Solar OP-V4-AL		
1 Bomba para aquecimento de águas	16 kW de potência térmica	Enerplural R290 16 kW 75°C, referência 1100.4300.1160	55kWh / ano	15714 kWh / ano
3 Bombas para aquecimento central	25 kW por bomba de potência térmica	Enerplural Inverter 25 kW	110,62kWh / ano	24,10kWh / ano
Sistema Fotovoltaico	55,08	Solar Frontier e modelo SF170-S	Energia produzida 77,36MWh/ ano	52,37 MWh/ano
Gás Natural Cozinha				12,500 kWh/ mês

Tabela 4.1: Caracterização energética

4.2.4. Constituição Básica do Sistema Fotovoltaico Implementado

Este sistema fotovoltaico é constituído pelos seguintes componentes:

- 324 módulos fotovoltaicos da marca Solar Frontier e modelo SF170-S com 170 W de potência nominal (Total = 55080 W), com 1257 mm de comprimento x 977 mm de largura x 35 mm de espessura.
- Estrutura para fixação de 324 painéis orientados a SE -64°, e inclinados a 15°, composta por 12 apoios em forma de V em tubo 160x100x4 a cada 6 metros, calhas ómega 180x80x2,5, ambos galvanizados por imersão a quente, perfis e fixadores em alumínio para assentar painéis. Esta estrutura permite a construção de um estacionamento para carros por baixo da mesma proporcionando sombra para os veículos.
- As caixas de combinação de strings colocadas na Estrutura metálica, combinam cada uma delas, 9 strings de 6 painéis, e em cada string há um seccionador duplo com fusível que poderá ser desligado em caso de manutenção, ou no qual o fusível irá automaticamente desligar os circuitos fotovoltaicos em caso de haver um curto-circuito (por exemplo provocado por um sismo muito forte), o mesmo evitaria também correntes inversas somadas nas strings de painéis em situações anormais e a consequente possível danificação de painéis
- Quadro DC, localizado ao centro e acima dos 2 inversores, proporcionando proteção contra curto-circuitos e sobreintensidades
- 2 Inversores fotovoltaicos da marca Kostal Pico 20 com 20 kW de potência nominal (Total=40000W) com 540 mm de altura x 700 mm de largura x 265 mm de profundidade que controlam eletronicamente o funcionamento e produção elétrica dos painéis, maximizando-a ou limitando-a a um dado valor através do regulador MPPT
- Cabos DC: condutores de energia entre painéis e o inversor
- Cabos AC: condutores de energia AC trifásica de baixa tensão entre os inversores e o contador de produção e entre este e o quadro elétrico geral de consumo

- Quadro AC, localizado ao centro e abaixo dos 2 inversores, proporcionando proteção contra curto-circuitos e sobreintensidades, correntes de defeito/choques elétricos, e picos de sobretensão, e com 1 disjuntor de corte geral no quadro elétrico AC da UPAC;
- Contador de produção: faz a leitura da energia produzida pelo sistema e envia os valores para o distribuidor de energia para emitir a fatura de consumo/produção
- Outros sistemas de proteção: protegem o sistema de eventos anormais que possam ocorrer (exemplo - falha de energia na rede, aumento ou diminuição anormal da tensão da rede elétrica, corrente de fuga para a terra, etc.)
- Cada inversor é composto por um sistema de monitorização remota fornecida pela Kostal. Os dados são comunicados pelos inversores através de conversores de sinal Ethernet (certificados) tipo Powerline (da TP-LINK), que passam num cabo elétrico existente desde sala de inversores até ao edifício principal na sala de bastidor ligado à internet e tomada monofásica. Este sistema permite ter acesso ao valor de energia produzida, potência produzida em valor instantâneo, consumo, autoconsumo entre outros parâmetros. Todos os mencionados podem ser vistos em diferentes períodos temporais (hora, dia, semana, mês, ano).

No anexo II está representado o esquema elétrico da UPAC.

4.2.5. Esquema da Implantação da UPAC

Seguidamente, é apresentado um esquema da localização dos componentes constituintes do sistema fotovoltaico.

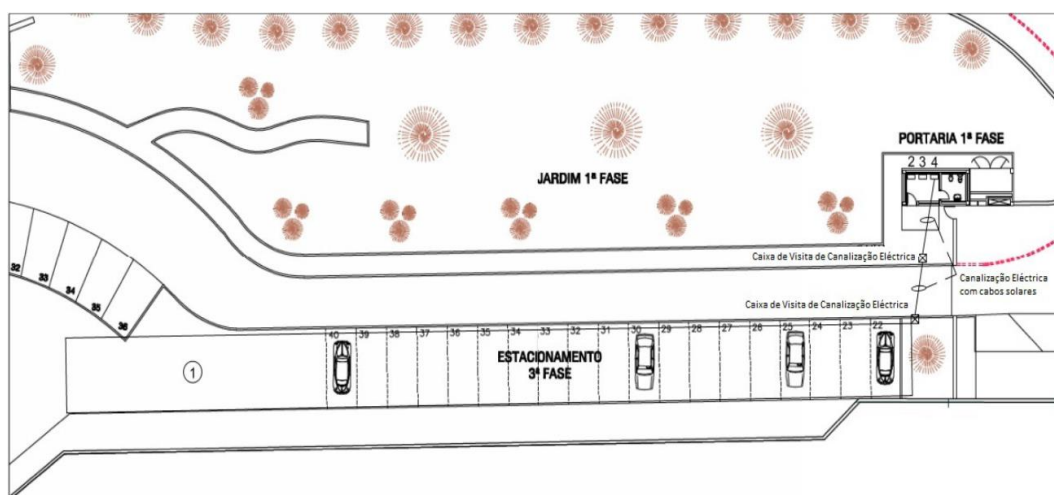


Figura 4.3: Esquema representativo da localização dos componentes constituintes da UPAC

Onde cada número tem a sua respetiva legenda:

1. Gerador Fotovoltaico composto por 324 Painéis Fotovoltaicos de modelo Solar Frontier com 170 W, ocupando uma superfície retangular projetada no solo com 6 metros de largura por 67,99 metros de comprimento;

2. Inversor Fotovoltaico N°1, de modelo KostalPiko 20 com 20 kW;
3. Inversor Fotovoltaico N°2, de modelo KostalPiko 20 com 20 kW;
4. Contador do total de energia produzida pela UPAC, de modelo Itron SL 7000, com modem GSM Maestro 2G e antena GSM, dentro de caixa de contador.

4.3. Implementação do Modelo teórico

4.3.1. Características dos elementos constituintes

Inicialmente, foi necessário apurar-se algumas características quer dos elementos constituintes do sistema fotovoltaico, quer do local de implementação do projeto. Nas tabelas seguintes estão somente apresentados os dados que foram necessários para o cálculo do modelo teórico a fim de se saber qual a energia anual consumida pelo C.P.E.M no ano 2018.

Todos os dados apresentados foram retirados do projeto já existente e implementado, a fim de se poder fazer a comparação dos valores obtidos ao longo estudo teórico com os valores reais práticos. As restantes informações respeitantes aos elementos constituintes do sistema fotovoltaico não invocadas seguidamente estão apresentadas em catálogo nos anexos III e IV. As características referentes ao local foram retiradas dos orçamentos e propostas reais estão expostas nos anexos V e VI.

$P_{max}[W]$	170
$V[V]$	87,5
$I_{MP}[A]$	1,95
$V_{CA}[V]$	112
$I_{cc}[A]$	2,2
η [%]	13,8
$NOCT$ [$^{\circ}C$]	47
γ [$\frac{\%}{K}$]	-0,31
β [$\frac{\%}{K}$]	-0,3
α [$\frac{\%}{K}$]	0,01
N° de módulos	324

Tabela 4.2: Características dos módulos fotovoltaicos implementados

η [%]	97,3
$P_{inv}[kW]$	20
N° inversores	2

Tabela 4.3: Características dos inversores implementados

Altitude [m]	5
Latitude [°N]	38,5
Longitude [°W]	9,1
Azimute [°]	-64
Tilt [°]	15

Tabela 4.4: Características da localização e orientação do sistema fotovoltaico implementado

4.3.2. Energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico

De modo a calcular a energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico executou-se o seguinte procedimento:

1. Através do *software* PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) recolheu-se os dados de radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento a 10m/s da zona de Campolide, hora a hora durante um ano, de modo a obter-se as informações pretendidas e foram inseridos os seguintes dados: ano pretendido, azimute, tilt, tecnologia dos módulos e potência instalada.
2. Calculou-se o potencial térmico em condições STC equação 3.4
3. Calculou-se o fator de idealidade evidenciado na equação 3.27
4. Calculou-se o fator de idealidade equivalente evidenciado na equação 3.35
5. Calculou-se da corrente de saturação inversa no díodo em condições STC evidenciado na equação 3.2
6. A partir da ferramenta computacional Excel organizaram-se os dados provindo do PVGIS e, seguidamente, calculou-se a temperatura da célula em Kelvin tendo em conta o efeito do vento abordado no ponto 3.3.8.
7. Posteriormente, foi executado o cálculo da corrente de saturação inversa evidenciado na equação 3.37
8. Calculou-se a tensão de máxima potência evidenciada na equação 3.49
9. Calculou-se a corrente de máxima potência evidenciada na equação 3.48
10. Calculou-se a potência máxima evidenciada na equação 3.50
11. Calculou-se a potência de saída do sistema fotovoltaico evidenciado na equação 3.51
12. Calculou-se a potência de saída do sistema fotovoltaico em AC evidenciado na equação 3.53
13. Calculou-se a energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico evidenciado na equação 3.54

O procedimento desde o ponto 7 até ao ponto 13 foi executado 6 vezes devido à implementação da variação de temperatura com a velocidade do vento. Os resultados obtidos estão evidenciados na tabela seguinte.

Caso de Estudo

	Noct	Skoplaki	Koehl	Mattei 1	Mattei 2	Kurtz
Energia anual [MWh]	74,31	95,57	79,32	82,88	82,78	77,41
Energia anual real obtida em 2018 [MWh]				76,64		

Tabela 4.5: Resultados obtidos para a energia anual produzida pelo sistema FV, consoante a influencia do vento na temperatura da célula e energia anual real retirada o "PIKO Solar Portal"

Como se pode constatar pela observação da tabela 4.5 o modelo que aproxima mais a energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico ao valor prático real é o modelo Kurtz. É possível concluir que o valor teórico do modelo de Kurtz está muito próximo do valor real, validando assim os resultados obtidos.

O modelo Kurtz foi o utilizado para os posteriores cálculos evidenciados nos pontos seguintes do presente estudo.

4.4. Construção do Perfil de Consumo

Para se analisar um projeto fotovoltaico, antes de tudo, tem que se perceber qual o consumo hora a hora durante um ano do edifício. Para tal, é necessário construir-se um diagrama de carga.

Dada a falta de dados, foi feita uma extrapolação de valores na maioria das horas de cada dia. O desenvolvimento do consumo total da carga, durante o ano de 2018, passou pelas seguintes etapas:

1. Através da plataforma "PIKO Solar Portal" adquiriu-se os seguintes parâmetros: Energia consumida pela carga provinda da rede elétrica e do gerador fotovoltaico. Estes, apenas são lidos pelo sistema nas horas do dia onde os painéis estão a produzir energia.
2. De seguida, somou-se, hora a hora, a energia provinda da rede e do sistema fotovoltaico e obteve-se a energia total consumida pela carga.
3. No entanto, todo o restante dia onde o sistema fotovoltaico não produzia energia não havia informações registadas do consumo da carga. Para resolver esta situação utilizou-se as faturas reais referentes ao ano 2018, de modo a saber-se qual o consumo mensal da estrutura residencial coletiva. A energia estava dividida consoante o período diário: Ponta, Cheia, Vazio e Super Vazio
4. A energia provinda da rede já sabida através do "PIKO Solar Portal" foi dividida consoante as horas diárias, de modo a ser parametrizada de acordo com o regime tarifário. De seguida, a energia foi somada mensalmente.
5. À energia mensal provinda da rede apurada pelas faturas foi retirada a energia mencionada no ponto 4. Assim, apurou-se a energia, em cada mês, nos regimes de Ponta, Cheia, Vazio e Super vazio que restava para completar o diagrama de carga.

6. Por último, fez-se uma extrapolação de dados de modo a saber-se a energia total consumida pelo C.P.E.M. Este procedimento foi efetuado para todos os meses do ano.

4.5. Autoconsumo e Autonomia

4.5.1. Sem Armazenamento

A execução dos cálculos do autoconsumo e da autonomia foi feita através das equações 3.59 e 3.58, respetivamente, evidenciadas no ponto 3.4.3.

Dito isto, os resultados obtidos foram os seguintes

	Teórico	Prático
Autoconsumo [%]	70,2	68,3
Autonomia [%]	28,2	27,2

Tabela 4.6: Resultados obtidos do autoconsumo e autonomia sem introdução de baterias

Analisando a tabela 4.6 evidenciada anteriormente, constata-se que os valores teóricos calculados estão coincidentes com os valores práticos retirados do “PIKO Solar Portal”, provando a veracidade do modelo e cálculos executados.

4.5.2. Com Armazenamento

Seguidamente, foram dimensionados 6 casos com introdução de baterias. O procedimento foi executado conforme o ponto 3.4.

Inicialmente, pensou-se em colocar baterias de modo a satisfazer todo o consumo do lar, ou seja, tornar o C.P.E.M autónomo, no entanto, facilmente se percebeu que, devido à quantidade de energia exigida pela carga, este sistema não era rentável. Então, a solução mais razoável encontrada foi satisfazer todo o autoconsumo, ou seja, introduzir-se o número de baterias suficientes para que, no dia de maior produção de energia fotovoltaica a energia não consumida pela carga fosse armazenada diretamente pela bateria, de modo a não haver energia desperdiçada/vendida à rede.

Após a realização deste procedimento, foram elaborados 5 dimensionamentos adicionais, onde se foi, progressivamente, diminuindo o número de baterias, de modo a tornar o projeto menos dispendioso. O objetivo foi perceber, testando vários cenários, se a introdução de baterias poderia ser mais vantajosa a nível económico, que o projeto inicial sem as mesmas.

Salienta-se que o dimensionamento executado apenas teve em conta a vertente económica. Sabe-se que a constituição fotovoltaica pré-existente utiliza 324 módulos com uma tensão de 87,5V cada, dispostos em grupos de 6 módulos em série, resultando numa tensão de saída de 525V, que tem de ser coincidente com a tensão resultante da disposição em série das baterias. No entanto, no presente projeto, não foi tido em conta nem dimensionado qualquer tipo de ligação

entre elementos. Somente num caso onde a introdução de baterias fosse rentável é que se justificaria tal intervenção.

De seguida, apresenta-se uma tabela onde são especificadas as características das baterias de Ião Lítio utilizadas, todas da marca “PowerTech” e modelo “PowerBrick”. Para informações adicionais, os catálogos das baterias utilizados encontram-se nos anexos VII e VIII.

Dimensionamento	N ^a de Baterias	Capacidade [Ah]	Tensão [V]	DoD [%]
1	18	200	51,2	100
2	25	72	51,2	100
3	13	72	51,2	100
4	6	72	51,2	100
5	4	72	51,2	100
6	2	72	51,2	100

Tabela 4.7: Características das baterias

Os resultados relativos, ao autoconsumo e autonomia, estão evidenciados seguidamente.

Dimensionamento	Autoconsumo [%]	Autonomia [%]
1	100,0	40,3
2	95,9	38,6
3	86,6	34,8
4	79,6	32,0
5	77,2	31,1
6	74,7	30,1

Tabela 4.8: Resultados obtidos do autoconsumo e autonomia com introdução de baterias

Como se pode constatar pelos resultados obtidos na tabela 4.8, ao retirar-se, progressivamente, baterias, o autoconsumo e a autonomia diminuem o seu valor, pois menos energia está a ser armazenada pelas baterias e mais a rede elétrica tem que compensar para satisfazer as necessidades energéticas da carga.

4.6. Modelização Gráfica

Após a execução dos cálculos, a nível energético, do perfil de consumo do C.P.E.M, pretendeu-se demonstrar, a nível gráfico, o funcionamento do mesmo durante um dia, para tal foram realizados os seguintes diagramas de carga, através da ferramenta computacional Excel:

1. Gráfico do perfil de consumo da carga, sem baterias, durante um dia de verão, 20 de junho de 2018, e respetiva comparação com o gráfico real relativo ao mesmo dia. O gráfico real foi retirado da plataforma “PIKO Solar Portal”
2. Gráfico do perfil de consumo da carga, sem baterias, durante um dia de inverno, 20 de dezembro de 2018 e respetiva comparação com o gráfico real relativo ao mesmo dia. O gráfico real foi retirado da plataforma “PIKO Solar Portal”

3. Gráfico do perfil de consumo, com baterias, relativamente ao dia 20 de junho de 2018, de modo a poder fazer-se a comparação com o gráfico que implementa o modelo teórico sem baterias referido no ponto 1. Dado que este modelo não foi executado na prática, não se pode comparar com um gráfico real.

As variáveis abordadas na modelização gráfica teórica foram as seguintes:

- Produção fotovoltaica – Potência total produzida pelo sistema fotovoltaico, hora a hora, durante um dia. Graficamente, correspondente à linha azul
- Consumo – Corresponde à potência total consumida pela carga, hora a hora, durante um dia. Graficamente, corresponde à linha laranja
- Autoconsumo – Potência provinda do painel que foi consumida pela carga, hora a hora, durante um dia. Graficamente, corresponde à linha cinzenta
- Armazenamento- Energia armazenada pela bateria, hora a hora durante um dia. Representou-se o caso mais favorável, ou seja, o dimensionamento onde se utilizou menos baterias, dimensionamento 6. Graficamente, esta variável, corresponde à linha amarela

Os gráficos retirados da plataforma “PIKO Solar Portal” demonstram o perfil de consumo da carga durante as horas do dia onde o sistema fotovoltaico está a produzir energia. As variáveis demonstradas pelo programa foram as seguintes:

- *PV power* – Potência total produzida pelo sistema fotovoltaico, durante um dia. A mesma está representada a amarelo.
- *Own consumption power*– representa o autoconsumo e está representado a verde.
- *Home consumption*– representa a potência total consumida pela carga e apresenta-se, graficamente, pela cor cinzenta clara
- *Grid feed-in* – representa a potência provinda do sistema fotovoltaico que é vendida à rede, durante um dia. A mesma representa a diferença entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e aquela que é consumida pelo o lar (autoconsumo). A mesma apresenta-se, no gráfico, pela cor cinzenta escura.

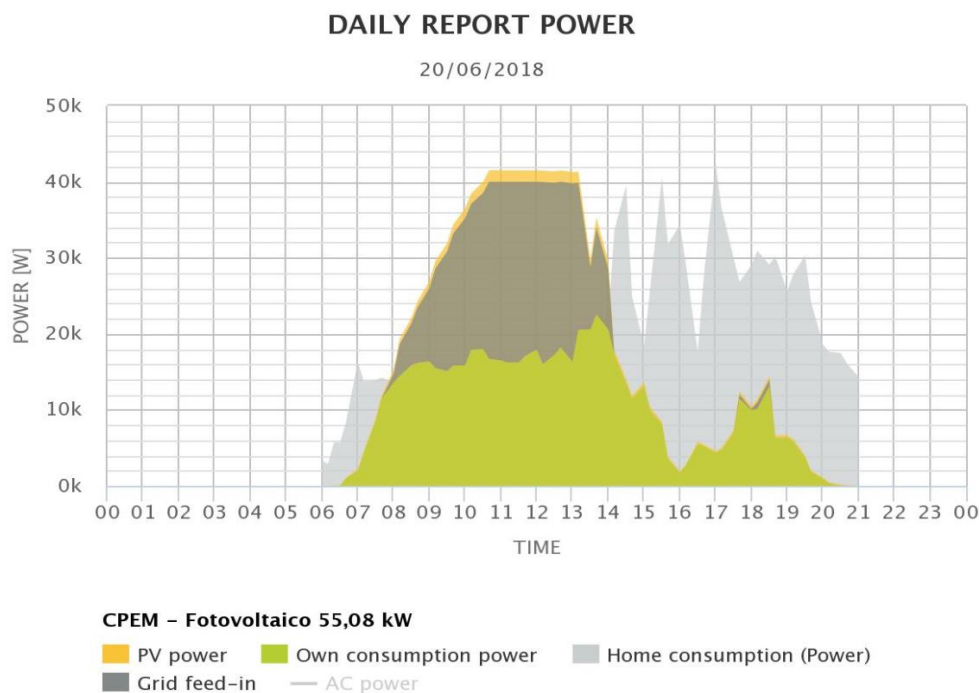


Figura 4.4: Gráfico do perfil de consumo do C.P.E.M no dia 20 junho de 2018, retirado do "PIKO Solar Portal"

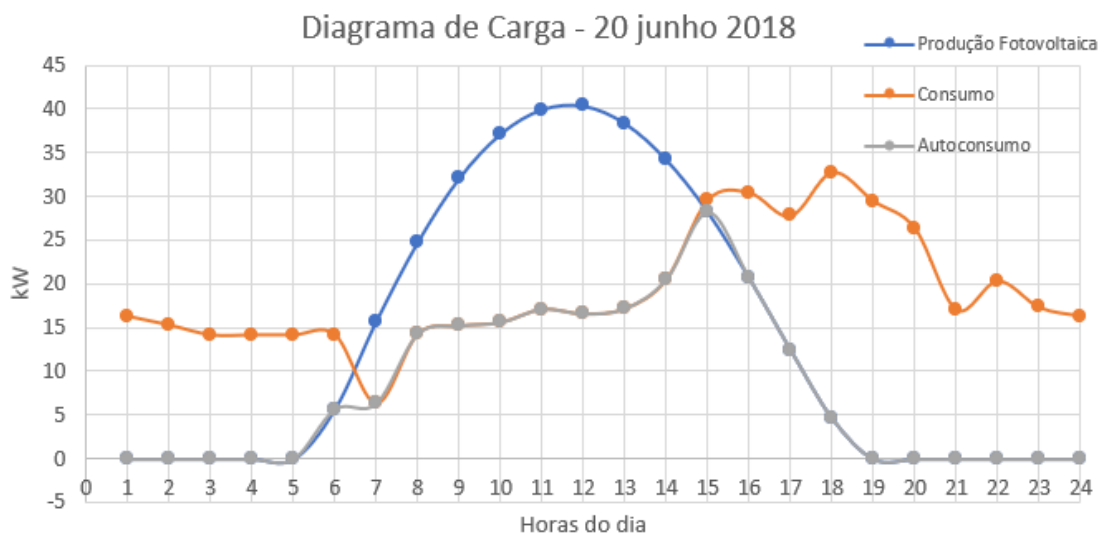


Figura 4.5: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M, sem baterias, para o dia 20 junho 2018

Ao observar-se as figuras 4.4 e 4.5, verifica-se que o perfil de consumo teórico está muito próximo do prático. É de notar que o ponto de maior produção fotovoltaica, em ambos os modelos, ocorre, aproximadamente, entre 11h e as 12h e que a potência máxima produzida foi de 40kW. Constata-se igualmente que o autoconsumo nos dois gráficos ronda entre os 15 e 20 kW. Evidencia-se que o maior consumo feito pela carga ocorre ao final da tarde.

Caso de Estudo

Dada às semelhanças encontradas, é possível provar-se a veracidade do modelo teórico obtido para demonstrar perfil de consumo da carga num dia de verão.

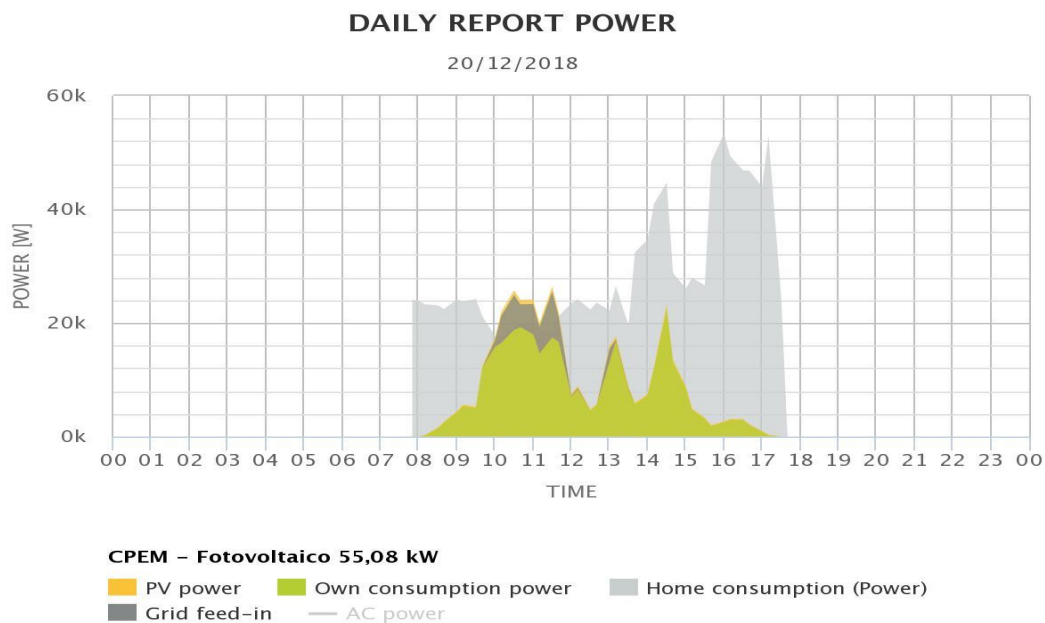


Figura 4.6: Gráfico do perfil de consumo do C.P.E.M no dia 20 junho de 2019, retirado do "PIKO Solar Portal"

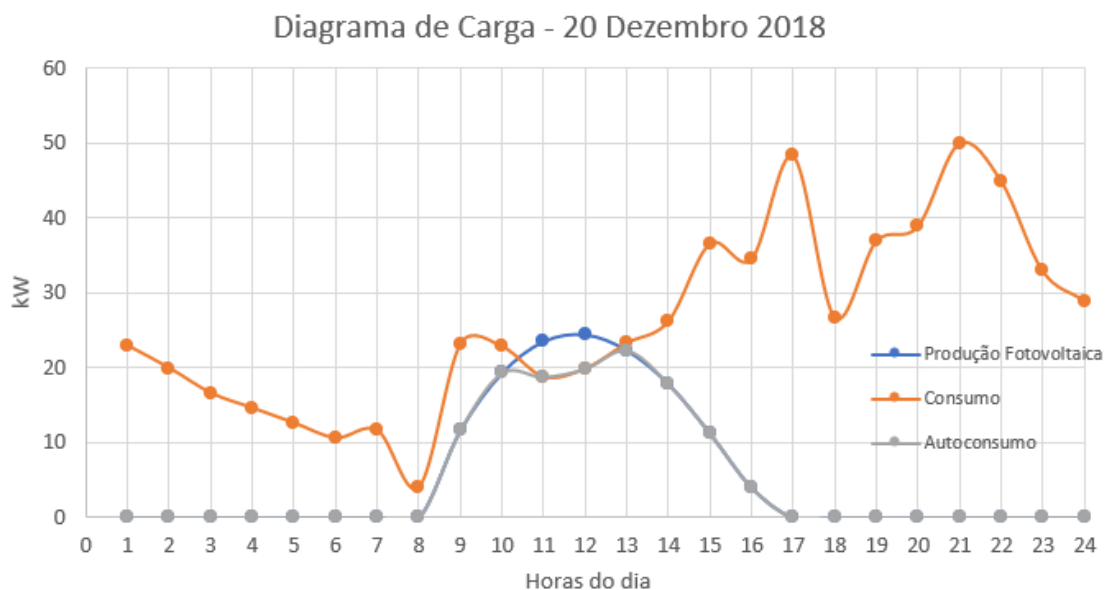


Figura 4.7: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M para o dia 20 dezembro de 2018

Ao comparar-se o perfil de consumo de verão com o de inverno, rapidamente se constata que o consumo, a nível energético, feito pela carga é maior no inverno e que a produção fotovoltaica é menor, para esta mesma estação.

Caso de Estudo

Verifica-se que, tanto na figura 4.6 como na figura 4.7, a potência máxima produzida pelo sistema fotovoltaica ocorre entre as 11h e as 12h e ronda os 25 kW e que o consumo máximo feito pela carga é aproximadamente de 50 kW e ocorre ao final do dia.

Dado que o a produção fotovoltaica é menor nesta época do ano, a energia vendida à rede também é menor pois a maioria da energia produzida é consumida pela carga. Igualmente se conclui que as horas de produção fotovoltaica são coincidentes em ambos os modelos, ocorrendo entre as 8h e as 17h.

Feita a análise e constatando-se as semelhanças encontradas entre os gráficos das figuras 4.6 e 4.7, é possível validar-se o diagrama de carga dimensionado para um dia de inverno.

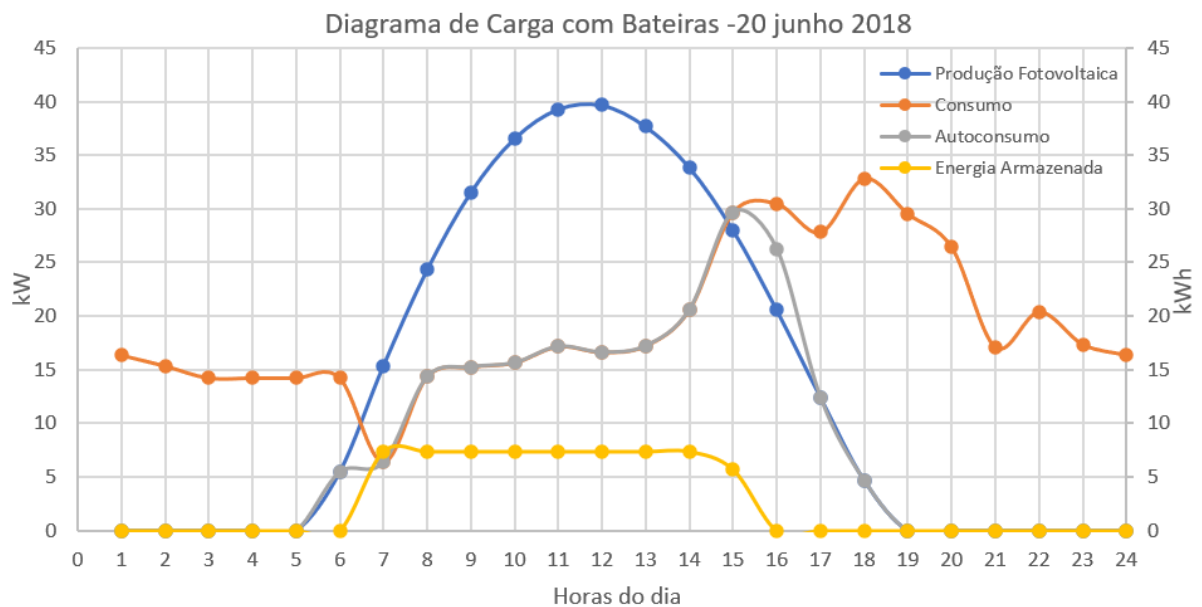


Figura 4.8: Gráfico teórico modelizado em Excel do perfil de consumo do C.P.E.M, com baterias, para o dia 20 junho de 2018

Ao observar-se a figura 4.5 e comparar-se com a figura 4.8 constata-se que existe uma ligeira diferença no autoconsumo. Esta dissemelhança ocorre devido à introdução de baterias.

Verifica-se que quando a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é superior ao consumo, inicia-se o armazenamento da energia. O armazenamento ocorre até as baterias atingirem a sua capacidade máxima, neste caso, 7,4 kWh.

Desde as 7h até às 15h, constata-se que o armazenamento de energia mantém-se constante, isto porque, o sistema fotovoltaico é capaz de satisfazer as necessidades da carga e, ao mesmo tempo, as baterias estão completamente carregadas. A restante energia produzida é vendida à rede.

A partir das 15h o sistema fotovoltaico produz energia insuficiente para alimentar a totalidade do consumo da carga. Entre as 15h e as 16h ocorre o descarregamento das baterias, de

modo a suprir as necessidades energéticas da carga, reproduzindo-se num ligeiro aumento do autoconsumo.

É importante referir que como o diagrama de carga foi construído hora a hora é apenas uma aproximação da realidade e que a formação de linhas através da união dos pontos dos dados não confere ao sistema a veracidade total do ocorrido. As linhas foram colocadas somente para ajudar à leitura gráfica, as mesmas originam erros de interpretação, o importante é perceber o que acontece a cada hora através, unicamente, da leitura dos pontos.

Exemplificando o que foi dito no paragrafo anterior, na figura 4.8, constata-se que, entre as 6:30h e as 7h, o autoconsumo não acompanha a linha consumo, no entanto, como se pode verificar pela observação gráfica, a produção fotovoltaica é maior que o consumo. A linha formada pela união dos pontos dá a entender que o autoconsumo só ocorre a partir das 7h, o que não é verdade é apenas uma aproximação feita pelo Excel.

O mesmo se pode conferir no armazenamento de energia entre as 6h e 7h e entre as 14h e as 16h, onde o carregamento e o descarregamento, respetivamente, não acontecem exatamente como a linha os descreve. Exemplificando, entre as 14h e as 15h, a união dos pontos dá a ilusão de que a bateria está a ser descarregada, mas rapidamente se percebe que, nesse instante, o sistema fotovoltaico ainda está a produzir energia suficiente para alimentar a carga. Como às 15h começa o descarregamento, a bateria, nesse ponto, já não se encontra na sua capacidade máxima, a união entre o ponto das 14h e o ponto das 15h origina uma linha de declive negativo que não confere a realidade do que está a acorrer.

4.7. Avaliação Económica

4.7.1. Receitas

4.7.1.1. Poupança

Sendo o regime tarifário implementado de Baixa Tensão Especial, para calcular a poupança dividiu-se a mesma em cada mês do ano, pelos 4 períodos horários (Ponta; Cheia; Vazio; Super Vazio).

Aos valores mensais de poupança energética obtida, foram multiplicados os preços de faturação originais. Sublinha-se que no ano 2018, ano de estudo, o edifício mudou de comercializador de energia passando da Endesa para EDP.

Na fatura consta, para além da tarifa cobrada pelo comercializador, a tarifa cobrada pela rede e um custo adicional para a Potência Média em Horas de Ponta. Estas três tarifas foram consideradas no cálculo da poupança como já evidenciado no ponto 3.5.2.1 equações 3.72 e 3.73.

Dito isto, os resultados obtidos para o sistema fotovoltaico sem baterias foram os seguintes:

Caso de Estudo

Mês	Poupança	Poupança Potência Média
	Energética [€]	Horas de ponta [€]
Janeiro	543,95	37,93
Fevereiro	684,57	55,91
Março	997,29	93,89
Abril	943,52	86,84
Maio	943,77	95,73
Junho	1115,05	161,01
Julho	1090,90	174,50
Agosto	709,79	169,88
Setembro	614,94	155,55
Outubro	485,84	37,20
Novembro	395,96	57,56
Dezembro	430,67	46,13
Total [€]	8956,23	1172,14

Tabela 4.9: Poupança energética sem baterias

Obtendo-se uma poupança anual total do ano de 2018 de 10128,37 €.

Como já mencionado, foi considerada uma taxa de depreciação anual para os painéis fotovoltaico de 0,8%. Deste modo, o valor de energia poupada no final de vida útil do projeto, tendo em conta esta depreciação, será de 8.352,56 €.

O procedimento para cálculo da poupança com armazenamento é semelhante ao evidenciado anteriormente. No entanto, há que ter em conta que o dimensionamento das baterias foi pensado para um futuro próximo, sendo a sua introdução somente feita, teoricamente, em 2021, logo, nos primeiros três anos a poupança energética contabilizada é a do sistema fotovoltaico sem baterias. Dito isto, os resultados obtidos foram os seguintes:

Dimensionamento	1	2	3	4	5	6
Autoconsumo coberto [%]	100	84	79	75	74	72
Poupança Energética 2021 [€]	13840,45	13406,31	12493,04	11273,70	10886,79	10513,12
Poupança Energética ao fim de 25 anos [%]	11692,17	11325,42	10553,91	9523,83	9196,97	8881,31

Tabela 4.10: Poupança energética com baterias

Analisando a tabela 4.10, como era de prever à medida que se aumenta a capacidade de armazenamento maior a poupança energética, pois menos energia é requerida à rede elétrica.

4.7.1.2.Venda

Ao consultar-se o site de OMIE, foi possível obter-se em formato Excel o preço médio aritmético mensal praticado em Portugal no ano de 2018.

Consoante os dados obtidos e a fórmula expressa no ponto 3.3.3. equação 3.55, determinou-se o valor de venda de energia anual em €. Os resultados que estão evidenciados seguidamente são referentes ao sistema fotovoltaico sem baterias.

Mês	Preço Aritmético[€/kWh]	Energia Vendida [kWh]	Venda [€]
Janeiro	0,05163	74,18	3,45
Fevereiro	0,05498	314,67	15,57
Março	0,03975	1239,25	44,33
Abril	0,04266	2221,12	85,28
Mai	0,05508	3078,64	152,61
Junho	0,05848	3371,74	177,46
Julho	0,06184	3593,41	199,99
Agosto	0,06429	3288,77	190,29
Setembro	0,0713	2697,24	173,08
Outubro	0,06538	1354,29	79,69
Novembro	0,06201	410,79	22,93
Dezembro	0,06187	134,83	7,51
Total [€]		21778,93	1152,20

Tabela 4.11: Valor de venda de energia mensal sem baterias, teórico

O sensor colocado nos inversores permite saber a energia consumida pelo edifício no período de produção fotovoltaica, bem como a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Deste modo, foi possível efetuar-se o cálculo da energia real anualmente vendida à rede. O mesmo valor foi comparado com o resultado teórico obtido.

Caso de Estudo

Mês	Energia Vendida [kWh]	Venda [€]
Janeiro	276,72	12,86
Fevereiro	621,25	30,74
Março	1318,89	47,18
Abril	2267,68	87,065
Mai	3767,49	186,76
Junho	3096,30	162,96
Julho	3377,82	188,00
Agosto	3759,20	217,51
Setembro	2837,64	182,09
Outubro	2099,14	123,52
Novembro	584,18	32,60
Dezembro	264,83	14,75
Total [€]	24271,15	1286,04

Tabela 4.12: Valor de venda de energia mensal sem baterias, prático

Ao analisar-se as tabelas 4.11 e 4.12, consta-se que os valores teórico e prático de venda de energia anual, estão muito próximos. Validando assim o resultado teórico obtido.

Foi feita a análise da venda de energia com introdução de baterias. O procedimento efetuado foi semelhante ao anteriormente evidenciado, tendo em conta, como já explicado que os resultados só se alteram, em relação ao sistema fotovoltaico sem baterias, a partir do ano 2021. Os resultados obtidos estão apresentados de seguida:

Dimensionamento	1	2	3	4	5	6
Autoconsumo coberto [%]	100	84	79	75	74	72
Venda de Energia 2021 [€]	0	167,06	540,05	815,35	906,67	1003,08
Venda de energia ao fim de 25 anos [%]	0	141,13	456,23	688,79	765,94	847,38

Tabela 4.13: Valor de venda de energia anual com baterias

Analisando a tabela 4.13 constata-se que à medida que se aumenta a capacidade de armazenamento, a venda de energia à rede elétrica é, sucessivamente, menor. Isto ocorre, pois, a energia em excesso produzida pelo painel em vez de ser vendida diretamente à rede, primeiramente é armazenada na bateria para posterior consumo no edifício, sendo somente vendida à rede a energia que o sistema de armazenamento não consegue suportar.

4.7.2. Custos

4.7.2.1. Investimento

No investimento real feito pelo C.P.E.M consta:

	Unidades	Preço por Unidade [€]	Preço total [€]
Painel Solares Fotovoltaicos	324	119,34	38666,16
Estrutura p/ fixação de painéis	1	24468,28	24468,28
Inversor fotovoltaico e monotorização	2	3054,37	6108,74
Quadros elétricos e contadores	1	1189,89	1189,89
Cabos elétricos e outros acessórios	1	2732,82	2732,82
Mão de obra p/ projeto, execução e legalização	1	3134,11	3134,11
Total			76300

Tabela 4.14: Investimento sem baterias

No entanto, no presente projeto, foram elaboradas 6 hipóteses adicionais onde nas mesmas foram introduzidas baterias. Consoante o valor energético que se pretendeu cobrir para armazenamento, foram feitos os seguintes investimentos adicionais:

Dimensionamento	Autoconsumo coberto [%]	Nº de baterias	Preço por unidade [€]	Preço total investimento em baterias [€]
1	100	18	7960	143280
2	84	25	2314	57 850
3	79	13	2314	30082
4	75	6	2314	13884
5	74	4	2314	9256
6	72	2	2314	4628

Tabela 4.15: Investimento em baterias

4.7.2.2. Amortizações

Como mencionado no ponto 3.5.1. as taxas de amortização foram implementadas segundo o Decreto Regulamentar 25/2009 disto isto, o Mapa de amortizações foi desenvolvido a partir da seguinte tabela:

Caso de Estudo

Material	Taxa de Amortização [%]	Conversão em anos	Valor da amortização por ano [€]
Painel Solares Fotovoltaicos	8%	12,5	3093,293
Estrutura p/ fixação de painéis	8%	12,5	1957,462
Inversor fotovoltaico e monotorização	8%	12,5	488,6992
Quadros elétricos e contadores	12,50%	8	148,7363
Cabos elétricos e outros acessórios	7,14%	14,0056	195,1233
Mão de obra p/ projeto, execução e legalização	33,30%	3,003003	1043,659
Baterias	8%	12,5	11462,4

Tabela 4.16: Amortizações

4.7.2.3. Custos de Operação e Manutenção

Assumiu-se, para os Custos de Operação e Manutenção anuais 1 % do valor do investimento. Obtendo-se, deste modo, os seguintes resultados:

Custos de Operação e Manutenção ao longo dos 25 anos do projeto em [€]

Dimensionamento	Anos 2018-2020	Anos 2021-2030	Anos 2031-2040	Anos 2041-2041
Sem baterias	763	763	763	763
1 -100%	763	2195,8	3628,6	5061,4
2 – 84%	763	1341,5	1920	2498,5
3 – 79%	763	1063,82	1364,64	1665,46
4 – 75%	763	901,84	1040,68	1179,52
5 - 74%	763	855,56	948,12	1040,68
6 – 72%	763	809,28	855,56	901,84

Tabela 4.17: Custos de operação e manutenção

4.8. Avaliação económica a 25 anos

Para analisar a rentabilidade do projeto foram analisados os indicadores económicos VAL, TIR, LCOE e Payback. O método de cálculo dos mesmos está referido no ponto 3.6.6 equações 3.78, 3.79, 3.81, respetivamente. Os resultados obtidos estão representados na tabela seguinte.

Caso de Estudo

Dimensionamento	VAL [€]	TIR [%]	LCOE [€/kWh]	Payback [anos]
Sem baterias	70819,69	12,32	0,0807	10
1 - 100%	-190793,28	-	0,3484	-
2 - 84%	-17074,78	2,02	0,1888	-
3 - 79%	33121,94	8,06	0,1370	12
4 - 75%	55041,58	10,48	0,1067	11
5 - 74%	61072,64	11,15	0,0981	10
6 - 72%	67263,25	11,84	0,0894	10

Tabela 4.18: Avaliação económica a 25 anos

Analisando a tabela 4.18, constata-se que o projeto com maior rentabilidade económica é o dimensionamento original sem baterias.

Com o aumento do número de baterias constata-se que o VAL, progressivamente, vai diminuindo. Evidenciando-se que no dimensionamento 1 e 2 o projeto não é economicamente viável, pois o Valor Atual Líquido obtido, em ambos os casos, foi negativo.

A mesma conclusão se pode retirar em relação à Taxa Interna de Rentabilidade, uma vez que a mesma se torna, progressivamente menor com o aumento do número de baterias, onde no dimensionamento 1 e 2 a TIR é inferior à taxa de atualização (4%), provando não sendo economicamente rentável.

O LCOE calculado definiu-se como o preço médio da energia produzida pelo sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos do projeto. O mesmo foi sofrendo um acréscimo com o aumento da capacidade de armazenamento instalada, tornando o preço por energia cada vez mais dispendioso.

Devido ao seu elevado preço e curta vida útil, na atualidade, as baterias representam um grande investimento económico, tornando os projetos fotovoltaicos menos rentáveis. Este argumento é suportado pelas conclusões retiradas no presente estudo, onde se pôde averiguar, em todos os dimensionamentos efetuados, que a introdução de baterias não é economicamente viável aquando comparada com um sistema fotovoltaico sem as mesmas.

Capítulo 5

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Neste capítulo são apresentadas as conclusões correspondentes ao estudo efetuado e descritas possíveis conjeturas para desenvolvimentos futuros da instalação.

5. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

5.1 Conclusões

Em suma, conclui-se que todos os objetivos propostos, na presente dissertação, foram executados com sucesso. Toda a análise apoiou-se num conjunto de modelos e fórmulas matemáticas que retratam, de forma aproximada, o funcionamento de um sistema fotovoltaico, tanto a nível energético como no plano económico. Todo o projeto foi concebido e elaborado a partir da ferramenta computacional Excel.

Inicialmente, foi feita uma abordagem teórica do que é e como funciona um sistema fotovoltaico, descrevendo todos os elementos principais que nele se inserem. Posteriormente, foi introduzido ao leitor toda a modelização matemática e conceptual para determinar todos os resultados obtidos, fazendo, por último, a execução dos mesmos.

Ao fazer-se o estudo energético do sistema fotovoltaico implementado no C.P.E.M, constatou-se que os resultados obtidos, tanto para energia anual produzida pelo módulos FV, como para os valores do autoconsumo e autonomia do sistema, estão coincidentes com os valores práticos, apresentando erros de 1%, 2,7%, 3,7%, respetivamente, validando o modelo teórico implementado.

Elaborou-se o estudo económico provando a viabilidade do projeto implementado, uma vez que, ao fim de 25 anos, o VAL era positivo e na ordem dos 70819,69 €, a TIR era superior à taxa de atualização e o seu valor era de 12,32%, o LCOE apresentava um valor inferior em 0,10€/kWh em relação ao preço de energia comprada à rede elétrica e o *Payback* foi de 10 anos, um valor comum e realístico para o retorno de investimento em sistemas fotovoltaicos. Este estudo proporcionou à instituição dados pormenorizados a nível monetário sobre o retorno do investimento, através dos indicadores económicos evidenciados anteriormente, e poupança a longo prazo, apresentando um valor de 11280 € no primeiro ano.

Em relação à implementação prática de um sistema de armazenamento, provou-se, a partir dos resultados obtidos, onde o VAL foi sempre decrescendo com o aumento da capacidade de armazenamento, chegando a um valor máximo negativo, ao fim de 25 anos, de -190793,28 €, não havendo retorno de investimento e o LCOE era mais elevado do que comprar energia à rede elétrica, que atualmente, devido aos preços e vida-útil das baterias, nenhuma das soluções propostas são viáveis.

A avaliação económica para a conclusão da premissa anteriormente evidenciada foi fulcral, pois a nível energético, analisando o autoconsumo e autonomia, os valores eram tantos maiores quanto maior a capacidade de armazenamento das baterias, apresentando-se um valor máximo de autoconsumo e autonomia, deste estudo, respetivamente de 100% e 40,3%, deste modo, destaca-

se que num futuro próximo, com a redução drástica do preço das baterias, a execução deste estudo, a nível prático, pode vir a ser uma proposta exequível.

5.2. Desenvolvimentos Futuros

Como mencionado no ponto 4.2.4, os painéis fotovoltaicos estão implementados sob uma estrutura metálica, permitindo que os carros possam estacionar sob a mesma, aproveitando a sombra nas horas de maior calor. Uma proposta a ser considerada seria a introdução de carregamento de veículos elétricos no mesmo local.

Outra proposta a ter em consideração seria o aumento da potência instalada com o intuito de se conseguir atingir a rentabilidade máxima, isto é, os valores ótimos de VAL e TIR. Sabe-se que com o aumento da potência instalada ocorre um aumento do autoconsumo e autonomia, poupando-se mais energia, pois o edifício não consome tanta energia provinda da rede, mas também ocorre maior excedente de produção, o que se reproduz na venda de energia elétrica a um preço menor do que é produzida pelo sistema fotovoltaico. Dito isto, o objetivo seria encontrar o ponto ótimo entre a relação do preço de energia que se poupa por aumentar a potência instalada e o que se perde devido à venda de energia elétrica. Exemplificando, no presente projeto, o LCOE é de 0,081€/kWh, a média de preço da venda de energia à rede é de 0,053 €/kWh e a média de preço de energia comprada à rede elétrica é de 0,182 €/kWh, ou seja, constata-se que por cada kWh de energia gerada e consumida ocorre uma poupança em cerca de 0,10€ mas também se conclui que por cada kWh vendido à rede perde-se cerca de 0,03€. O ideal seria encontrar o ponto onde o aumento de potência instalada se refletia num balanço entre o maior valor de poupança e o menor valor de perda por venda de energia à rede, chegando-se, deste modo, ao ponto ótimo do sistema fotovoltaico em estudo.

Referências

Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] T. Ernest, “Design , Environment and Strategy ” May, 1995
- [2] A. M. Vallêra, M. C. Brito, “Meio Século De História Fotovoltaica,” *Gaz. Física*, pp. 10–15, 2004.
- [3] S. W. Glunz, R. Preu, and D. Biro, "*Crystalline silicon solar cells. State-of-the-art and future developments*", vol. 1. 2012.
- [4] E. M. de S. Barbosa, O. C. Vilela, N. Fraidenraich, and C. Tiba, “Panorama do desenvolvimento tecnológico e mercado de módulos fotovoltaicos,” *Av. en Energías Renov. y Medio Ambient.*, vol. 16, pp. 71–80, 2012.
- [5] M. GREEN *et al.*, “Solar cell efficiency tables (version 40),” *Ieee Trans Fuzzy Syst*, vol. 20, no. 6, pp. 1114–1129, 2012, doi: 10.1002/pip.
- [6] P. Y. Gan and Z. D. Li, “Quantitative study on long term global solar photovoltaic market,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 46, pp. 88–99, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.02.041.
- [7] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. December 2016, pp. 590–601, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
- [8] S. S. Alves Freitas, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos,” 2008.
- [9] N. Fernando, “Fontes de Energia Renovável”, 2015 .
- [10] P. João, G. Marxo "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos", 2014
- [11] L. Hernández-Callejo, S. Gallardo-Saavedra, and V. Alonso-Gómez, “A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance,” *Sol. Energy*, vol. 188, no. June, pp. 426–440, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.017.
- [12] J. A. Luceño-Sánchez, A. M. Díez-Pascual, and R. P. Capilla, “Materials for photovoltaics: State of art and recent developments,” *Int. J. Mol. Sci.*, vol. 20, no. 4, 2019, doi: 10.3390/ijms20040976.
- [13] M. H. Shubbak, “Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 115, no. June 2018, p. 109383, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109383.
- [14] E. da S. João, “Metodologia de dimensionamento para instalações fotovoltaicas em autoconsumo,” p. 142, 2016.
- [15] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, “A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system,” *Energy Build.*, vol. 128, pp. 99–110, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.06.077.
- [16] N. Amin, M. Tang, and K. Sopian, “Numerical modeling of the Copper-Indium-Selenium (CIS) based solar cell performance by AMPS-1D,” *2007 5th Student Conf. Res. Dev. SCORED*, no. December, pp. 1–6, 2007, doi: 10.1109/SCORED.2007.4451382.
- [17] Filipe Fernandes dos Santos, “Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia Filipe Fernandes dos Santos,” 2011.
- [18] G. L. Pollack, D. R. Stump, and C. Inglefield, “ Electromagnetism ,” *Am. J. Phys.*, vol. 73, no. 6, pp. 574–574, 2005, doi: 10.1119/1.1891171.
- [19] P. Miguel, S. Costa, “Simulação de Soluções de Autoconsumo Fotovoltaico Viabilidade do Armazenamento no Sector Residencial Engenharia Mecânica – Energias,” 2016.
- [20] O. Doutora, A. Cristina, C. Queda, and R. Baden-powell, “João Miguel Rodrigues Vaz Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia do Ambiente we always fail when we neglect to do it ”, 2017.

Referências Bibliográficas

- [21] R. C. Neto, “Rui Costa Neto, Instituto Superior Técnico / IN+ Center for Innovation, Technology and Policy Research (IST/IN+).”
- [22] D. Akinyele, J. Belikov, and Y. Levron, “Battery storage technologies for electrical applications: Impact in stand-alone photovoltaic systems,” *Energies*, vol. 10, no. 11, pp. 1–39, 2017, doi: 10.3390/en10111760.
- [23] Fernandes. P, R. Guerreiro, R. Vareiro, “Baterias em Sistemas PV”, 2019
- [24] R. Costa, “Comparação de Métodos de Seguimento Solar para Sistemas Fotovoltaicos,” 2011.
- [25] I. M. Mendes, “Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para autoconsumo Índice,” 2016.
- [26] J. Luiza and B. Lima, “Energia Fotovoltaica Como,” 2014.
- [27] Ana Catarina C. Monteiro, “Aplicação de painéis solares em edifícios públicos para autoconsumo fotovoltaico,” 2018.
- [28] C. Schwingshackl *et al.*, “Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation,” *Energy Procedia*, vol. 40, pp. 77–86, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.08.010.
- [29] F. Tom, B. F. Nogueira, and E. Electromec, “Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede Estudo de caso prático,” 2014.
- [30] P.Pereira “A Produção Fotovoltaica em Portugal Análise da Legislação em Vigor e do Custo/Benefício”, 2015.
- [31] E. Eusebio and C. Camus, “Residential PV systems with battery backup power attained already grid parity?,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016-July, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/EEM.2016.7521205.
- [32] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [33] Taxas Máximas de Depreciação e Amortização, Economias-Impostos, 2015- Disponível em: <https://www.economias.pt/taxas-maximas-de-depreciacao-e-amortizacao/>
- [34] A. T. e Aduaneira, “Setor Social E Solidário,” 2015, [Online]. Available: <http://www.seg-social.pt/documents/10152/2ccc8eeb-febb-4f7d-9e45-cd501b165e5c>.
- [35] S. Nunes, “Análise e avaliação de um projeto de investimento em ativos reais,” p. 117, 2016, [Online]. Available: [https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/32543/1/Sara Nunes_2011178563.pdf](https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/32543/1/Sara%20Nunes_2011178563.pdf).
- [36] Pedro Filipe Horta Maleitas, “Viabilidade Económica do Autoconsumo de Energia Fotovoltaica no Setor Não Residencial,” 2015.
- [37] Américo Luheto Pinto Xirimimbi, “Avaliação de Projetos de Investimentos Em contexto de Risco e Incerteza,” p. 80, 2018.
- [38] Taxa de juro anual, IGCP, 2018. Available: <https://www.igcp.pt/pt/menu-lateral/certificados-de-aforro/taxa-de-juro-anual/>
- [39] “Projeto Económico-Financeira Um Análise Económico-Financeira Um,” 2017.
- [40] K. Branker, M. J. M. Pathak, J. M. Pearce “A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity” *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 15, pp.4470-4482, 2011
- [41] Photovoltaic Geographical Information System. Disponível em: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [42] OMIE, Mercado diário, 2018. Disponível em: [https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily prices?scope=annual&year=2018](https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily%20prices?scope=annual&year=2018)

Referências Bibliográficas

Apêndices

Neste tópico estão apresentados todos os cálculos relevantes para a realização da Dissertação. Todas as amostras referentes aos cálculos energéticos estão apresentadas somente para o primeiro dia do ano, servindo apenas como demonstração-exemplo.

Índice de Apêndices

Apêndice I: Características do sistema PV e resumo de dados	III
Apêndice II: Cálculo da Temperatura com Efeito do Vento para um dia do ano	IV
Apêndice III: Cálculo da potência de saída do Sistema PV para o primeiro dia do ano	V
Apêndice IV: Dimensionamento, a nível energético, do Autoconsumo, Autonomia, Venda e Poupança para o primeiro dia do ano - sem baterias	VI
Apêndice V: Dimensionamento de baterias - 72%	VII
Apêndice VI: Cálculo da Poupança Anual em €	VIII
Apêndice VII: Cálculo da Venda Anual em €	IX
Apêndice VIII: Avaliação Económica sem baterias	X
Apêndice IX: Avaliação Económica com baterias - 72%	XI

Apêndice I: Características do sistema PV e resumo de dados

DADOS - CARACTERÍSTICAS	
Características Módulos PV	
Marca - Solar Frontier SF170-S	Orientação
P _{max} [W]	Altitude [m]
U _{mp} [V]	Latitude [°N]
I _{mp} [A]	Longitude [°W]
U _{oc} [V]	Azimuth [°]
I _{sc} [A]	Tilt [°]
Rendimento [%]	Inversor
NOCT [°C]	Marca-Solar Electric Kostal
T [%/K] P _{mp}	Eficiência [%]
T [%/K] U _{oc}	
T [%/K] I _{sc}	P _{inv} [kW]
Preço Unidade [€]	Preço Unidade [€]
	Nota: Foram colocados 2 Inversores (40kW)

DADOS - CPEM	
Características Totais dos Módulos PV	
Nº de células Série em cada Módulo	192
Nº Módulos Paralelo	54
Nº Módulos Total	324
P _{nom} [kWp]	55
U _{mp} [V]	476
I _{mp} [A]	107
Área [m ²]	398
Potência Instalada [kW]	55,08

CÁLCULOS	
Constantes	
k [1/K]	1,38E-23
q [C]	1,602E-19
T _{ref} [°K]	298,16
Cálculos Módulos PV	
V _{ref} [V]	0,025684195
m	438,6220362
m'	2,284489772
I _{oref} [A]	0,0002878

E _{anual} (MW) - 1 inv	I_NOCT [K]-1	I_SKOPLAKI [K]-2	I_KOEH [K]-3	I_MATTEI [K]-4.1	I_MATTEI [K]-4.2	I_KURTZ [K]-5
E _{anual} (MW) - 2 inv	37,26575255	47,92526294	39,77876012	41,55710625	41,51058883	38,81989945
E _{anual-Excesso} (MW)	74,53150511	95,85025888	79,55752024	83,11421249	83,02117766	77,6397989
E _{anual-5 parametros} (MW)	111,4799763	100,2565805	108,8594396	106,9819055	107,0302869	109,8614332
				109,2825803		

Apêndice II: Cálculo da Temperatura com Efeito do Vento para um dia do ano

HIPÓTESES						CÁLCULO					VENTO	
PRIMEIRA	SEGUNDA	TERCEIRA	QUARTA	QUINTA	SEXTA	T_NOCT[K]-1	T_SKOPLAKI[K]-2	T_KOEHL [K]-3	T_MATTEI [K]-4.1	T_MATTEI [K]-4.2	T_KURTZ [K]-5	
285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	285,350	
285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	285,290	
285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	285,230	
285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	285,170	
285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	285,210	
285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	285,250	
285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	285,300	
285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	285,620	
294,612	282,086	290,547	292,467	292,472	292,187	294,612	282,086	290,547	292,467	292,472	292,187	
293,839	282,942	290,144	291,975	291,954	291,615	293,839	282,942	290,144	291,975	291,954	291,615	
292,226	285,353	289,768	291,085	291,048	290,725	292,226	285,353	289,768	291,085	291,048	290,725	
293,406	286,528	290,831	292,015	291,961	291,809	293,406	286,528	290,831	292,015	291,961	291,809	
300,677	285,100	294,605	295,950	295,836	296,849	300,677	285,100	294,605	295,950	295,836	296,849	
304,590	283,514	296,603	297,590	297,484	299,612	304,590	283,514	296,603	297,590	297,484	299,612	
299,931	285,626	294,679	295,865	295,795	296,695	299,931	285,626	294,679	295,865	295,795	296,695	
292,303	289,066	291,154	291,726	291,709	291,603	292,303	289,066	291,154	291,726	291,709	291,603	
289,531	288,374	289,151	289,415	289,415	289,304	289,531	288,374	289,151	289,415	289,415	289,304	
287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	287,400	
286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	286,080	
285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	285,410	
284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	284,750	
284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	284,090	
283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	283,930	
283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	283,770	
283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	283,610	

Hora Solar	G _i [W/m ²]	As [°]	Tamb [°C]	W10	int.
00:55	0	0	12,19	3,39	0
01:55	0	0	12,13	3,89	0
02:55	0	0	12,07	4,38	0
03:55	0	0	12,01	4,87	0
04:55	0	0	12,05	5,17	0
05:55	0	0	12,09	5,47	0
06:55	0	0	12,14	5,77	0
07:55	0	0	12,46	6,27	0
08:55	256,64	8,88	12,79	6,78	0
09:55	223,98	17,18	13,12	7,28	0
10:55	141,81	23,54	14,28	7,97	0
11:55	142,39	27,37	15,44	8,65	0
12:55	323,46	28,16	16,6	9,34	0
13:55	436,73	25,81	16,69	8,85	0
14:55	295,73	20,64	16,79	8,35	0
15:55	66,76	13,23	16,89	7,86	0
16:55	23,73	4,19	15,57	6,89	0
17:55	0	0	14,24	5,92	0
18:55	0	0	12,92	4,95	0
19:55	0	0	12,25	4,16	0
20:55	0	0	11,59	3,36	0
21:55	0	0	10,93	2,57	0
22:55	0	0	10,77	2,4	0
23:55	0	0	10,61	2,24	0
00:55	0	0	10,45	2,08	0

Apêndice III: Cálculo da potência de saída do Sistema PV para o primeiro dia do ano

CÁLCULOS REFERENTES									
Matte[k]	Vt[V]	Io[A]	Vm[V]	Im[A]	Pm[W]	Pdc(kW)-inv	Pac(kW) - inv		
285,35	0,02	0,000117	0	0	0	0	0	0	0
285,29	0,02	0,000117	0	0	0	0	0	0	0
285,23	0,02	0,000116	0	0	0	0	0	0	0
285,17	0,02	0,000116	0	0	0	0	0	0	0
285,21	0,02	0,000116	0	0	0	0	0	0	0
285,25	0,02	0,000117	0	0	0	0	0	0	0
285,3	0,02	0,000117	0	0	0	0	0	0	0
285,62	0,02	0,00012	0	0	0	0	0	0	0
292,1871	0,03	0,000191	64,20837	0,500448	32,13295	5,205538293	5,064988759		
291,6145	0,03	0,000184	63,02384	0,436761	27,52636	4,459269636	4,338869356		
290,7247	0,03	0,000173	58,49736	0,27653	16,17625	2,620552028	2,549797123		
291,8087	0,03	0,000186	57,92144	0,277661	16,0825	2,605364365	2,535019527		
296,8488	0,03	0,000263	64,23235	0,630747	40,51436	6,563326639	6,38611682		
299,6125	0,03	0,000317	66,12697	0,851624	56,31528	9,123075996	8,876752944		
296,6955	0,03	0,000261	63,31094	0,576674	36,50974	5,91457804	5,754884433		
291,6032	0,03	0,000184	49,69348	0,130182	6,469196	1,048009774	1,019713511		
289,3042	0,02	0,000156	39,76834	0,046274	1,84022	0,298115693	0		
287,4	0,02	0,000136	0	0	0	0	0		
286,08	0,02	0,000124	0	0	0	0	0		
285,41	0,02	0,000118	0	0	0	0	0		
284,75	0,02	0,000112	0	0	0	0	0		
284,09	0,02	0,000107	0	0	0	0	0		
283,93	0,02	0,000106	0	0	0	0	0		
283,77	0,02	0,000105	0	0	0	0	0		
283,61	0,02	0,000103	0	0	0	0	0		

DADOS RETIRADOS DO PV_GIS						
Hora Solar	G _j [W/m ²]	As [°]	Tamb [°C]	W10	int,	
00:55	0	0	12,19	3,39	0	0
01:55	0	0	12,13	3,89	0	0
02:55	0	0	12,07	4,38	0	0
03:55	0	0	12,01	4,87	0	0
04:55	0	0	12,05	5,17	0	0
05:55	0	0	12,09	5,47	0	0
06:55	0	0	12,14	5,77	0	0
07:55	0	0	12,46	6,27	0	0
08:55	256,64	8,88	12,79	6,78	0	0
09:55	223,98	17,18	13,12	7,28	0	0
10:55	141,81	23,54	14,28	7,97	0	0
11:55	142,39	27,37	15,44	8,65	0	0
12:55	323,46	28,16	16,6	9,34	0	0
13:55	436,73	25,81	16,69	8,85	0	0
14:55	295,73	20,64	16,79	8,35	0	0
15:55	66,76	13,23	16,89	7,86	0	0
16:55	23,73	4,19	15,57	6,89	0	0
17:55	0	0	14,24	5,92	0	0
18:55	0	0	12,92	4,95	0	0
19:55	0	0	12,25	4,16	0	0
20:55	0	0	11,59	3,36	0	0
21:55	0	0	10,93	2,57	0	0
22:55	0	0	10,77	2,4	0	0
23:55	0	0	10,61	2,24	0	0
00:55	0	0	10,45	2,08	0	0

**Apêndice IV: Dimensionamento, a nível energético, do Autoconsumo, Autonomia,
Venda e Poupança para o primeiro dia do ano - sem baterias**

Data	Produção Painel - Lar [kWh]	Cover by grid [kWh]	Energia total Consumida [kWh]	Autonomia [%]	Pac [kWh]	Autocconsumo	Venda	Regime	E_Ponta[kWh]	E_Cheia[kWh]	E_Vazio[kWh]	E_SuperVazio[kWh]
01/01/2018 00:30:00	0,00	34,67	34,67	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 01:30:00	0,00	34,67	34,67	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 02:30:00	0,00	33,72	33,72	0,00	0,00	0,00	0,00	SV	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 03:30:00	0,00	33,72	33,72	0,00	0,00	0,00	0,00	SV	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 04:30:00	0,00	32,72	32,72	0,00	0,00	0,00	0,00	SV	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 05:30:00	0,00	31,72	31,72	0,00	0,00	0,00	0,00	SV	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 06:30:00	0,00	24,67	24,67	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 07:30:00	0,00	24,79	24,79	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 08:30:00	2,75	27,07	29,82	9,21	0,00	0,00	0,00	C	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 09:30:00	12,87	18,94	31,81	40,45	5,06	10,13	10,13	P	10,13	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 10:30:00	20,31	11,33	31,64	64,20	4,34	8,68	8,68	C	0,00	8,68	0,00	0,00
01/01/2018 11:30:00	13,06	16,42	29,48	44,29	2,55	5,10	5,10	C	0,00	5,10	0,00	0,00
01/01/2018 12:30:00	15,42	6,84	22,25	69,27	2,54	5,07	5,07	C	0,00	5,07	0,00	0,00
01/01/2018 13:30:00	24,01	3,59	27,60	86,99	6,39	12,77	12,77	C	0,00	12,77	0,00	0,00
01/01/2018 14:30:00	15,66	23,38	39,03	40,11	8,88	17,75	17,75	C	0,00	17,75	0,00	0,00
01/01/2018 15:30:00	10,07	14,31	24,38	41,29	5,75	11,51	11,51	C	0,00	11,51	0,00	0,00
01/01/2018 16:30:00	3,05	28,44	31,49	9,69	1,02	2,04	2,04	C	0,00	2,04	0,00	0,00
01/01/2018 17:30:00	0,32	21,93	22,25	1,42	0,00	0,00	0,00	C	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 18:30:00		33,21	33,21	0,00	0,00	0,00	0,00	P	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 19:30:00		47,21	47,21	0,00	0,00	0,00	0,00	P	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 20:30:00		48,36	48,36	0,00	0,00	0,00	0,00	C	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 21:30:00		47,36	47,36	0,00	0,00	0,00	0,00	C	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 22:30:00		40,67	40,67	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2018 23:30:00		34,67	34,67	0,00	0,00	0,00	0,00	V	0,00	0,00	0,00	0,00

Apêndice V: Dimensionamento de baterias - 72%

Características Bateria		Data		Produção Painel		Cover by grid		Consumida [kWh]		Pac [kWh]		Energia Total - Pac REDE		P Descarregamento (+)		LIMITAR BAT		Bateria min		Desperdício		Energia necessária da Rede		Energia precisa rede positiva		Energia PV mais bateria	
Tensão [V]	51,2																										
Capacidade [Ah]	72																										
Nº bat precisas	2																										
Capacidade máx [kWh]	7,3728																										
Capacidade min [kWh]	0																										
Eficiência	98%																										
preço Bateria un. [€]	2314																										
preço Bateria un. [€]	4628																										
Cap máxima necessária [kWh]	0																										
Ump módulo [V]	87,5																										
Nº módulos em série	6																										
Tensão total	525																										
01/01/2018 00:30:00	0055	0,000	34,669	34,669	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	-34,669	-34,669	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27,296	7,373	
01/01/2018 01:30:00	0155	0,000	34,669	34,669	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	-34,669	-34,669	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	34,669	0,000	
01/01/2018 02:30:00	0255	0,000	33,718	33,718	0,000	33,718	33,718	0,000	0,000	0,000	33,718	33,718	0,000	0,000	-33,718	-33,718	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,718	0,000	
01/01/2018 03:30:00	0355	0,000	33,718	33,718	0,000	33,718	33,718	0,000	0,000	0,000	33,718	33,718	0,000	0,000	-33,718	-33,718	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,718	0,000	
01/01/2018 04:30:00	0455	0,000	32,718	32,718	0,000	32,718	32,718	0,000	0,000	0,000	32,718	32,718	0,000	0,000	-32,718	-32,718	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	32,718	0,000	
01/01/2018 05:30:00	0555	0,000	31,718	31,718	0,000	31,718	31,718	0,000	0,000	0,000	31,718	31,718	0,000	0,000	-31,718	-31,718	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	31,718	0,000	
01/01/2018 06:30:00	0655	0,000	24,669	24,669	0,000	24,669	24,669	0,000	0,000	0,000	24,669	24,669	0,000	0,000	-24,669	-24,669	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24,669	0,000	
01/01/2018 07:30:00	0755	0,001	24,794	24,794	0,001	24,794	24,794	0,001	0,001	0,001	24,794	24,794	0,001	0,001	-24,794	-24,794	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	24,794	0,000	
01/01/2018 08:30:00	0855	2,747	27,069	29,816	2,747	27,069	29,816	0,000	0,000	0,000	29,816	29,816	0,000	0,000	-29,816	-29,816	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,816	0,000	0,000	
01/01/2018 09:30:00	0955	12,869	18,942	31,811	12,869	18,942	31,811	0,000	0,000	0,000	31,811	31,811	0,000	0,000	-31,811	-31,811	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,681	10,130	0,000	
01/01/2018 10:30:00	1055	20,313	11,827	31,640	20,313	11,827	31,640	0,000	0,000	0,000	31,640	31,640	0,000	0,000	-22,962	-22,962	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,962	8,678	0,000	
01/01/2018 11:30:00	1155	13,057	16,422	29,479	13,057	16,422	29,479	0,000	0,000	0,000	29,479	29,479	0,000	0,000	-24,379	-24,379	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24,379	5,100	0,000	
01/01/2018 12:30:00	1255	15,415	6,839	22,254	15,415	6,839	22,254	0,000	0,000	0,000	22,254	22,254	0,000	0,000	-17,184	-17,184	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,184	5,070	0,000	
01/01/2018 13:30:00	1355	24,009	3,590	27,599	24,009	3,590	27,599	0,000	0,000	0,000	27,599	27,599	0,000	0,000	-14,827	-14,827	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	14,827	12,772	0,000	
01/01/2018 14:30:00	1455	15,655	23,378	39,033	15,655	23,378	39,033	0,000	0,000	0,000	39,033	39,033	0,000	0,000	-21,279	-21,279	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,279	17,754	0,000	
01/01/2018 15:30:00	1555	10,668	14,313	24,381	10,668	14,313	24,381	0,000	0,000	0,000	24,381	24,381	0,000	0,000	-12,871	-12,871	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	12,871	11,510	0,000	
01/01/2018 16:30:00	1655	3,051	28,437	31,488	3,051	28,437	31,488	0,000	0,000	0,000	31,488	31,488	0,000	0,000	-29,449	-29,449	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,449	2,039	0,000	
01/01/2018 17:30:00	1755	0,317	21,229	22,246	0,317	21,229	22,246	0,000	0,000	0,000	22,246	22,246	0,000	0,000	-22,246	-22,246	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,246	0,000	0,000	
01/01/2018 18:30:00	1855	0,000	33,206	33,206	0,000	33,206	33,206	0,000	0,000	0,000	33,206	33,206	0,000	0,000	-33,206	-33,206	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,206	0,000	0,000	
01/01/2018 19:30:00	1955	0,000	47,206	47,206	0,000	47,206	47,206	0,000	0,000	0,000	47,206	47,206	0,000	0,000	-47,206	-47,206	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	47,206	0,000	0,000	
01/01/2018 20:30:00	2055	0,000	48,364	48,364	0,000	48,364	48,364	0,000	0,000	0,000	48,364	48,364	0,000	0,000	-48,364	-48,364	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	48,364	0,000	0,000	
01/01/2018 21:30:00	2155	0,000	47,364	47,364	0,000	47,364	47,364	0,000	0,000	0,000	47,364	47,364	0,000	0,000	-47,364	-47,364	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	47,364	0,000	0,000	
01/01/2018 22:30:00	2255	0,000	40,669	40,669	0,000	40,669	40,669	0,000	0,000	0,000	40,669	40,669	0,000	0,000	-40,669	-40,669	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	40,669	0,000	0,000	
01/01/2018 23:30:00	2355	0,000	34,669	34,669	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	0,000	34,669	34,669	0,000	0,000	-34,669	-34,669	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	34,669	0,000	0,000	

Apêndice VI: Cálculo da Poupança Anual em €

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total [€]
E_Ponta [kWh]	186,1572212	332,267437	557,9965326	516,0812705	568,915	1594,763	1728,402	1682,722	1540,729	368,46087	342,07151	274,1593265	
E_Cheia [kWh]	2841,342201	3423,384444	4902,297202	4523,071088	4365,923	4023,953	3791,166	3612,184099	3153,731	3462,7768	2765,8162	3114,948349	
E_Vazio [kWh]	0	0	0	205,3812702	361,7706	546,5886	458,743	293,7276031	89,128708	0	0	0	
E_SuperVazio [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T_Ponta [€/kWh] [Comercializador]	0,132161	0,135361	0,135361	0,135361	0,135361	0,135361	0,135361	0,06537	0,06537	0,06537	0,06537	0,06537	
T_Cheia [€/kWh]	0,117311	0,119111	0,119111	0,119111	0,119111	0,119111	0,119111	0,06496	0,06496	0,06496	0,06496	0,06496	
T_Vazio [€/kWh]	0,082995	0,082545	0,082545	0,082545	0,082545	0,082545	0,082545	0,05696	0,05696	0,05696	0,05696	0,05696	
T_SuperVazio [€/kWh]	0,073963	0,074013	0,074013	0,074013	0,074013	0,074013	0,074013	0,05225	0,05225	0,05225	0,05225	0,05225	
T_Ponta [€/kWh] [Rede]	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	0,0713	
T_Cheia [€/kWh]	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0608	0,0612	0,0612	
T_Vazio [€/kWh]	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0305	0,0305	
T_SuperVazio [€/kWh]	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0283	0,0282	0,0282	
P_Ponta [€]	37,87573439	68,6667208	115,3161214	106,6538714	117,5726	329,5753	357,1933	229,9776157	210,57143	50,357548	47,024571	37,68868261	
P_Cheia [€]	506,0743007	615,9045188	881,9771919	813,7502426	785,4776	723,9534	682,0724	454,2682723	396,61321	435,47881	348,93537	392,9818837	
P_Vazio [€]	0	0	0	23,11463505	40,71547	61,51582	51,62924	25,54255236	7,7506324	0	0	0	
P_SuperVazio [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Poupança [€]	543,9500351	684,5712396	997,2933133	943,5187491	943,7656	1115,045	1090,895	709,7884404	614,93528	485,83636	395,95994	430,6705663	8956,229
E-Energia													
T-Tarifa													
P_poupança													
Potência Média Horas de Ponta [kW]	2,001690551	3,955564726	5,999962716	5,734236339	6,117366	10,63175	11,15098	10,85627097	10,271527	2,3771669	3,8007946	2,947949747	
Tarifa [€/kW]	0,6113	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	0,5048	
Nº dias do mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Poupança	37,93263644	55,90953406	93,89221655	86,83927511	95,729944	161,0073	174,4995	169,8876131	155,552	37,19981	57,559233	46,131876	1172,14

Poupança Anual 2018 10128,37

Apêndice VII: Cálculo da Venda Anual em €

Mês	Preço médio aritmético de Portugal [€/MWh]	[€/kWh]	Multiplicador	Venda Energia [kWh]	Venda à Rede [€]	Yield [kWh]	Cover by PV generator [kWh]	Venda [kWh]	Venda [€]
Janeiro	51,63	0,05163	0,9	74,18390079	3,447103318	3951,658	3674,935	276,723	12,858
Fevereiro	54,980	0,055	0,900	314,668	15,570	4996,410	4375,159	621,251	30,741
Março	39,750	0,040	0,900	1 239,249	44,334	5572,717	4253,827	1318,890	47,183
Abril	42,660	0,043	0,900	2 221,119	85,278	6995,125	4727,450	2267,675	87,065
Mai	55,080	0,055	0,900	3 078,640	152,614	9029,834	5262,346	3767,488	186,762
Junho	58,480	0,058	0,900	3 371,745	177,462	8506,648	5410,350	3096,298	162,964
Julho	61,840	0,062	0,900	3 593,405	199,995	8685,918	5308,099	3377,819	187,996
Agosto	64,290	0,064	0,900	3 288,767	190,291	9124,482	5365,285	3759,197	217,511
Setembro	71,300	0,071	0,900	2 697,244	173,082	7178,928	4341,284	2837,644	182,092
Outubro	65,380	0,065	0,900	1 354,289	79,689	5921,541	3822,398	2099,143	123,518
Novembro	62,010	0,062	0,900	410,787	22,926	3405,076	2820,892	584,184	32,603
Dezembro	61,870	0,062	0,900	134,835	7,508	3274,276	3009,443	264,833	14,747
				21 778,931	1 152,196				1286,040

Apêndice VIII: Avaliação Econômica sem baterias

Mapa de Investimento		Anos																														
Unidades	Preço uni	Preço total	Amortização																													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25					
Panel Solares Fotovoltaicos	324	119,34	38666,16	8%	3093,293	12,5																										
Estrutura p/ fixação de painéis	1	24468,28	24468,28	8%	1957,462	12,5																										
Inversor fotovoltaico e monofaseado	2	3054,37	6108,74	8%	488,6992	12,5																										
Quadros elétricos e contadores	1	1189,89	1189,89	12,50%	148,7363	8																										
Cabos elétricos e outros acessórios	1	2732,82	2732,82	7,14%	195,1233	14,0056																										
Mão de obra p/ projeto, execução e legalização	1	3134,11	3134,11	33,30%	1043,659	3,003003																										
			76300																													
Mapa de Amortizações																																
Anos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25							
Data	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042							
Panel Solares Fotovoltaicos	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293	3093,293								
Estrutura p/ fixação de painéis	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624	1957,4624								
Inversor fotovoltaico e monofaseado	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992	488,6992								
Quadros elétricos e contadores	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363	148,7363								
Cabos elétricos e outros acessórios	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346	195,123346								
Mão de obra p/ projeto, execução e legalização	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865	1043,65865								
Total de amortizações	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628								
Mapa de Exploração																																
Anos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25							
Data	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042							
Poupança	10228,36941	10047,34245	9966,91637	9887,2289	9808,13	9729,665	9651,828	9574,613	9498,016	9422,082	9346,656	9271,883	9197,708	9124,126	9051,133	8978,724	8906,994	8835,839	8764,254	8693,234	8622,773	8552,873	8483,531	8414,742								
Venda	1152,195977	1142,278409	1133,8346	1124,7659	1115,766	1106,84	1097,985	1089,201	1080,487	1071,844	1063,265	1054,743	1046,255	1037,854	1029,481	1021,242	1013,042	1004,876	996,744	988,645	980,578	972,544	964,542	956,572								
Amortizações	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628								
RAI	3590,592754	3500,348231	3410,8257	3321,567791	3232,27582	3143,0499	3053,88334	2964,67298	2875,41823	2786,11911	2696,77548	2607,38623	2517,95146	2428,47065	2338,94388	2249,37116	2159,75249	2070,08787	1980,27829	1890,32376	1800,22529	1710,08290	1619,89659	1529,56636								
Impostos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Resultados líquidos	3590,592754	3500,348231	3410,8257	3321,567791	3232,27582	3143,0499	3053,88334	2964,67298	2875,41823	2786,11911	2696,77548	2607,38623	2517,95146	2428,47065	2338,94388	2249,37116	2159,75249	2070,08787	1980,27829	1890,32376	1800,22529	1710,08290	1619,89659	1529,56636								
Mapa Cash Flow																																
Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25						
Data	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042							
Resultado líquido	3590,592754	3500,348231	3410,8257	3321,567791	3232,27582	3143,0499	3053,88334	2964,67298	2875,41823	2786,11911	2696,77548	2607,38623	2517,95146	2428,47065	2338,94388	2249,37116	2159,75249	2070,08787	1980,27829	1890,32376	1800,22529	1710,08290	1619,89659	1529,56636								
Amortizações	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628	6926,972628								
Cash flow de Exploração (R _l + Amort)	10517,56538	10427,321	10337,983	10248,99	10160,9	10073,5	9986,813	9900,814	9815,504	9730,876	9646,925	9563,845	9481,032	9399,008	9317,783	9237,137	9157,136	9077,775	8999,049	8920,952	8843,481	8766,629	8690,392	8614,765								
Investimento	-76300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Cash flow global	-76300	10088,18789	9593,332	9122,68821	8675,608	8249,388	7844,554	7459,548	7093,4	6746,188	6403,6099	6099,107	5796,61	554,789	524,926	4986,338	4741,377	4508,423	4286,89	4076,219	3875,878	3685,361	3504,488	3331,9								
Cash flow acumulado	-76300	-66211,81211	-56618,5	-47495,8307	-38820,8	-30571,4	-22726,8	-15287,3	-8173,87	-428,188	4885,351	11094,46	16884,07	22398,86	27942,78	33629,12	37370,85	41057,892	44865,81	48703,43	52411,91	57803,27	61307,45	64639,35								
TIR	12,315%																															
VAL	70819,68554																															
Taxa de atualização	4%																															
Taxa de depreciação	0,00%																															
Taxa de imposto	0,00%																															
ir - taxa de juro sem risco	1,2																															
pr - prêmio de risco	2																															
i - taxa de inflação	1																															
n - número de anos do projeto	25																															
la	15,20743672																															
LCOE																																
Investimento	76300																															
Investimento anualizado	5017,282097	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821	5017,2821								
Curto-OAM	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763							
Energia anual gerada pelo Painel	77407,58881	76788,328	76174,0216	75564,63	74960,11	74360,43	73765,55	73175,42	72590,02	72009,3	71453,23	70867,26	70294,87	69732,51	69174,65	68621,25	68072,28	67527,7	66987,48	66451,58	65919,97	65392,61	64869,47	64350,51								
Energia acumulada	11,603,27																															
LCOE simplificado	1,089,161,96																															
LCOE_2	0,074673326																															
LCOE_anualizado	0,080707264																															

Anexos

Neste tópico estão apresentados todos os documentos que foram consultados para a realização da Dissertação.

Índice de Anexos

Anexo I - Planta de Implementação e Apresentação Geral do C.P.E.M.

Anexo II - Esquema Elétrico da UPAC

Anexo III - Catálogo do Módulo Fotovoltaico

Anexo IV - Catálogo Inversor

Anexo V - Orçamento Real Proposto

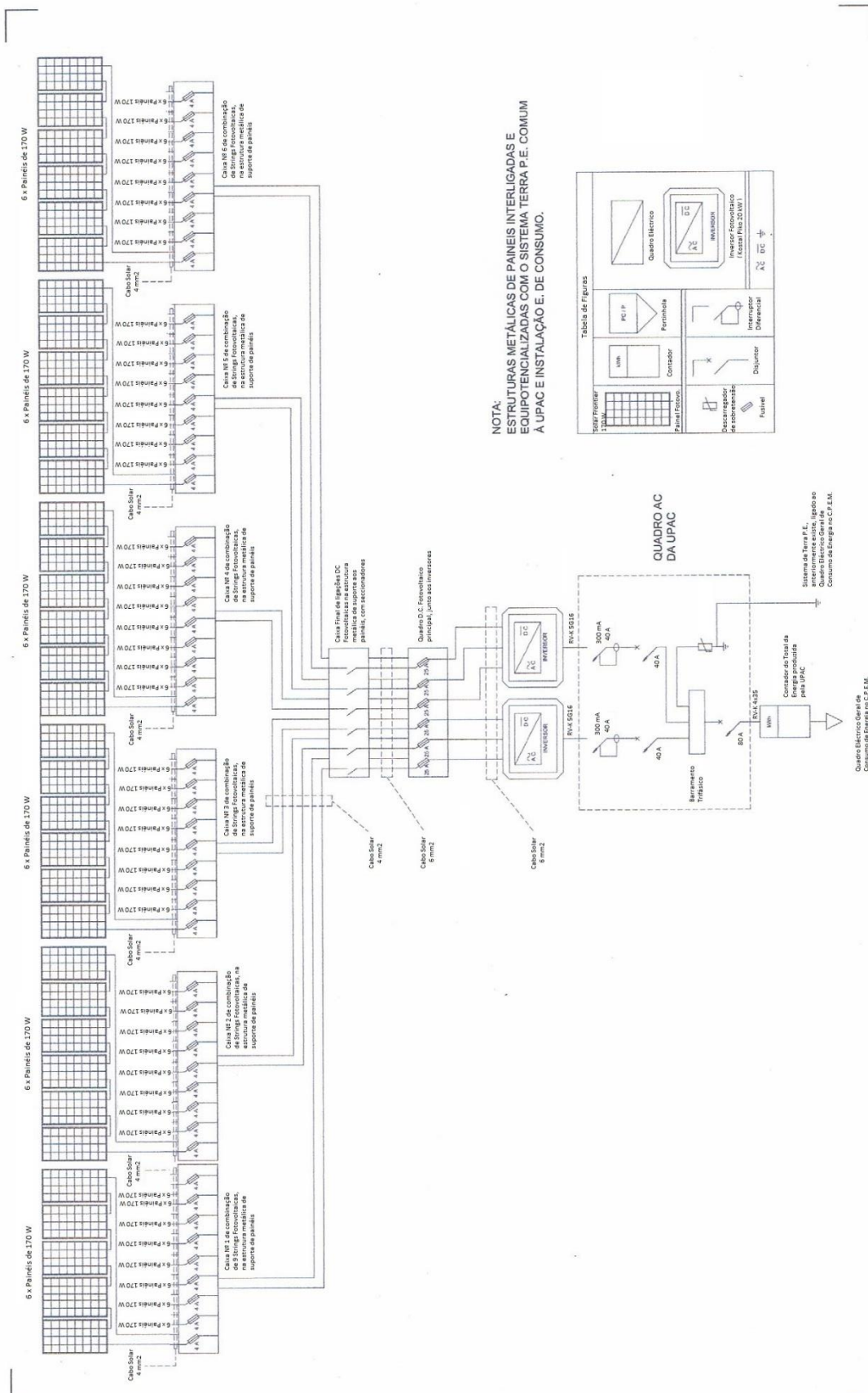
Anexo VI - Parametrização das Características do Sistema PV

Anexo VII - Catálogo da Bateria de Ião Lítio de 200 Ah

Anexo VIII - Catálogo da Bateria de Ião Lítio de 72 Ah

Anexo II - Esquema Elétrico da UPAC

ESQUEMA ELÉTRICO DA UPAC DE C.P.E.M. - CAMPOLIDE



Anexo III - Catálogo do Módulo Fotovoltaico



Solar Frontier Europe GmbH

Product Data Sheet SF170-S



Electrical Characteristics

Electrical Performance at Standard Test Conditions (STC)*1

		SF170-S
Nominal Power	P _{max}	170 W
Power tolerance		+5 W / 0 W
Open circuit voltage	V _{oc}	112.0 V
Short circuit current	I _{sc}	2.20 A
Voltage at nominal power	V _{mpp}	87.5 V
Current at nominal power	I _{mp}	1.95 A

Electrical Performance at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) Conditions*2

		SF170-S
Nominal Power	P _{max}	126 W
Open circuit voltage	V _{oc}	102 V
Short circuit current	I _{sc}	1.76 A
Voltage at nominal power	V _{mpp}	82.1 V
Current at nominal power	I _{mp}	1.55 A

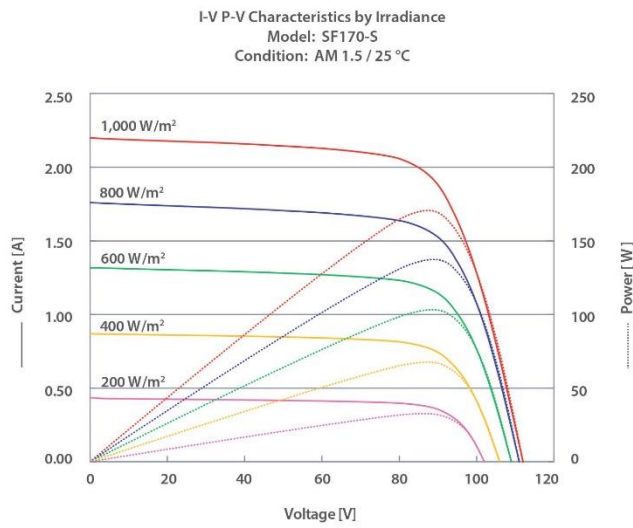
Performance at Low Irradiance

Efficiency reduction of maximum power from an irradiance of 1,000 W/m² to 200 W/m² at 25 °C is typically 2.0 %.
The standard deviation for the reduction of efficiency is 1.9 %.

*1 Standard Test Conditions (STC): 1,000 W/m² irradiance, module temperature 25 °C, air mass 1.5. I_{sc} and V_{oc} are ±10 % tolerance of STC rated values. Module output may rise due to the Light Soaking Effect. Subject to simulator measurement uncertainty (using best-in-class AAA solar simulator and applying Solar Frontier preconditioning requirements): ±10 % / -5 %.

*2 Nominal Operating Cell Temperature Conditions: Module operating temperature at 800 W/m² irradiance, air temperature 20 °C, wind speed 1 m/s and open circuit condition.

Typical I-V Characteristics at STC

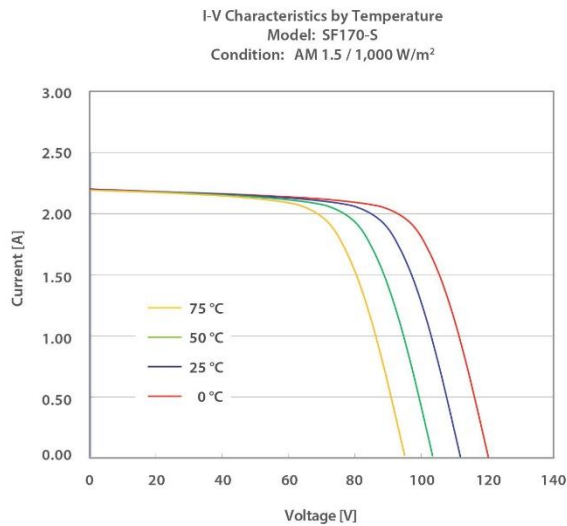


Typical characteristics

Thermal Characteristics

NOCT	47 °C
Temperature coefficient of Isc	+0.01 %/K
Temperature coefficient of Voc	-0.30 %/K
Temperature coefficient of Pmax	-0.31 %/K

These thermal characteristics are typical data.



Typical characteristics



Characteristics for System Design

Maximum system voltage	V _{sys}	1,000 V DC (UL 600 V DC)
Limiting reverse current	I _r	7 A
Maximum series fuse rating	I _{sf}	4 A

Mechanical Characteristics

Dimensions (L x W x H) ^{*3}	1,257 x 977 x 35 mm (49.5 x 38.5 x 1.4 inch)	
Weight	20 kg (44.1 lbs)	
Module operating temperature	-40 °C to 85 °C	
Application class on IEC61730	Class A	
Fire safety class on IEC61730	Class C	
Safety class on IEC61140	II	
Snow load (to the front of the module) ^{*4}	2,400 Pa (IEC61646) / 1,600 Pa design load (UL1703)	
Wind load (to the back of the module)	2,400 Pa (IEC61646) / 1,600 Pa design load (UL1703)	
Cell type	CIS substrate glass (cadmium free)	
Front cover	Clear tempered glass, 3.2 mm	
Encapsulant	EVA	
Back sheet	Weatherproof plastic film (color: black & silver)	
Frame	Anodized aluminum alloy (color: black)	
Edge sealant	Butyl rubber	
Junction box	Protection rating: IP67 (with bypass diode)	
Adhesive	Silicone	
Output cables (Conductor)	2.5 mm ² / AWG14 (halogen free)	
Cable lengths (symmetrical)	1,200 mm (47.2 inch)	
Connectors	MC4 compatible	

Qualifications and Compliance

IEC 61646 / IEC 61730 / UL 1703 / MCS 005-2.3

CE-Mark declaration

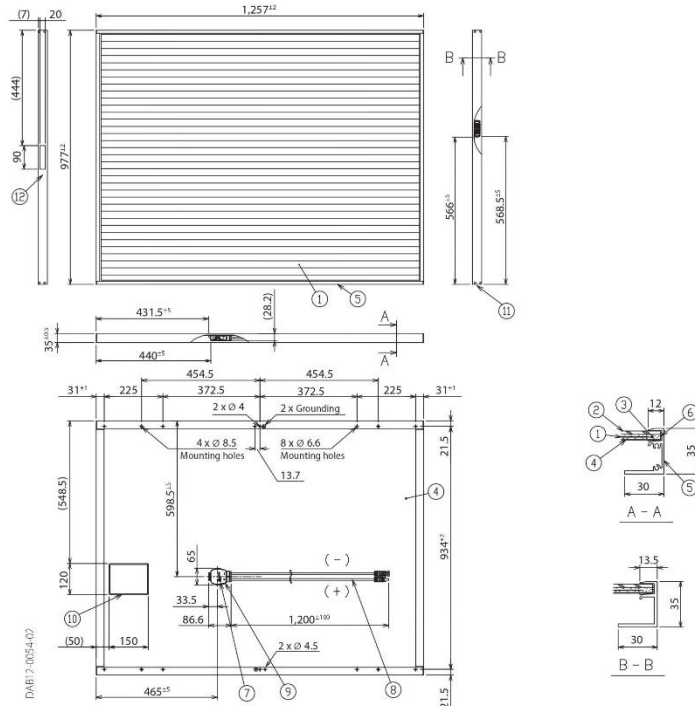
Solar Frontier is certified as: ISO 9001 / ISO 14001 / OHSAS 18001

RoHS compliant

^{*3}: Dimensional tolerances are stated in the drawing section of this product data sheet.

^{*4}: UL - 1.5 times design load is applied to the module. Accordingly, 2,400 Pa (50.1 lbs./ft²) is loaded to test the 1,600 Pa (33.4 lbs./ft²) UL design load.

Module drawing



No.	Item	QT'Y	Description
1	Cell	1	CIS (Substrate glass)
2	Cover glass	1	Clear tempered glass
3	Encapsulant		EVA
4	Back sheet		Weatherproof plastic film (color: black & silver)
5	Frame	1 Set	Anodized aluminium alloy (color: black)
6	Edge sealant		Butyl rubber
7	Junction box	1	With bypass diode
8	Cable		2.5 mm ² / AWG14 (with waterproof and locking connector)
9	Adhesive		Silicone
10	Label	1	Product label
11	Screw	8	Stainless tapping (SUS304J3)
12	Bar code label	1	Serial number

Europe

Solar Frontier Europe GmbH
Bavariafilmplatz 8
82031 Grünwald bei München
Germany

Tel: +49 89 92 86 142 0

Italy

Solar Frontier Europe GmbH
Sede Secondaria per l'Italia
Via Domenico Cotugno 49/A scala B
70124 Bari
Italy

Tel. +39 080 89 66 984

Asia (HQ)

Solar Frontier K.K.
Daiba Frontier Building
2-3-2 Daiba, Minato-ku
Tokio 135-8074
Japan

Tel: +81 3 5531 5626

Middle East

Solar Frontier K.K.
Technical & Scientific Office
Eastern Cement Tower, #306
King Fahd Road
Al Khobar
Kingdom of Saudi Arabia

Tel: +966 3882 0260

Americas

Solar Frontier Americas Inc.
3945 Freedom Circle
Santa Clara, CA 95054
USA

Tel: +1 408 916 4150

www.solar-frontier.com
www.solar-frontier.eu

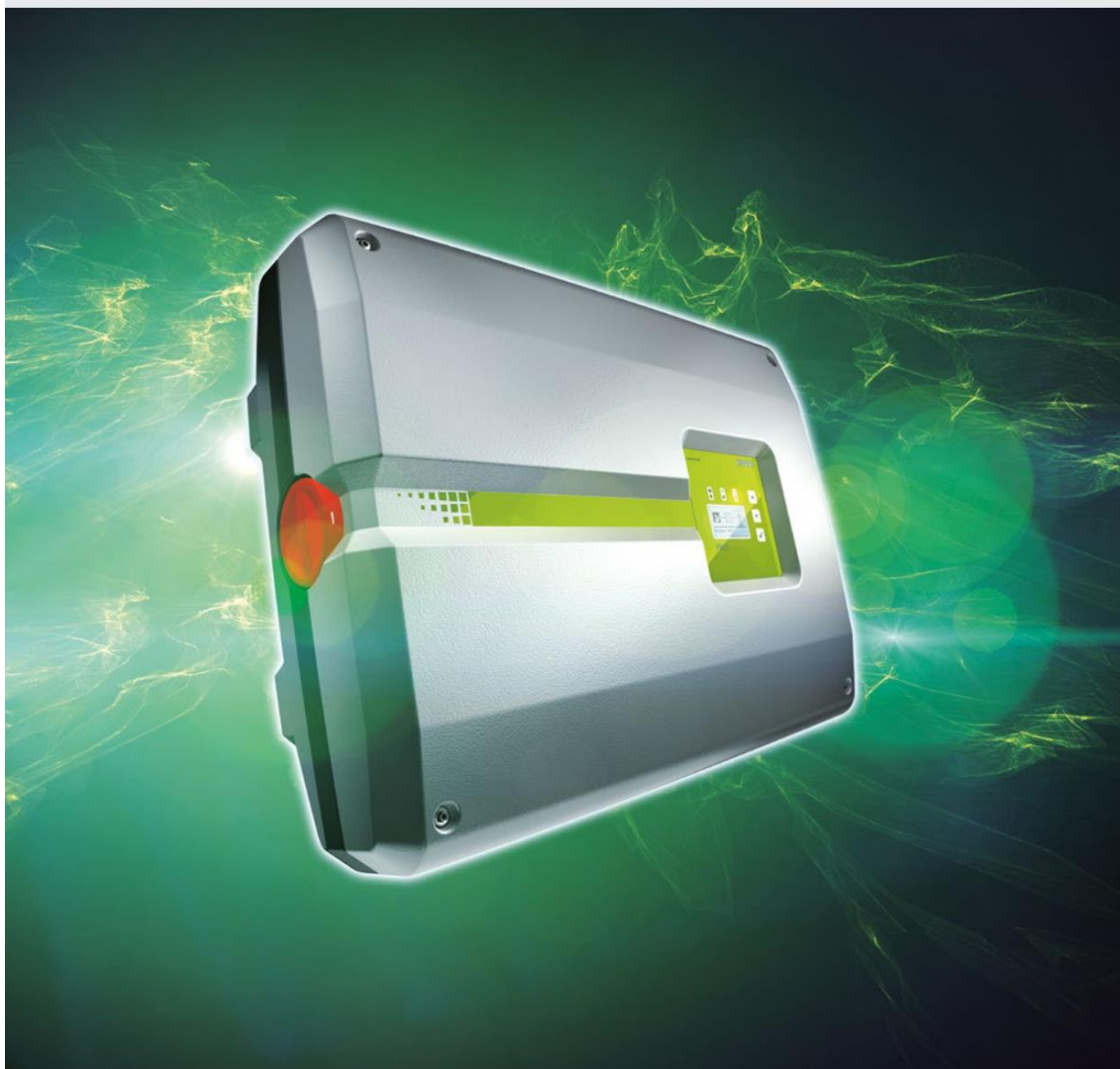
Copyright for all material appearing on this Product Data Sheet belongs to Solar Frontier. Solar Frontier reserves the right, at its sole discretion, to change, modify, add, or delete portions of the content at any time without notice, but makes no commitment to update any content which may be out of date. The data contained in this Product Data Sheet indicates nominal data of our products as of the shipment of the products. Any warranty with respect to the quality or performance of our products will be provided only based on a limited warranty certificate separately issued by Solar Frontier. See the Installation and Maintenance Guide or contact the Technical Service for further information on approved installation and use of this product.

© Solar Frontier Europe GmbH

DSSGI-36-PE-E1

SOLAR ELECTRIC

KOSTAL



Smart
connections.

Data sheet

PIKO 20

20

Technical data PIKO 20



- 3-phase feed-in
- Transformerless converting
- Integrated electronic DC switch
- Broad input voltage range
- Standard integrated communication package with data logger, web server, solar portal and the following interfaces: 2x Ethernet, RS485, S0, 4x analogue inputs (e.g. for ripple control receivers or PIKO Sensor)
- PIKO BA Sensor can be connected for the measurement of building consumption and for dynamic active power control
- Integrated switch contact for self-consumption optimisation
- Smart Home-ready, EEBus 1.0-ready

Input side (DC)

Max. PV power ($\cos \varphi = 1$)	kWp	22.6
Rated input voltage ($V_{DC,r}$)	V	680
Max. input voltage ($V_{DC,max}$)	V	1000
Min. input voltage ($V_{DC,min}$)	V	160
Start-up input voltage ($V_{DC,start}$)	V	180
Max. MPP voltage ($V_{MPP,max}$)	V	800
Min. MPP voltage for DC rated output in single tracker mode ($V_{MPP,min}$)	V	-
Min. MPP voltage for DC rated output in two-tracker mode ($V_{MPP,min}$)	V	515
Min. MPP voltage for DC rated output in three-tracker mode ($V_{MPP,min}$)	V	sym.: 345/345/345, unsym.: 450/450/250
Max. input current ($I_{DC,max}$)	A	32.2
Max. input current with parallel connection (input DC1+DC2/DC3)	A	40/20
Number of DC inputs		3
Number of independent MPP trackers		3

Output side (AC)

Rated output, $\cos \varphi = 1$ ($P_{AC,r}$)	kW	20
Max. output apparent power, $\cos \varphi_{adj}$	kVA	20
Max. output voltage ($V_{AC,max}$)	V	264.5
Min. output voltage ($V_{AC,min}$)	V	184
Rated output current	A	29
Max. output current ($I_{AC,max}$)	A	32.2
Short-circuit current (peak/RMS)	A	51/36.5
Grid connection		3N-, AC, 400 V
Rated frequency (f_r)	Hz	50
Max. grid frequency (f_{max})	Hz	51.5
Min. grid frequency (f_{min})	Hz	47.5
Setting range of the power factor $\cos \varphi_{AC,r}$		0.80...1...0.80
Power factor for rated power ($\cos \varphi_{AC,r}$)		1
Max. total harmonic distortion	%	3

Device properties

Standby consumption	W	2.15
---------------------	---	------

Efficiency

Max. efficiency	%	98.0
European efficiency	%	97.3
MPP adjustment efficiency	%	99.9

Warranty

Warranty (years)		5
Warranty extension optional (years)		10/20

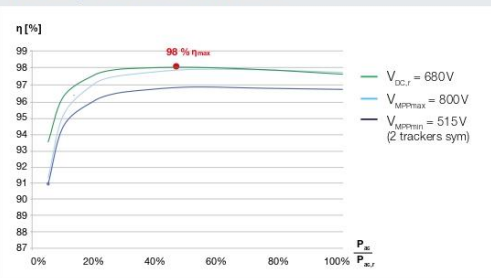
System data

Topology: Without galvanic separation - transformerless		✓
Internal protection according to IEC 60529 housing / fan		IP 65 / IP 55
Protective class according to IEC 62103		I
Overvoltage category according to IEC 60664-1 Input side (PV generator)		II
Overvoltage category according to IEC 60664-1 Output side (grid connection)		III
Pollution Degree		4
Environmental category (outdoor installation)		✓
Environmental category (interior installation)		✓
UV resistance		✓
Minimum cable cross-section of AC connecting line	mm ²	6
Minimum cable cross-section of DC connecting line	mm ²	4
Max. fusing on output side		B40, C40
Operator protection (EN 62109-2)		RCCB Typ B
Electronic disconnection device integrated		✓
Height	mm	540 (21.26 in)
Width	mm	700 (27.56 in)
Depth	mm	265 (10.43 in)
Weight	kg	48.5 (106.9 lb)
Cooling principle - convection		-
Cooling principle - regulated fans		✓
Max. air throughput	m ³ /h	2x84
Max. noise emission	dBA	56
Ambient temperature	°C	-20...60 (-4...140 °F)
Max. installation altitude above sea level	m	2000 (6562 ft)
Relative humidity	%	4...100
Connection technology at input side - MC 4		✓
Connection technology at output side - spring-loaded terminal strip		✓

Interfaces

Ethernet RJ45		2
RS485		1
S0		1
Analogue inputs		4
PIKO BA Sensor Interface		1

Efficiency characteristics of PIKO 20



Smart connections.

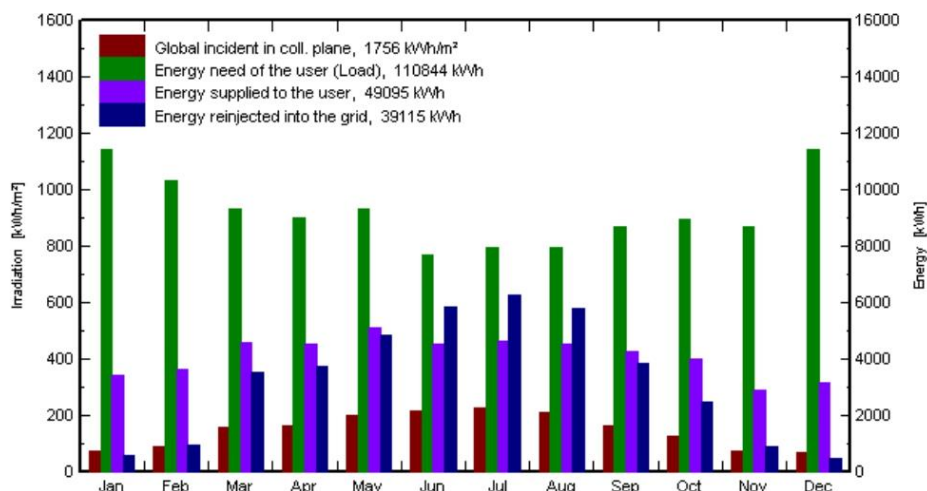
Contact

KOSTAL Solar Electric GmbH
Hanferstr. 6
79108 Freiburg i. Br.
Germany
Tel. +49 761 477 44 - 100
Fax +49 761 477 44 - 111
www.kostal-solar-electric.com

Anexo V - Orçamento Real Proposto



Simul. variant: 55080 W de módulos Solar Frontier a Sul-64 e Tilt=15, 2 inversores Kostal Piko 20



Através dos cálculos estima-se que a energia injectada na rede (caso seja escolhido não optar por “injecção zero”), excedente do autoconsumo será igual a 39.115 kW.h por ano, e o valor autoconsumido por ano é 49.095 kW.h. O valor anual total da energia eléctrica produzida é igual a (39.115+49.095) 88.210 kW.h.

O rendimento da energia eléctrica produzida nas condições referidas **nos primeiros 15 anos será 158.677 €, com média de 10.578,50 €/ano, e média de 881,54 €/mês** (e considerando uma redução de 1% de potência do gerador fotovoltaico (ou seja uma estimativa de Potência =100% - (1x2) % aos 15 anos de uso dos painéis), devido à degradação de potência de painéis, na média de 15 anos (durabilidade: mais de 30 anos). **Nestas condições, o investimento será recuperado em cerca de 7,21 anos**, e ao final de 15 anos terá rendido cerca de 207,97 % do investime., **T.I.R. (Taxa Interna de Rentabilidade) Bruta Anual= 13,86 %.**

Neste cálculo não entra o custo orçamentado à parte para: as fundações de base (12 sapatas) de estrutura metálica para fixação de 324 painéis, e vala e caixa de visita para cabos eléctricos entre estrutura e caixa de visita existente junto a portaria.

A estrutura metálica que têm um custo de 24.468,28 € foi aqui considerada, mas no entanto a mesma têm um custo bastante significativo, e na realidade poderá servir também de cobertura para parque automóvel.

Gratos pela consulta, ficamos ao dispor para qualquer esclarecimento adicional.



PROPOSTA:	077/2016 EL
DATA:	11-Mai.-2016

Ex.mo(s). Sr.º(s) Gerente(s) da firma
Centro Popular d'Espie Miranda
Rua B, Quinta da Mineira, Campolide, 1070-017 Lisboa

Assunto: Unidade de produção de energia para Autoconsumo, p/ consumo anual de 110.844 kW.h, com 55,08 kW no gerador PV, com 40 kW de inversores on-grid.

PROPOSTA TÉCNICA (equipamentos usados para construir a UPAC e serviços a fornecer)

- 324 painéis fotovoltaicos Solar Frontier 170W (Total=55080W), Toler.= -0/+5W, 1257x977x35mm;
- Estrutura p/ fixação de 324 painéis orientados a Sul-64° e inclinados a 15°, composta por 12 apoios em forma de V em tubo 160x100x4 a cada 6 metros, calhas ómega 180x80x2,5, ambos galvanizados por imersão a quente, perfis e fixadores em alumínio para assentar painéis, e parafusos e porcas em aço inox, ocupando os painéis cerca de 6805 cm x 585 cm no terreno, com altura mínima=1,9 m das fundações e máxima= 3,5m, em que as fundações e vala+caixa de visita para cabos (entre estrut. e caixa vi.) são orçamentadas separadamente;
- 2 Inversor Kostal Piko 20, Potência nominal e máx. AC=20 kW (cada), 3 MPPT, trifásico;
- Quadro AC p/ proteção contra sobreintensidade, sobretensão, e corrente diferencial;
- Quadros DC p/ proteção contra sobreintensidade, e combinação de strings fotovoltaicas;
- Cabos DC, cabos AC, conectores e protecção de cabos, e outros acessórios necessários à instalação;
- Sistema de monitorização remota em tempo real da energia e estado do sistema fotovoltaico, com inversores interligados ao Piko Solar Portal da Kostal na internet (com dados comunicados por cabo eléctrico existente);
- Contador de energia eléctrica total produzida pela UPAC referida, Itron SL 7000 com modem GSM;
- Assistência técnica incluída durante os primeiros 5 anos (inclui peças em garantia e mão-de-obra);
- Registo para obter a licença de UPAC (não inclui a taxa a ser paga pelo titular à DGEG) ;
- Projeto, instalação, e os trabalhos p/ emissão de certificado de exploração da UPAC (Alvará Público+Priv.).

PROPOSTA COMERCIAL (custo de aquisição da UPAC, pagamento, validade de proposta, etc) :

O valor da Proposta 077/2016 EL é 76.300 € +IVA (a 23%) = 93.849 €.

Nome (Item ou grupo)	Unidades	Preço Un. [€]	Preço [€]
Painéis Solares Fotovoltaicos	324	119,34	38666,16
Estrutura p/ fixação de painéis	1	24468,28	24468,28
Inversor Fotovoltaico e monitorização	2	3054,37	6108,74
Quadros Eléctricos e Contador	1	1189,89	1189,89
Cabos eléctricos e outros acessórios	1	2732,82	2732,82
Mão-de-obra p/ projecto, execução, e legalização	1	3069,38	3134,11
Total (acresce a taxa de IVA) :			76300

Dynamic Evolution, Unipessoal, Lda ; Sede: Rua da Cooperativa, nº 24, 2480-075 Casal do Alho ; NIPC: 513 231 919
Website: <http://eco-logic.pt> ; E-mail: geral@eco-logic.pt, dynamic_evolution_lda@yahoo.pt Tel: 918 079 444



De referir que a estrutura metálica para fixação de 324 painéis têm um custo de 24.468,28 €, e é constituída por várias partes, algumas delas (na base) são fornecidas por empresa de fabricação e montagem de estruturas metálicas (com a galvanização por imersão a quente efectuada por outra empresa especializada) .

Condições de pagamento: 10% na adjudicação, 45% na entrega de painéis, 25% na entrega de estrutura metálica p/ painéis, 10% na entrega de inversores, 5% na conclusão da instalação, 5% na entrega de certificado de exploração emitido pela D.G.E.G (Min. de Economia) a nosso pedido de certificação legal.

Garantias dos fabricantes (e nossa para a estrutura metálica e instalação): Painéis: 25 anos p/ potência >80% da potência nominal, 10 anos p/ potência >90% da p. n., de Fabricação de painéis: 10 anos. Inversor: 5 anos (10 anos pagando o valor adicional de 370 € + IVA para cada 1 dos 2, valor pago à Kostal, possível até 20 anos). Estrutura metálica para fixação de painéis: 10 anos. Restantes componentes: 2 anos .

Esta proposta é válida até 30-Junho-2016.

Estes painéis fotovoltaicos não são afectados pela taxa anti-dumping na U.E devido a serem fabricados fora da China e com componentes não chineses (no Japão, incluindo as células fotovoltaicas dos painéis) .

ESTUDO ENERGÉTICO E ECONÓMICO


A seguir apresentam-se os resultados do cálculo da energia eléctrica produzida e vendida à rede pública, tendo em conta as características especificadas de equipamento e clima, e considerando ainda perdas por sujidades/sombras nos painéis” = 1%, e ganhos por aumento da potência pelo efeito “light soaking” mais a tolerância positiva, que resulta em cerca de 3% de potência acima do valor especificado do modelo. Os valores de irradiação solar considerados p/ o cálculo foram os da base de dados Meteonorm 6.1, p/ Lisboa. O valor em € de cada kW.h é um valor médio estimado do custo de energia que deixa de ser consumida, porque é autoconsumida, que se considera 0,159 € / kW.h + IVA (valor médio nos 1ºs 15 anos, sendo o valor inicial igual 0,1192 €/kW.h e 4% de aumento por ano, por cálculo com 14,3% da energia deixada de consumir em horário de ponta e a restante em horária de cheia (os horários de vazio e super-vazio correspondem a horas sem produção).

Os valores em € de remuneração de cada kW.h injectado na rede, que não é autoconsumido, são valores de tarifa a aplicar às unidades de pequena produção (U.P.A.C.) definidas no D.L. 153/2014) e definidas na portaria nº 15 de 2015 de 23 de Janeiro. Destas leis, estima-se que o valor em média nos 1ºs 15 anos seja 0,073 € / kW.h + IVA (sendo o valor inicial igual 0,055 €/kW.h e 4% de aumento por ano).

A potência eléctrica contratada no local deverá manter-se acima de 55,08 kVA.

Dynamic Evolution, Unipessoal, Lda ; Sede: Rua da Cooperativa, nº 24, 2480-075 Casal do Alho ; NIPC: 513 231 919
Website: <http://eco-logic.pt> ; E-mail: geral@eco-logic.pt , dynamic_evolution_lda@yahoo.pt Tel: 918 079 444

Anexo VI - Parametrização das Características do Sistema PV

	PVSYST V5.05	Dynamic Evolution, Unip. , Lda	11/05/16	Page 1/4
CPEM - Campolide - Lisboa - UPAC com 55 kWp Solar Frontier e 40 kW Kostal				
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	UPAC Ourém-Lisboa			
Geographical Site	Lisboa	Country	Portugal	
Situation	Latitude	38.5°N	Longitude	9.1°W
Time defined as	Solar Time		Altitude	5 m
	Albedo	0.20		
Meteo data :	Lisboa, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :	55080 W de módulos Solar Frontier a Sul-64 e Tilt=15, 2 inversores Kostal			
	Simulation date	11/05/16 12h14		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	-64°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	CIS	Model	SF170-S	
	Manufacturer	Solar-Frontier		
Number of PV modules	In series	6 modules	In parallel	54 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	324	Unit Nom. Power	170 Wp
Array global power	Nominal (STC)	55 kWp	At operating cond.	51 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	476 V	I mpp	107 A
Total area	Module area	398 m²		
Inverter				
	Model	Piko 20		
	Manufacturer	Kostal		
Characteristics	Operating Voltage	345-800 V	Unit Nom. Power	20 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	2 units	Total Power	40 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	33.0 W/m²K	Uv (wind)	3.0 W/m²K / m/s
	=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity = 1 m/s) NOCT 40 °C			
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	54 mOhm	Loss Fraction	1.1 % at STC
Series Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	-3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1) bo Parameter 0.00		
System loss factors				
AC wire loss after inverter	Wires	7 m 2x50 mm²	Loss Fraction	0.3 % at STC
User's needs :				
	daily profile	Seasonal modulation		
	average	305 kWh/Day		

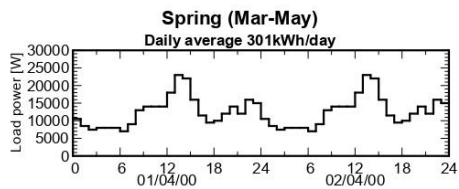
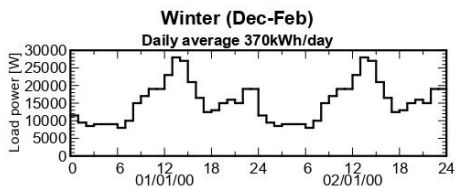
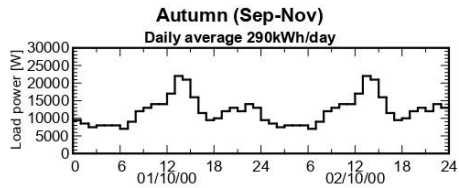
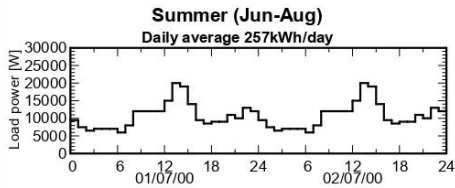
Grid-Connected System: Detailed User's needs

Project : UPAC Ourém-Lisboa
Simulation variant : 55080 W de módulos Solar Frontier a Sul-64 e Tilt=15, 2 inversores Kostal

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	15°
PV modules	Model	SF170-S
PV Array	Nb. of modules	324
Inverter	Model	Piko 20
Inverter pack	Nb. of units	2.0
User's needs	daily profile	Seasonal modulation global 111 MWh/year
		azimuth -64°
		Pnom 170 Wp
		Pnom total 55 kWp
		Pnom 20 kW ac
		Pnom total 40 kW ac

daily profile, Seasonal modulation, average = 305 kWh/day

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Summer	9.50	7.50	6.50	7.00	7.00	7.00	6.00	8.00	12.00	12.00	12.00	12.00	kW
	15.00	20.00	19.00	14.00	9.50	8.50	9.00	9.00	11.00	10.00	13.00	12.00	kW
Autumn	9.50	8.50	7.50	8.00	8.00	8.00	7.00	9.00	12.00	13.00	14.00	14.00	kW
	17.00	22.00	21.00	16.00	11.50	9.50	10.00	12.00	13.00	12.00	14.00	13.00	kW
Winter	11.50	9.50	8.50	9.00	9.00	9.00	8.00	10.00	15.00	17.00	19.00	19.00	kW
	23.00	28.00	27.00	21.00	16.50	12.50	13.00	15.00	16.00	15.00	19.00	19.00	kW
Spring	10.50	8.50	7.50	8.00	8.00	8.00	7.00	9.00	13.00	14.00	14.00	14.00	kW
	18.00	23.00	22.00	16.00	11.50	9.50	10.00	12.00	14.00	12.00	16.00	15.00	kW

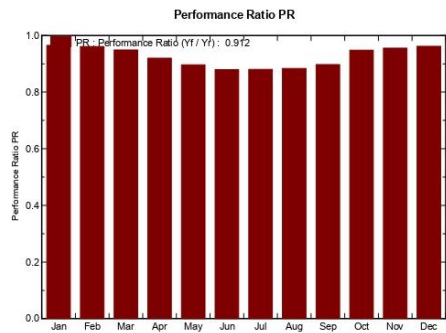
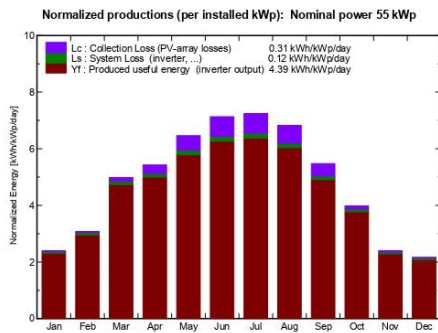


Grid-Connected System: Main results

Project : UPAC Ourém-Lisboa
Simulation variant : 55080 W de módulos Solar Frontier a Sul-64 e Tilt=15, 2 inversores Kostal

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	15°	
PV modules	Model	SF170-S	
PV Array	Nb. of modules	324	
Inverter	Model	Piko 20	
Inverter pack	Nb. of units	2.0	
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	
		azimuth	-64°
		Pnom	170 Wp
		Pnom total	55 kWp
		Pnom	20 kW ac
		Pnom total	40 kW ac
		global	111 MWh/year

Main simulation results
System Production **Produced Energy** **88.2 MWh/year** Specific prod. 1601 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 91.2 %



55080 W de módulos Solar Frontier a Sul-64 e Tilt=15, 2 inversores Kostal Piko 2
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	66.0	12.20	74.3	74.1	4058	3951	13.73	13.36
February	79.0	12.90	86.2	86.0	4683	4563	13.65	13.30
March	144.0	13.70	154.6	154.0	8294	8082	13.48	13.14
April	158.0	14.30	163.0	162.6	8478	8258	13.08	12.74
May	199.0	16.40	200.4	199.5	10159	9893	12.74	12.41
June	216.0	19.70	213.9	213.5	10632	10357	12.49	12.17
July	225.0	22.80	224.7	223.7	11182	10892	12.51	12.18
August	207.0	23.10	211.6	211.1	10575	10301	12.56	12.23
September	156.0	22.50	164.3	163.8	8334	8118	12.75	12.42
October	113.0	18.80	123.4	122.9	6610	6445	13.47	13.13
November	65.0	15.00	72.0	71.8	3890	3787	13.58	13.22
December	58.0	13.20	67.3	67.1	3661	3562	13.68	13.31
Year	1686.0	17.07	1755.6	1750.1	90556	88210	12.96	12.63

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Anexo VII - Catálogo da Bateria de Ião Lítio de 200 Ah

RELi³ON[®]



RB48V200

LITHIUM IRON PHOSPHATE BATTERY

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Nominal Voltage	51.2 V
Nominal Capacity	200 Ah
Capacity @ 25A	480 min
Energy	10.24 kWh
Resistance	≤10 mΩ @ 50% SOC
Efficiency	99%
Self Discharge	<3% per Month
Maximum Modules in Series	1 (Single Use)

DISCHARGE SPECIFICATIONS

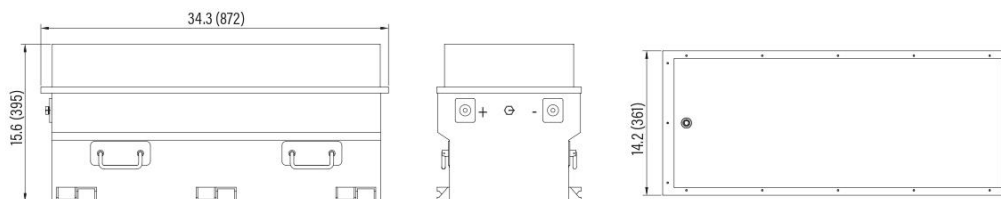
Continuous Discharge Current	200 A
Peak Discharge Current	250 A (4 s ±1 s)
BMS Discharge Current Disconnect	390 A (5 s)
Recommended Low Voltage Disconnect	44 V
BMS Low Voltage Disconnect	40 V (2.5 ±0.1 vpc)
Reconnect Voltage	40.5 V (2.53 ±0.1 vpc)
BMS SOC Disconnect	5%

TEMPERATURE SPECIFICATIONS

Discharge Temperature	-4 to 131 °F (-20 to 55 °C)
Charge Temperature	-4 to 131 °F (-20 to 55 °C)
Storage Temperature	23 to 95 °F (-5 to 35 °C)
BMS High Temperature Disconnect	149 °F (65 °C)
Reconnect Temperature	145 °F (63 °C)
BMS Low Temperature Disconnect	-4 °F (-20 °C)
Reconnect Temperature	-0.4 °F (-18 °C)

*Refer to charge currents below 32 °F (0 °C)

DIMENSIONAL SPECIFICATIONS



MECHANICAL SPECIFICATIONS

Dimensions (L x W x H)	34.3 x 14.2 x 15.6" 872 x 361 x 395 mm
Weight	302 lbs (137 kg)
Terminal Type	M10 x 1.5
Terminal Torque	110 - 125 in-lbs (12.2 - 14 N-m)
Case Material	Steel Case
Enclosure Protection	IP56
Cell Type - Chemistry	Cylindrical - LiFePO ₄

CHARGE SPECIFICATIONS

Recommended Charge Current	≤100 A
Recommended Maximum Charge Current	200 A
BMS Charge Current Disconnect	300 A
Charge Current 14 to 32 °F (-10 to 0 °C)	≤0.1 C
Charge Current -4 to 14 °F (-20 to -10 °C)	≤0.05 C
Recommended Charge Voltage	56.0 V - 58.4 V
BMS Charge Voltage Disconnect	60.8 V (3.9 vpc)
Reconnect Voltage	60.3 V (3.87 vpc)

COMPLIANCE SPECIFICATIONS

Certifications	CE (battery) UL1642 & IEC62133 (cells)
Shipping Classification	UN 3480, CLASS 9

© 2019 Relion Battery, LLC. All rights reserved. Relion Battery is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Relion Battery reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notice or obligation.

relionbattery.com

+1.803.547.7288
844.385.9840

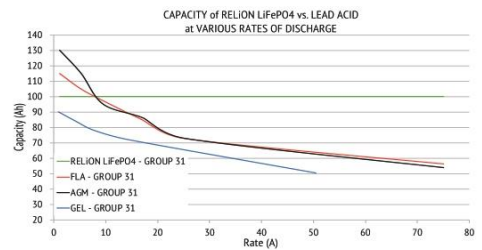
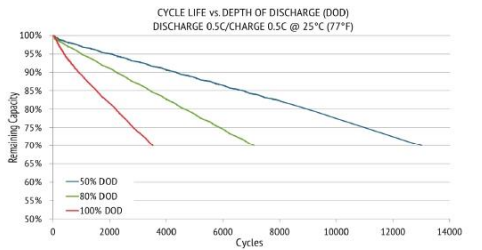
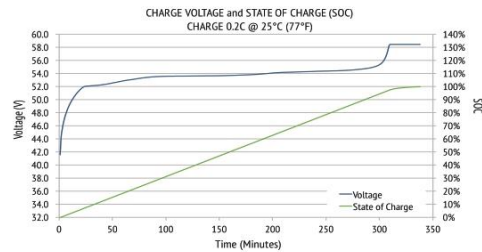
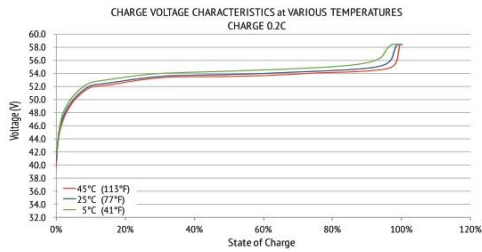
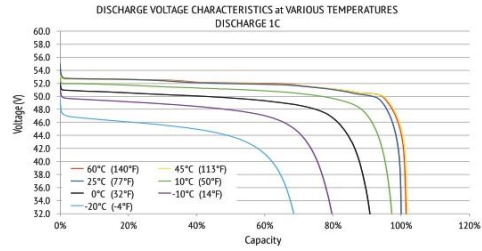
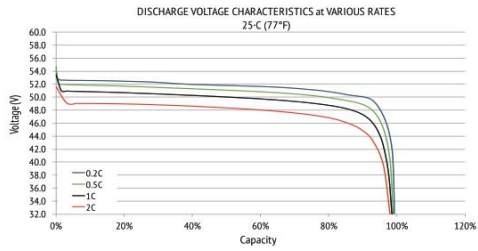
1433 Dave Lyle Blvd
Rock Hill, SC 29730, US





RB48V200

PERFORMANCE CHARACTERISTICS



© 2019 Relion Battery, LLC. All rights reserved. Relion Battery is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Relion Battery reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notice or obligation.



Power Brick+

48v Lithium-Ion battery pack



48V battery pack - Lithium Iron-Phosphate (LiFePO4) - 72Ah

- **High Service Life**: 3000 cycles and more (see chart)
- **Deep discharge** allowed up to 100 %
- Ultra safe **Lithium Iron Phosphate** chemistry (no thermal run-away, no fire or explosion risks)
- **Embedded BMS** (Battery Management System) : **improve lifespan AND secure the battery**
- **No Lead**, no rare earths, no acid, no degassing
- Calendar life > **10 years**
- Excellent **temperature** robustness (-20 °C up to +60 °C)
- **Flexible deployment** : up to 10 packs in parallel and 4 in serial
- **Constant power** during discharge (very low internal resistance)
- **Very low Peukert's losses** (energy efficiency of 98 %)
- **Very low self discharge** (<3 % per month)
- **No memory effect**
- About **50 % lighter** and **40% smaller** than equivalent Lead-AGM battery with same usable energy
- **Certification** : CE, RoHS, UN 38.3

Technical Specifications

Electric	Nominal voltage	51.2 V
	Nominal capacity	72 Ah
	Stored energy	3.69 kWh
	Internal resistance	≤ 50 mΩ
	Cycles	>3000 cycles (see chart)
	Self discharge	< 3% per month
	Energy efficiency	98 %
Standard Charge	Charge voltage	56.0 V ± 0.2V
	Charge mode	CC/CV : Constant Current / Constant Voltage
	Continuous charge current / Maximum charge current	35 A / 70 A
	BMS charge cut-off voltage	57.0 V ± 0.8V
Standard Discharge	Continuous discharge current	90 A (46.1 kW)
	Maximum discharge current (< 30s)	130 A (6.57 kW)
	BMS discharge cut-off voltage	40V
Environment	Charge temperature range	0°C to +50°C
	Discharge temperature range	-20°C to +60°C
	Storage temperature	0°C to +50°C @60±25% relative humidity
	IP protection level	IP 66
Mecanical	Cell assembly	26650 - 16S19P
	Casing material	ABS
	Dimensions	L : 500mm (520mm) x P : 239mm x H : 217 mm
	Weight	31.2 kg
	Terminal	M8

APPLICATIONS

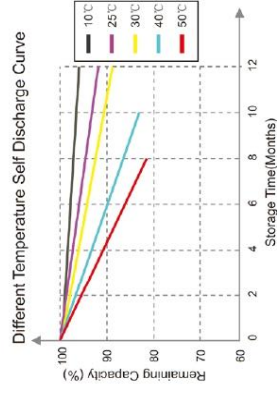
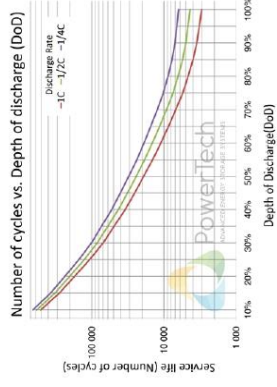
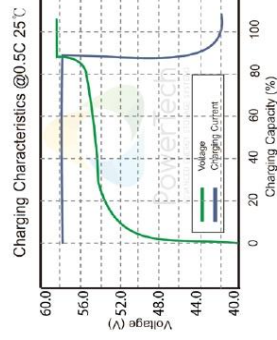
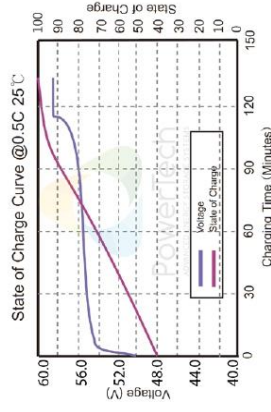
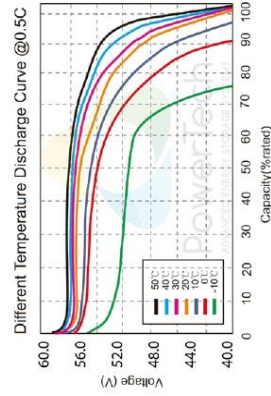
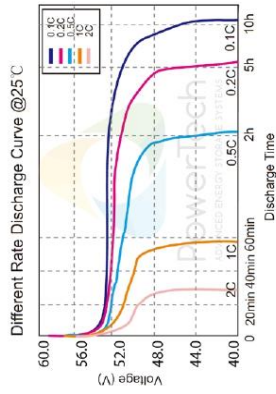
- Electrical vehicles and utilities
- Solar and wind energy storage
- Marine
- Street lightning
- CCTV and security camera
- UPS, electric back-up
- Telecom
- Medical equipments
- ...

Power Brick+

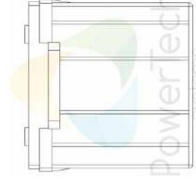
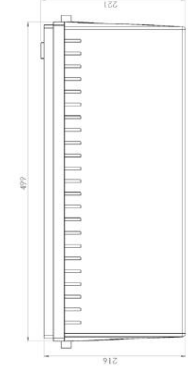
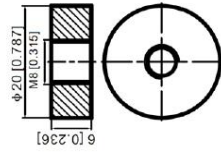
48v Lithium-Ion battery pack



Charts and curves



Dimensions



PowerTech Systems SAS
 Technoparc - Espace Cristal
 22 Rue Gustave Eiffel
 78300 POISSY - France
 SIREN 793926577 - TVA: FR23793926577
 www.powertechsystems.eu
 +33 185 400 970
 contact@powertechsystems.eu