



Análise de Viabilidade de uma Instalação Fotovoltaica para Alimentação dos Serviços Auxiliares numa Central de Cogeração

Carlos Jorge Araújo Nunes

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: José Eduardo Roque Neves dos Santos

Co-orientador: Jorge Miguel Ferreira de Oliveira Vilhena

20 de Julho de 2016

Resumo

A presente dissertação visa avaliar a viabilidade económica e legal da implementação de um sistema de autoconsumo fotovoltaico associado a uma central de cogeração, com intuito de alimentar os seus serviços auxiliares. A realização desta avaliação exigiu compreender os conceitos e tecnologias associadas à energia solar fotovoltaica e à cogeração, bem como o enquadramento legal que a nível nacional tutela estes dois tipos de produção elétrica.

A cogeração apresenta por si só vantagens consideráveis face à produção elétrica tradicional efetuada por grandes centrais termoelétricas localizadas, por norma, em grandes centros eletroprodutores. No entanto, as potencialidades deste tipo de sistemas podem ser maximizadas com a coexistência dos mesmos em conjunto com a produção de energia elétrica através de painéis solares fotovoltaicos. Assim, a energia produzida pela cogeração destinada ao consumo dos serviços auxiliares poderá, então, ser injetada na rede e podendo os referidos consumos ser total ou parcialmente alimentados através da energia proveniente do Sol.

A análise do enquadramento legal incide especialmente sobre o DL n.º 153/2014, referente à produção distribuída (pequena produção e em autoconsumo), e o DL n.º 68-A/2015, alusivo à produção de energia por unidades de cogeração. Através da referida análise foi possível compreender que a legislação não é clara em relação à solução pretendida. No entanto, o DL n.º 153/2014 permite a implementação do sistema fotovoltaico (como UPAC) na instalação de utilização associada à central de cogeração, sendo assim possível concluir que não existem impedimentos legais que condicionem a implementação desta solução. Acerca da solução estudada importa salientar que a mesma, além de não acarretar quaisquer impactos ambientais a nível local, apresenta ainda potencial para incrementar o aproveitamento da energia elétrica produzida em cogeração.

Após a realização do enquadramento legal restava fazer a avaliação técnica e económica da solução pretendida. Esta componente prática da dissertação analisou duas centrais de cogeração com intuito de perceber se haveria espaço para implementar o sistema fotovoltaico, qual o valor irradiação incidente no local, o custo de investimento, a remuneração que daí pode advir e o tempo de *payback* do sistema solar fotovoltaico.

A obtenção dos valores de investimento, remuneração e *payback* encontra-se sobretudo dependente da potência instalada do sistema. A determinação deste valor de potência a instalar foi feita através de uma ferramenta *Excel* desenvolvida para esse fim. O critério para a otimização da potência instalada é o tempo de *payback*, ou seja, quanto menor é o seu valor mais rapidamente se recupera o investimento realizado. Os dados mais complexos utilizados são relativos à irradiação global incidente em cada hora para o dia médio do mês, bem como a energia consumida pelos serviços auxiliares no mesmo intervalo de tempo.

A realização destes dois últimos estudos permitiu concluir que esta solução é viável, tendo inclusivamente um "tempo de recuperação do investimento" relativamente curto.

Palavras-Chave: Energia Solar Fotovoltaica, Radiação Solar, Cogeração, Autoconsumo, Unidade de Produção para Autoconsumo, Remuneração, *Payback*, Viabilidade.

Abstract

The present dissertation aims to assess the economic and legal viability of implementing a photovoltaic (PV) self-consumption system associated with a cogeneration plant, in order to feed its auxiliary services. To perform this assessment, it is required to understand the concepts and technologies associated with solar photovoltaic and cogeneration, as well as the legal framework that regulates this two types of electricity production.

Cogeneration presents itself with considerable advantages over traditional electricity production effected by localized thermoelectric plants, normally in large power plants centers. However, the potential of this type of systems can be maximized in conjunction with the production of electricity through photovoltaic solar panels. Therefore, the energy produced by cogeneration for consumption of auxiliary services may then be injected into the grid, and that consumption may be fully or partially powered by energy from the sun.

The analysis of the legal framework focuses especially on the Decree-Law #153/2014, related to distributed generation (small production and self-consumption), and the DL #68-A/2015, alluding to the production of energy by units of cogeneration. Through this analysis it was possible to understand that the law is unclear relatively to the desired solution. However, the DL #153/2014 allows the implementation of a PV system (as UPAC, Unity of Production for Self-Consumption) in the installation associated with the cogeneration, therefore it is possible to conclude that there are no legal impediments that constrain the implementation of this solution. About the studied solution is also important to note that the same besides not cause any environmental impacts locally, still has the potential to increase the use of electricity from cogeneration.

After the completion of the legal framework was left to do the technical and economic assessment of the desired solution. This practical part of the dissertation examined two cogeneration plants in order to understand if there would be room to implement the photovoltaic system, what is the value of global incident radiation in each local, the cost of investment, the remuneration that there may come and payback time of the PV solar system.

Obtaining investment values, compensation and payback is mainly dependent of the installed capacity of the system. The choice of the power value to be installed was determined using an Excel tool developed for this purpose. The principle for optimization of the power installed was the payback time, in other words, the lower the value the quicker the investment will be recovered. The more complex data used was the global incident radiation for every hour for the average day of each month, as well as the energy consumed by auxiliary services in the same time interval.

Concluded these last two studies, it was possible to understand that this solution is viable, and the time to recover the investment is relatively short.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Solar Radiation, Cogeneration, Self-consumption, Unity of Production for Self-Consumption, Remuneration, Payback, Viability.

Agradecimentos

Gostaria de começar por agradecer à minha família, em especial aos meus pais Rodrigo e Irene, aos meus irmãos António e Fernando por sempre me incentivarem e concederem a oportunidade de estudar e formar.

Agradeço ao meu orientador, o Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos, pela simpatia, disponibilidade demonstrada e apoio ao longo de toda a dissertação. Agradeço ainda por todos os conhecimentos que foi capaz de me transmitir enquanto professor.

Ao Engenheiro Jorge Vilhena da *CapWatt-BrainPower* por todo o contributo e interesse demonstrado na realização desta dissertação, que teve um impacto muito significativo na minha motivação para a conduzir até ao fim.

Agradeço também ao Professor Doutor Cláudio Monteiro pelas dúvidas que me esclareceu ao longo deste trabalho.

Um especial agradecimento ao meu amigo André Couto, que além de toda a amizade demonstrada ao longo de vários anos, me ajudou a levar esta tese a bom porto. Juntamente com o Daniel, a Licas, o João, o Leonel, o Moreira, o Eduardo, o Manel, o Pedro, o Bruno e a Laura constituíram um grupo de estudo e amizade no qual estive integrado ao longo deste tempo de faculdade. Ao Nelson Coelho, o meu grande amigo de infância que sempre esteve disponível para ouvir os meus desabafos, dar os seus conselhos e caminhar comigo para que eu pudesse espairecer um pouco e colocar os meus pensamentos em ordem. Ao meu amigo e colega David Gomez que enquanto fazia a sua dissertação me auxiliou na realização da minha, tornando estes quase cinco meses mais agradáveis. No fundo quero agradecer a todos meus amigos por me ajudarem a tornar aquilo que sou.

Um muito obrigado a todos os que de alguma forma contribuíram para que conseguisse terminar mais esta etapa da minha vida.

Carlos Nunes

*“Let the future tell the truth, and evaluate each one according to his work and accomplishments.
The present is theirs; the future, for which I have really worked, is mine.”*

Nikola Tesla

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Motivação	2
1.3	Objetivos	2
1.4	Caso de estudo	3
1.5	Estrutura da dissertação	3
2	Energia Solar Fotovoltaica	5
2.1	Generalidades - Energia Solar	5
2.1.1	Radiação Solar	5
2.1.2	Medição da Irradiância	6
2.1.3	Ângulo de incidência solar	9
2.1.3.1	Inclinação ótima do painel	11
2.1.4	Energia solar térmica	12
2.1.4.1	Sistema de energia solar termodinâmico	12
2.1.4.2	Sistema de energia solar de termossifão	12
2.1.4.3	Sistema de energia solar com circulação forçada	13
2.1.4.4	Benefícios dos sistemas solares termodinâmicos	14
2.1.4.5	Benefícios dos sistemas solares térmicos de termossifão e de circulação forçada	15
2.2	Introdução ao fotovoltaico	15
2.2.1	Desenvolvimento do fotovoltaico	16
2.2.2	Panorama da energia fotovoltaica no mundo	17
2.2.3	Energia fotovoltaica em Portugal	19
2.2.4	O paradigma da produção dispersa	22
2.2.5	Autoconsumo fotovoltaico	22
2.3	Constituição de um sistema fotovoltaico	23
2.3.1	Módulo fotovoltaico	24
2.3.2	Célula fotovoltaica	25
2.3.2.1	Influência da temperatura e da irradiação solar no desempenho da célula FV	26
2.3.2.2	Integração das células FV num módulo	27
2.3.2.3	Capacidade de aproveitamento do recurso solar por parte de um gerador fotovoltaico	28
2.3.2.4	Dimensionamento de um gerador fotovoltaico	29
2.3.2.5	Montagem de um gerador fotovoltaico	29
2.3.2.6	Distância entre módulos fotovoltaicos	30
2.3.3	Inversores	31

2.3.3.1	Ligação do inversor	32
2.3.3.2	Escolha do inversor	33
2.3.4	Díodos de derivação e de bloqueio (Sombreamento)	33
2.3.5	Armazenamento de energia	34
2.3.5.1	Dimensionamento de baterias de acumuladores	36
2.3.6	Reguladores de carga	36
2.3.7	Estruturas de suporte para módulos fotovoltaicos e sua montagem	37
2.3.8	Outros equipamentos	38
2.4	Impacto da acumulação de poeiras no gerador fotovoltaico	39
2.5	Tecnologias de conversão	40
2.5.1	Primeira geração	41
2.5.2	Segunda geração	42
2.5.3	Terceira geração	44
2.5.4	Quarta geração	45
2.5.4.1	Sistemas solares termoeletrônicos de concentração	45
2.5.4.2	Sistemas solares fotovoltaicos de concentração	46
2.6	Futuro da energia fotovoltaica	48
3	Cogeração	51
3.1	Definição	51
3.2	Cogeração na Europa e no mundo	53
3.3	Cogeração em Portugal	54
3.4	Parâmetros que caracterizam os sistemas de cogeração	56
3.5	Tecnologias de Cogeração	58
3.5.1	Tecnologias Convencionais	59
3.5.1.1	Turbina a gás	59
3.5.1.2	Motores de combustão interna	60
3.5.1.3	Turbinas a vapor de contrapressão	63
3.5.2	Tecnologias Emergentes	64
3.6	Caso particular da Trigeração	65
3.7	Considerações finais	66
4	Enquadramento legal em Portugal	69
4.1	Enquadramento legal da pequena produção de energia	69
4.1.1	Decreto-Lei n.º 34/2011	69
4.1.1.1	Remuneração	70
4.1.2	Decreto-Lei n.º 25/2013	71
4.1.2.1	Atualização ao Decreto-Lei n.º 34/2011	72
4.1.3	Decreto-Lei n.º 153/2014	72
4.1.3.1	Unidades de Produção	73
4.1.4	Complementos e Alterações ao Decreto-Lei n.º 153/2014	77
4.2	Enquadramento legal da Cogeração	78
4.2.1	Decreto-Lei n.º 68-A/2015	79
4.2.1.1	Republicação do Decreto-Lei n.º 23/2010	79
4.3	Conclusão	85

5	Estudo da viabilidade técnica e económica de um sistema fotovoltaico para integração numa central de cogeração	87
5.1	Estratégia seguida para realização do estudo	88
5.1.1	Determinação de alguns parâmetros do painel fotovoltaico	89
5.1.2	Dimensionamento de cabos e proteções	91
5.1.2.1	Cablagem DC	91
5.1.2.2	Fusíveis para proteção das <i>strings</i>	92
5.1.2.3	Cablagem AC e suas proteções	92
5.1.2.4	Perdas nos cabos DC	94
5.1.2.5	Perdas nos cabos AC	95
5.1.3	Ciclo para otimização do <i>payback</i>	95
5.1.3.1	Determinação do número máximo de painéis que poderá ser instalado na área disponível	96
5.1.3.2	Condição de paragem	97
5.1.3.3	Calcular o custo de investimento	97
5.1.3.4	Cálculo da produção do sistema fotovoltaico	97
5.1.3.5	Sistema de seguimento solar	98
5.1.3.6	Rendimento económico do Sistema Fotovoltaico	99
5.1.3.7	<i>Payback</i>	100
5.2	Escolha do módulos fotovoltaico, do inversor e dos cabos para realização dos estudos	101
5.2.1	Módulo fotovoltaico	101
5.2.2	Inversor fotovoltaico	101
5.2.3	Cabos	102
5.2.3.1	Cabo para <i>strings</i>	102
5.2.3.2	Cabo para o primeiro troço AC (T1)	103
5.2.3.3	Cabo para o segundo troço AC (T2)	103
5.3	Caso de estudo A	103
5.3.1	Radiação incidente no local da instalação	103
5.3.2	Dados relativos ao funcionamento da cogeração	105
5.3.3	Área de telhado disponível	105
5.3.4	Resultados da Simulação	107
5.3.4.1	Simulação 1	107
5.3.4.2	Simulação 2	109
5.3.4.3	Simulação 3	110
5.3.4.4	Simulação 4	111
5.4	Caso de estudo B	112
5.4.1	Radiação incidente no local da instalação	112
5.4.2	Dados relativos ao funcionamento da cogeração	113
5.4.3	Área de telhado disponível	113
5.4.4	Resultados da Simulação	115
5.4.4.1	Simulação 1	115
5.4.4.2	Simulação 2	117
5.4.4.3	Simulação 3	118
5.4.4.4	Simulação 4	119
5.5	Inviabilidade do sistemas de armazenamento de energia nos casos de estudo A e B	120
5.6	Produção anual do sistema fotovoltaico nos casos de estudo A e B	121

6	Conclusões e Trabalho Futuro	123
6.1	Conclusões	123
6.2	Trabalho Futuro	125
A	Determinação da posição do Sol e respetiva irradiação	127
A.1	Posição do Sol relativamente ao plano horizontal	128
A.2	Posição do Sol relativamente à superfície inclinada	130
A.3	Irradiação horária incidente no painel	133
A.4	Radiação média diária	134
A.5	Sombreamentos	135
B	Determinação dos parâmetros de uma célula fotovoltaica	137
B.1	Esquema elétrico da célula fotovoltaica	137
C	Código desenvolvido	143
C.1	Definição das variáveis	143
C.2	Procedimentos para determinação dos diversos parâmetros referidos no capítulo 5	146
D	Irradiação global em Portugal	155
E	Folhas de características	159
E.1	Painel Fotovoltaico	159
E.2	Inversor	160
	Referências	163

Lista de Figuras

2.1	Componentes da irradiação solar.	6
2.2	Pireliómetro.	7
2.3	Piranómetro.	7
2.4	Piranómetro com disco de sombra.	8
2.5	Irradiação global horizontal.	8
2.6	Posição do Sol relativamente à Terra.	9
2.7	Inclinação e orientação do painel solar face à posição do Sol.	10
2.8	Orientação dos painéis solares feita para Sul, sendo a sua inclinação ideal varia com a estação de ano.	10
2.9	Variação da média anual de irradiação global diária nos meses de julho e dezembro, em função da inclinação do painel.	11
2.10	Funcionamento de um painel solar de termossifão.	13
2.11	Aplicação genérica de um sistema termossifão com circulação forçada numa habitação.	14
2.12	Evolução da potência fotovoltaica instalada.	17
2.13	Países com maior potência fotovoltaica instalada em 2014.	18
2.14	Importância das diversas tecnologias de produção a nível mundial (2014).	19
2.15	Produção de origem fotovoltaica por ano, nas várias regiões do país.	20
2.16	Valor percentual das tecnologias de produção na energia consumida em Portugal.	21
2.17	Importância de cada tecnologia amiga do ambiente na produção de energia elétrica renovável em Portugal.	21
2.18	Esquema de ligação de uma UPAC à rede elétrica.	23
2.19	Esquema genérico de uma instalação fotovoltaica (com baterias).	24
2.20	Esquema genérico do funcionamento de uma célula fotovoltaica.	25
2.21	Variação da potência gerada em função da temperatura.	26
2.22	Variação da potência gerada em função da radiação incidente.	27
2.23	Esquema genérico de junção das células para criar um painel fotovoltaico.	27
2.24	Módulos em série.	30
2.25	Módulos em paralelo.	30
2.26	Esquema ilustrativo da distância entre painéis fotovoltaicos.	31
2.27	Esquema genérico de ligação do inversor.	32
2.28	Zonas de pressão provocadas pela força do vento.	38
2.29	<i>Hot-spots</i> criados pela acumulação de poeiras no módulo fotovoltaico.	40
2.30	Desenvolvimento de um sistema fotovoltaico genérico.	41
2.31	Exemplo de uma célula multijunção.	47
2.32	Potência instalada global de sistemas de HCPV e LCPV.	48
2.33	Importância das diversas tecnologias na redução da emissão de dióxido de carbono, prevista para 2050.	49

3.1	Os gastos com matéria-prima, para a produção de uma mesma quantidade de energia útil, para as duas metodologias de geração.	52
3.2	Comparação da eficiência energética de uma central térmica e uma cogeração, respetivamente.	52
3.3	Os doze países com maior potência instalada de cogeração em 2005.	53
3.4	Percentagem da energia total produzida proveniente da cogeração, no ano 2013 em vários países europeus.	54
3.5	Importância percentual de cada tecnologia na produção por cogeração, em Portugal no ano de 2013.	55
3.6	Importância percentual de cada indústria na potência instalada de cogeração, em Portugal no ano de 2013.	56
3.7	Esquema de uma cogeração equipada com uma turbina a gás.	59
3.8	Esquema de funcionamento de um motor de explosão.	61
3.9	Esquema de um motor de ignição por compressão.	62
3.10	Esquema de uma cogeração equipada com um motor de combustão interna. . . .	63
3.11	Esquema de uma cogeração equipada com uma turbina a vapor de contrapressão. .	64
3.12	Esquema representativo da eficiência da trigerção, através de um diagrama de Sankey.	65
3.13	Potencial da cogeração num cenário de crescimento acelerado da mesma.	67
4.1	Diagrama baseado no DL n.º 153/2014 e aplicado ao caso em estudo.	86
5.1	Esquema ilustrativo da integração do sistema fotovoltaico na central de cogeração. .	88
5.2	Algoritmo seguido para construção do ficheiro <i>Excel</i> e código VBA.	89
5.3	Central de cogeração e instalação de utilização industrial associada, a que se refere o caso de estudo A. (Fonte: Google Earth)	106
5.4	Central de cogeração e instalação de utilização industrial associada, a que se refere o caso de estudo B. (Fonte: Google Earth)	114
5.5	Dados de um sistema fotovoltaico com 80 kW. (Fonte: PVSYST)	121
5.6	Dados de um sistema fotovoltaico com 160 kW. (Fonte: PVSYST)	122
A.1	Variação da declinação em função do dia do ano.	127
A.2	Posição do Sol relativamente ao plano horizontal e os ângulos a ela associados. .	128
A.3	Ângulo de incidência da radiação no plano horizontal.	129
A.4	Posição do Sol relativamente ao plano inclinado e os ângulos a ela associados. . .	130
A.5	Radiação difusa.	133
A.6	Radiação direta.	133
A.7	Radiação global.	134
B.1	Esquema elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.	137
B.2	Esquema elétrico simplificado de uma célula fotovoltaica.	139
B.3	Esquema equivalente da célula fotovoltaica em circuito aberto.	139
B.4	Curva característica da célula fotovoltaica.	140
D.1	Mapa de irradiação global horizontal para Portugal.	156
D.2	Mapa de irradiação global para uma inclinação ótima em Portugal.	157

Lista de Tabelas

4.1	Requisitos para o acesso às atividades de autoconsumo e de pequena produção. . .	74
4.2	Prémios de elevada eficiência de acordo a Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro. .	82
5.1	Características do painel fotovoltaico utilizado na simulação.	101
5.2	Características do inversor fotovoltaico utilizado na simulação.	102
5.3	Irradiação global medida em vários instantes de tempo para o dia médio do mês de maio. Incidente numa superfície com inclinação igual a 35°.	104
5.4	Irradiação global horária incidente numa superfície com inclinação igual a 35°, durante o dia médio de cada mês do ano. No local da instalação a que se refere o caso de estudo A.	105
5.5	Dados da central de cogeração relativos ao caso de estudo A.	105
5.6	Medidas das áreas disponíveis para colocação de módulos fotovoltaicos no caso de estudo A.	106
5.7	Rendimento económico e tempo de <i>payback</i> para diversos valores de potência instalada no caso de estudo A.	108
5.8	Distribuição do sistema fotovoltaico pelas várias áreas no caso A.	108
5.9	Perdas do sistema fotovoltaico para uma potência instalada de 80 kW, no caso de estudo A.	109
5.10	Outras informações do sistema fotovoltaico.	109
5.11	Rendimento económico e tempo de <i>payback</i> para um sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo, aplicado ao caso de estudo A.	110
5.12	Resultados da simulação do SFV desligado da RESP, no caso de estudo A. . . .	111
5.13	Resultados da simulação para as condições iniciais de uma perspetiva pessimista, para o caso de estudo A.	112
5.14	Irradiação global horária incidente numa superfície com inclinação igual a 35°, durante o dia médio de cada mês do ano. No local da instalação a que se refere o caso de estudo B.	113
5.15	Dados da central de cogeração relativos ao caso de estudo B.	113
5.16	Medidas das áreas disponíveis para colocação de módulos fotovoltaicos no caso de estudo B.	115
5.17	Rendimento económico e tempo de <i>payback</i> para diversos valores de potência instalada no caso de estudo B.	116
5.18	Distribuição do sistema fotovoltaico pelas várias áreas no caso de estudo B. . . .	116
5.19	Perdas do sistema fotovoltaico para uma potência instalada de 160 kW, no caso de estudo B.	117
5.20	Rendimento económico e tempo de <i>payback</i> para um sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo, aplicado ao caso de estudo B.	118
5.21	Resultados da simulação do SFV desligado da RESP, no caso de estudo B. . . .	119

5.22	Resultados da simulação para as condições iniciais de uma perspetiva pessimista, para o caso de estudo B.	120
5.23	Resultados da análise a alguns equipamentos de armazenamento de energia. . . .	121

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
AVAC	Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
C_{Bat}	Capacidade da baterias de acumuladores
CCHP	<i>Combined Cooling, Heating and Power</i>
CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CIEG	Custos de interesse económico geral
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPV	<i>Concentration Photovoltaics</i>
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DST	Descarregador de sobretensões
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FV	Fotovoltaico
HCPV	<i>High concentration photovoltaics</i>
I	Corrente
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IU	Instalação de Utilização
LCPV	<i>Low concentration photovoltaics</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MFG	<i>Meteosat First Generation</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MSG	<i>Meteosat Second Generation</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade

PECVD	<i>Plasma-Enhanced Chemical Vapour Deposition</i>
PEP	Poupança de Energia Primária
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PVC	Policloreto de vinilo
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REE	Rendimento Elétrico Equivalente
REN	Redes Energéticas Nacionais
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SA	Serviços Auxiliares
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SFV	Sistema Fotovoltaico
SHP	<i>Separate Heat and Power</i>
SMES	<i>Superconducting magnetic energy storage</i>
STE	<i>Solar thermal energy</i>
TC	Tarifa de Comercialização
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

Lista de Símbolos

a-Si	Silício Amorfo
A	Ampere
A_{celula}	Área da célula
c_{painel}	Comprimento do painel fotovoltaico
$custo_{aluguer}$	Custo de aluguer dos telhados
$custo_{SFV}$	Custo por watt instalado do SFV
$C_{\text{área}}$	Comprimento da área introduzida
$C_{COG_{\alpha,t}}$	Compensação a pagar em função da potência instalada
C_i	Coeficiente de ponderação para cada período tarifário
CdTe	Telureto de Cádmio
CHP $E\eta$	Eficiência elétrica da cogeração
CHP $H\eta$	Eficiência térmica da cogeração
$CIEG_{i,h}^p$	Somatório da média aritmética simples das várias parcelas dos CIEG
$CIEG_{i,p}$	Somatório das parcelas "i" dos CIEG
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CO ₂	Dióxido de Carbono
CR	Equivalente energético de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração
CSG	Células de silício em vidro
d	Distância entre fileiras
dn	Dia do ano (1 a 365)
E	Energia elétrica produzida
E_{CHP}	Elettricidade produzida em cogeração
$E_{fornecida,m}$	Energia fornecida em pela UPAC em determinado mês
$E_{prod_{h(m)y}}$	Energia produzida pelo sistema fotovoltaico para cada hora do mês e com a potência instalada correspondente a uma iteração do ciclo
$E_{seg_{h(m)y}}$	Energia produzida pelo sistema fotovoltaico com seguimento solar durante cada hora do mês, com a potência instalada correspondente a uma iteração do ciclo
FC	Fator de carga
FF	Fator de forma
G_0	Irradiância extraterrestre
$G_{média}$	Irradiância média diária
G_{SC}	Constante solar
GaAs	Arsenieto de gálio
GWh	Gigawatt-hora
h	hora
h_b	Irradiação direta horária
h_d	Irradiação difusa horária
h_g	Irradiação global horária
h_{painel}	Distância na vertical desde a base até à lateral mais alta do painel
h_t	Irradiação total horária
H_0	Irradiação incidente diária calculada para o plano horizontal
H_b	Irradiação direta diária
H_d	Irradiação difusa diária
H_g	Irradiação global diária
H_{hm}	Irradiação incidente em cada hora do mês
H_t	Irradiação total diária

H_{CHP}	Calor útil produzido em cogeração
i	Período horário em que é feita a entrega de energia elétrica
I_0	Corrente inversa de saturação do diodo
I_{cabo}	Corrente que circula no cabo
$I_{ccmin(F-N)}$	Corrente de curto-circuito mínima entre a fase e o neutro
I_D	Corrente unidirecional, interna da célula fotovoltaica
I_f	Corrente convencional de funcionamento da proteção
I_{INV}	Corrente à saída do inversor
I_L	Corrente gerada pela radiação solar na célula fotovoltaica
$I_{MAX.DC}$	Corrente máxima DC do gerador FV
I_{MPP}	Corrente nominal
I_n	Corrente nominal da proteção
I_{OC}	Corrente em circuito aberto
I_p	Corrente de fugas
I_{Pmax}	Corrente para a qual a potência fornecida pela célula é máxima
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
I_{SCmax}	Corrente de curto-circuito máxima do painel
I_z	Corrente máxima admissível pelo cabo
Investimento _y	Custo de investimento associado à potência fotovoltaica instalada em cada iteração
k	Constante de Stefan Boltzmann
k_c	Condutividade do material condutor
k_r	Coefficiente de correção da resistência
k_t	Coefficiente de ponderação a aplicar ao termo $VCIEG_{\alpha,t}$
kg	Quilograma
km/s	Quilómetro por segundo
kW	Quilowatt
kW_e	Quilowatt de potência elétrica instalada
kW/m^2	Quilowatt por metro quadrado
kWh	Quilowatt-hora
K_T	Índice de atenuação solar
l_{painel}	Largura do painel fotovoltaico
L	Comprimento total de cada string
$L_{\text{área}}$	Largura da área introduzida
LA	Chumbo-Ácido
Li-ion	Iões de Lítio
m	Mês
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
n	Número de horas de insolação por dia em que a irradiância é superior a 1000 W/m^2
$n_{colunas}$	Número de colunas
n_{linhas}	Número de linhas (filas)
N	Número de horas desde que o Sol nasce até que se põe (duração do "dia")
N_{MS}	Número de módulos por <i>string</i>
NaS	Enxofre-Sódio
NiCd	Níquel-Cádmio
$OMIE_m$	Média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para o mercado diário português
P	Potência elétrica instalada
P_{insty}	Potência fotovoltaica instalada na iteração

$P_{inst\text{mínima}}$	Potência fotovoltaica mínima a instalar
P_{INV}	Potência nominal do inversor
$P_{irradiancia}$	Valor da irradiância que incide na célula
P_{max}	Potência máxima que a célula pode fornecer
P_{out}	Potência que a célula está a fornecer no momento
P_{MPP}	Potência nominal
P_P	Potência tomada em Horas de Ponta
$P_{perdas_{DC}}$	Potência dissipada em cada <i>string</i>
$Payback_y$	Tempo de recuperação do investimento, calculado em cada iteração
P_{COG}	Potência elétrica instalada na cogeração
P_{FV}	Potência do sistema fotovoltaico
P_{fim}	Potência no ponto terminal do cabo
$P_{início}$	Potência no ponto inicial do cabo, considerando o sentido da corrente
P_{INV}	Potência do inversor
$P_{injetada\ na\ string}$	Potência injetada na <i>string</i> pelos módulos fotovoltaicos
$P_{injetada\ no\ inversor}$	Potência injetada no inversor
$P_{perdas_{DC}}$	Potência dissipada em cada <i>string</i>
$Perc_{perdas_{AC}}$	Percentagem de perdas nos cabos AC
$Perc_{perdas_{DC}}$	Percentagem de perdas em cada <i>string</i>
$Perc_{outras\ perdas}$	Percentagem que simboliza outras perdas do sistema
q	Carga do eletrão
$queda_{preço}$	Percentagem de queda no preço da energia elétrica vendida pela cogeração
Q	Energia térmica produzida
r_F	Resistência do condutor de fase à temperatura máxima de funcionamento
$remuneração_m$	Valor pago pela energia produzida na unidade cogeração e injetada na rede, em cada mês
R_b	Representa o coeficiente que converte a irradiação direta que incide no plano horizontal na irradiação que atingirá a superfície inclinada
R_p	Resistência que modeliza as correntes de fuga
R_s	Resistência que modeliza as quedas de tensão nos contactos exteriores da célula
$R_{UPAC,m}$	Remuneração da UPAC em determinado mês
$Ref\ E\eta$	Valor de referência da eficiência da produção separada de eletricidade
$Ref\ H\eta$	Valor de referência da eficiência da produção separada de calor
Rem_m	Remuneração mensal
$Rendimento_{h(m)_y}$	Rendimento do SFV em cada hora do mês, calculado durante uma iteração do ciclo
$Rendimento_{m_y}$	Rendimento do SFV, em cada mês, durante uma iteração do ciclo
S_N	Secção de Neutro
Se	Selénio
t	Ano em que foi emitido o título de exploração da cogeração
$taxa_{registo}$	Taxa de registo da UPAC para a potência que se pretende instalar
T_a	Temperatura ambiente
T_c	Tempo de fadiga térmica
T_C	Temperatura da célula fotovoltaica
U_c	Tensão composta
V	Volt
V_{CIEG_t}	Parcela de recuperação dos CIEG
$V_{fusível}$	Tensão suportada pelo fusível
V_{MPP}	Tensão nominal

V_{MPP_s}	Tensão nominal da <i>string</i>
V_{OC}	Tensão em circuito aberto
V_{Pmax}	Tensão para a qual a potência fornecida pela célula é máxima
V_{SC}	Tensão de curto-circuito
V_t	Representa a tensão térmica
VRB	Vanádio
W	Watt
W_i	Energia mensal produzida em cada período
y	Número da iteração
ZnBr	Bromo-Zinco
α	Nível de tensão ou tipo de fornecimento
α_c	Azimute do coletor solar
α_{ISC}	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito
ψ	Azimute solar
β	Inclinação do coletor solar
β_{otm}	Inclinação ótima do coletor solar
β_{Voc}	Coefficiente de variação da tensão em circuito aberto
δ	Declinação solar
ΔV_{DC}	Queda de tensão na <i>string</i>
€	Euro
η	Rendimento
η_{CHP}	Rendimento num processo de cogeração
$\eta_{elétrico\ CHP}$	Rendimento elétrico num processo de cogeração
$\eta_{elétrico\ SHP}$	Rendimento elétrico do processo separado de produção de calor e eletricidade
η_{INV}	Rendimento do inversor
η_{SHP}	Rendimento do processo separado de produção de calor e eletricidade
$\eta_{térmico\ CHP}$	Rendimento térmico num processo de cogeração
$\eta_{térmico\ SHP}$	Rendimento térmico do processo separado de produção de calor e eletricidade
γ	Ângulo de elevação solar
$\gamma_{P_{MPP}}$	Coefficiente de variação da potência nominal
γ_r	Razão calor/eletricidade
μm	Mícron
$\mu c-Si$	Silício microcristalino
$\mu a-Si$	Silício microamorfo
ω	Ângulo horário
ω_p	Ângulo de pôr-do-Sol
ω_s	Ângulo horário de saída do Sol
ϕ	Latitude
ρ	Representa o coeficiente refletividade do solo
θ	Distância zenital solar
θ_s	Ângulo de incidência solar para planos orientados a Sul
θ_{ss}	Ângulo solar em que o a luz solar deixa de incidir na superfície inclinada

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O desenvolvimento da humanidade fez com que os níveis de poluição fossem drasticamente incrementados, nomeadamente através da queima de combustíveis fósseis necessária para a produção de energia elétrica. Tornou-se empírico o estudo e desenvolvimento de tecnologias capazes de produzir essa energia da forma mais eficiente possível e principalmente tendo como base os recursos renováveis, tais como a energia solar, eólica, hídrica, geotérmica, biomassa, oceânica, e gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais.[1, 2]

O excessivo e contínuo crescimento da poluição vai aos poucos destruindo o meio-ambiente, através do aumento da temperatura média da atmosfera terrestre e dos oceanos, fenómeno a que se dá o nome de aquecimento global. A queima de combustíveis fósseis, já referida no parágrafo anterior, aliada à destruição de grandes áreas de floresta e vegetação amplifica esse efeito. Um pouco por todo o mundo têm vindo a ser tomadas medidas para combater este problema. A União Europeia estabeleceu metas a cumprir até 2020, resumidas em três pontos [3, 4]:

- Reduzir 20% a emissão de gases com efeito de estufa;
- Reduzir 20% o consumo de energia primária;
- Aumentar 20% a produção de energia de origem renovável.

A cogeração, embora seja normalmente alimentada a partir de combustíveis fósseis, é consideravelmente mais eficiente que outras tecnologias de produção de energia térmica e elétrica. A aposta numa tecnologia como esta afetaria positivamente os dois primeiros pontos acima apresentados. Caso utilizasse uma fonte primária renovável, como o biogás, conseguiria influenciar também positivamente o último ponto. [3]

A energia solar já "alimenta" a vida neste planeta há milhões de anos, o seu aproveitamento não polui o ambiente e é uma fonte de energia praticamente inesgotável. A utilização desta tecnologia em detrimento daquelas que utilizam fontes não renováveis é uma mais-valia para o planeta. [5]

A presente dissertação pretende estudar a viabilidade económica, técnica e legal de um sistema fotovoltaico aplicado a uma central de cogeração para alimentação dos seus serviços auxiliares. Agregando as mais valias destas duas tecnologias, a ideia que se retira é que se pretende ir ao encontro das intenções da União Europeia.

1.2 Motivação

O processo de produção de energia térmica e elétrica por parte de uma central de cogeração exige naturalmente o consumo de uma determinada quantidade de energia primária, energia essa que tem um custo associado. Enquanto a unidade de cogeração se encontra em funcionamento exporta energia para rede e alimenta os seus próprios serviços auxiliares, o que faz com que nem toda a produção seja colocada na rede (desprezando as perdas no transporte). [6]

Se a energia consumida pelos serviços auxiliares fosse originada a partir de outra tecnologia cujo recurso energético primário fosse de menor custo, toda a produção da cogeração poderia ser vendida de forma rentável e eficiente. Para esse fim poderá ser utilizado um sistema fotovoltaico, cuja energia primária não tem um custo de aquisição associado. Esta solução seria inclusivamente boa para o meio-ambiente, uma vez que a nova energia referida é de origem renovável, reduzindo assim o consumo de combustíveis fósseis.

1.3 Objetivos

Esta dissertação pretende realizar a avaliação legal, técnica e económica da viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico para alimentação dos serviços auxiliares de uma central de cogeração. O cumprimento dessa avaliação está dependente da realização dos seguintes procedimentos:

- Compreender os conceitos associados à energia solar;
- Conhecer as tecnologias para produção de eletricidade a partir da energia solar;
- Entender o funcionamento de uma central de cogeração;
- Estudar o enquadramento legal da pequena produção e da produção por cogeração, de forma a perceber qual a viabilidade legal do projeto;
- Avaliar o recurso solar e o espaço existente no local onde se pretende efetuar a instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionar o sistema de forma a que este seja capaz de alimentar os serviços auxiliares da cogeração;
- Estimar o rendimento e os custos associados ao investimento, permitindo assim perceber a viabilidade económica do projeto.

1.4 Caso de estudo

O caso de estudo consiste em duas centrais de cogeração e respetivas instalações de utilização associadas, para as quais se pretende estudar a viabilidade de um sistema fotovoltaico. Como já foi dito, este terá o intuito de alimentar os serviços auxiliares de cada uma. Tal estudo será realizado no capítulo 5.

A dissertação desenvolvida tem como base um contrato para realização da mesma em ambiente empresarial, estabelecido entre o mestrando e a *CapWatt-BrainPower SA*. Relativamente à referida empresa, a mesma forneceu os dados de duas centrais de cogeração reais, designadas doravante por "caso de estudo A" e "caso de estudo B". Os dados são nomeadamente a sua localização, valor médio horário e mensal da potência consumida pelos serviços auxiliares e ainda o preço de venda à rede da energia produzida pela cogeração.

Os dados de radiação solar utilizados para cálculo da produção do sistema fotovoltaico foram obtidas com o auxílio do *software* PVGIS, disponibilizado *online* pela Comissão Europeia.

1.5 Estrutura da dissertação

A presente dissertação, além da introdução, é ainda constituída por outros 5 capítulos.

No capítulo 1 procede-se à realização de um breve enquadramento do tema dissertação, enunciando os objetivos e motivações que levaram à sua realização. Efetua-se ainda uma breve introdução aos casos de estudo.

No capítulo 2 é apresentado o estado da arte da energia solar, com especial incidência na energia solar fotovoltaica. Incluindo ainda uma análise da sua importância em Portugal e no resto mundo.

No capítulo 3 é elaborado o estado da arte da cogeração, sendo apresentadas as diversas tecnologias associadas a este tipo de produção. Neste capítulo é ainda realizado um breve enquadramento nacional e internacional da cogeração.

No capítulo 4 procede-se à realização do enquadramento legal da atividade de produção distribuída (pequena produção e em autoconsumo) e cogeração em Portugal. Prestando especial atenção aos Decretos-Lei nº 153/2014 e n.º 68-A/2015.

No capítulo 5 é realizado o estudo de viabilidade técnica e económica dos casos A e B. Tal implica a determinação da potência fotovoltaica a instalar, cálculo da energia produzida, respetiva remuneração associada e tempo de *payback*. Em ambos os casos este procedimento é realizado para diferentes condições iniciais, através de uma ferramenta *Excel* desenvolvida para esse fim.

No capítulo número 6 apresentam-se as conclusões retiradas desta dissertação e se indicam trabalhos futuros passíveis de serem realizados no seu âmbito.

Capítulo 2

Energia Solar Fotovoltaica

A energia proveniente do Sol permite a existência de vida na Terra, aquecendo-a e iluminando-a. O Sol tem ainda uma estimativa de tempo de vida de aproximadamente 5 mil milhões de anos, tornando-o um recurso quase inesgotável quando comparado com o tempo de existência do ser humano no planeta. Estes factos fazem com que seja praticamente impensável não fazer um melhor aproveitamento da energia que este nos fornece. [5]

Com o desenvolvimento da humanidade os níveis de poluição foram drasticamente incrementados, nomeadamente através da queima de combustíveis fósseis necessária à produção de energia elétrica. Tornou-se fundamental o estudo e desenvolvimento de tecnologias capazes de produzir essa energia tendo como base em recursos renováveis, tais como a energia solar, eólica, hídrica, geotérmica, biomassa, oceânica, e gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais. [1, 2]

A energia solar é essencialmente dividida em duas categorias, que caracterizam a utilização que é dada a essa energia, sendo elas:

- Energia solar fotovoltaica;
- Energia solar térmica;

2.1 Generalidades - Energia Solar

2.1.1 Radiação Solar

A radiação solar é essencial para a vida na Terra, sendo resultado da energia libertada durante processo de fusão que transforma os núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio e propaga-se a uma velocidade aproximada de 300000 km/s, demorando cerca de 8 minutos até atingir o planeta. A radiação que atinge a superfície terrestre tem uma potência de aproximadamente 1 kW/m^2 , ou seja, uma energia de $1 \times 10^{18} \text{ kWh/ano}$, o que seria mais que suficiente para suprimir as necessidades energéticas de todo o mundo. [7, 8]

Antes de avançar mais neste conceito convém esclarecer que a radiação solar (podendo ser designada também por irradiância solar) refere-se à potência emitida pelo Sol e é expressa em

W/m^2 . A irradiação solar refere-se a essa potência por unidade de tempo, ou seja, representa a energia emitida pelo Sol e é expressa em Wh/m^2 .

Voltando ao conceito de radiação solar, esta pode encontrar obstáculos à sua passagem levando a que fique sujeita a fenômenos de difusão e reflexão. Tal fenômeno leva à distinção entre os vários tipos de radiação, ficando assim dividida em [9, 10]:

- Radiação direta – aquela que atinge a superfície terrestre diretamente, sem reflexões. As condições atmosféricas, nomeadamente nebulosidade, fazem com que esta possa variar bastante ao longo dia;
- Radiação difusa – aquela que é desviada pelos constituintes da atmosfera tais como nuvens, poeiras e vapor de água, o que leva assim à sua dispersão;
- Radiação refletida no albedo – procedente da reflexão do solo e objetos circundantes, frequentemente integrada na radiação difusa.

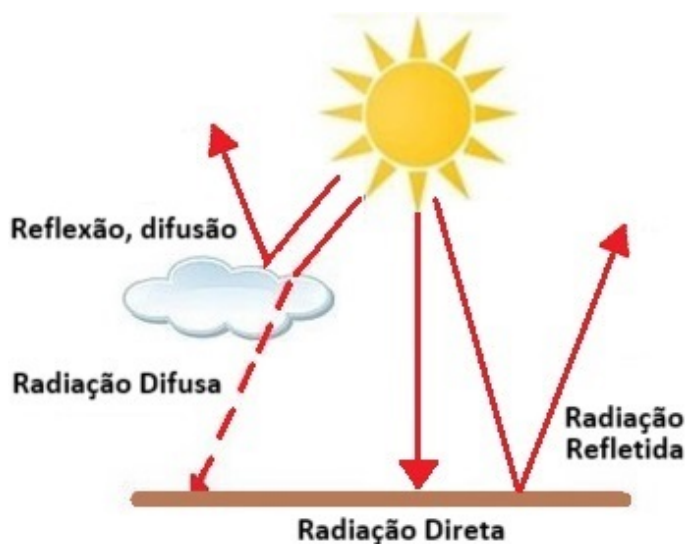


Figura 2.1: Componentes da radiação solar. [10]

A soma da radiação direta com a difusa dá origem à radiação global. Estes termos são naturalmente aplicados da mesma forma ao conceito de irradiação.

2.1.2 Medição da Irradiância

A irradiância solar varia ao longo do dia, podendo chegar a cerca de 1 kW/m^2 no decorrer do mesmo, sendo nula durante a noite. Ela varia consideravelmente dependendo das condições meteorológicas no momento em que é feita a medição e do local. Essa variação torna importante, e por vezes necessária, a medição da irradiância aquando do projeto de um sistema que tenha como fonte de energia a irradiação proveniente do Sol. Só assim se poderá avaliar o potencial da instalação e fazer um correto dimensionamento dos equipamentos. Apresentam-se em seguida os equipamentos desenvolvidos para mediação da irradiância a nível local [7, 11].

O pireliómetro (figura 2.2) foi concebido para medir a radiação solar direta :



Figura 2.2: Pireliómetro. [9]

O piranómetro (figura 2.3) é capaz de medir a soma dos dois tipos de radiação, direta ou difusa, ou seja, permite medir a radiação solar global:



Figura 2.3: Piranómetro. [11]

O piranómetro com disco de sombra (figura 2.4) permite medir a radiação solar difusa:



Figura 2.4: Piranómetro com disco de sombra.[9]

Quando o local em análise não tem este tipo de aparelhos instalados, fazendo com que não exista um histórico de valores radiação nessa localização, podem consultar-se plataformas *on-line* com informações relativas irradiância incidente nesses locais. Nesta dissertação foi utilizado preferencialmente o *software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, disponibilizado pela Comissão Europeia. Esta plataforma contém dados relativos à irradiação solar na Europa, África e Ásia, obtidos através de satélites meteorológicos de primeira (MFG) e segunda (MSG) geração. [12]

Com o auxílio dos equipamentos que medem e/ou permitem estipular o nível de radiação solar é possível desenvolver mapas de irradiação, tais como o apresentado na figura 2.5:

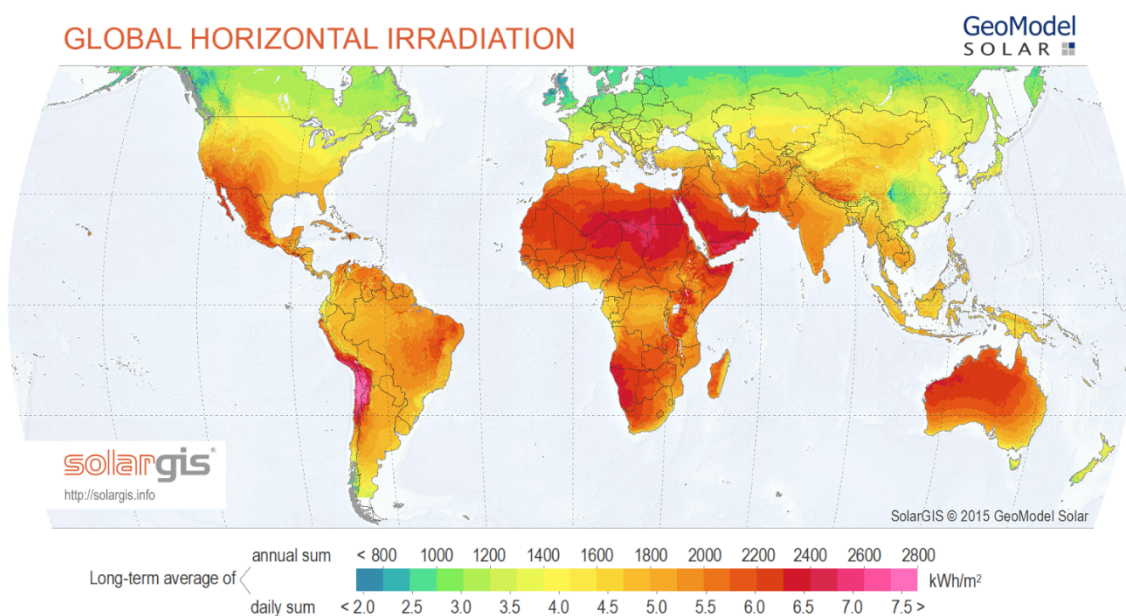


Figura 2.5: Irradiação global horizontal. [13]

2.1.3 Ângulo de incidência solar

O ângulo de incidência da radiação é essencial para que se consiga fazer um maior aproveitamento da energia solar, para tal é necessário saber em que posição se devem colocar os coletores solares térmicos ou os painéis solares fotovoltaicos, o que por sua vez, implica conhecer a posição do Sol face ao local da instalação:

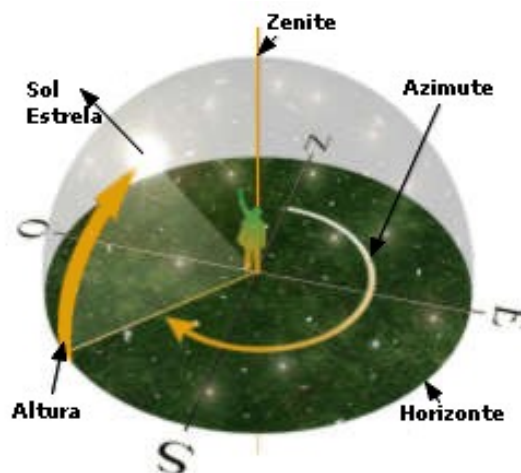


Figura 2.6: Posição do Sol relativamente à Terra. [14]

No esquema apresentado na figura 2.6 observa-se a posição do Sol em relação à Terra, sendo esta determinada com base na sua altura (elevação solar) e ângulo de azimute. A elevação solar representa o ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta nesse mesmo plano. O azimute solar é definido como sendo o ângulo formado entre a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal e a direção Sul, considera-se que o azimute toma valores positivos para Oeste e valores negativos para Este. O zénite é representado perpendicularmente sobre o plano horizontal e corresponde à subtração a 90° de ϕ relativamente a Norte (ϕ representa a latitude em graus). Como dito inicialmente, a inclinação e orientação dos painéis, ou coletores, solares são essenciais para que se possa tirar um maior rendimento dos mesmos. Na figura 2.7 apresentam-se dados relativos à posição que o painel deve tomar:

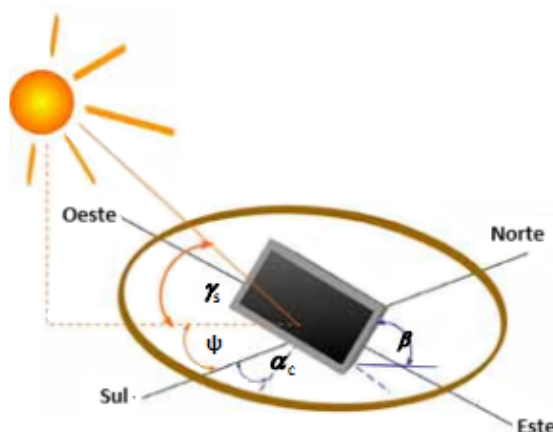


Figura 2.7: Inclinação e orientação do painel solar face à posição do Sol. Adaptado de [8].

Na figura 2.7, encontram-se representados de forma simples os seguintes ângulos [9]:

- ψ – Azimute solar;
- γ_s – Ângulo de elevação solar;
- α_c – Azimute do painel solar;
- β – Inclinação do painel solar.

A quantidade de luz solar que incide diretamente sobre o equipamento é máxima quando a posição do Sol é perpendicular à sua superfície, isto acontece porque a irradiação percorre o percurso mais curto através da atmosfera, diminuindo assim a sua difusão e/ou reflexão. O ângulo de incidência da radiação solar vai variando ao longo do dia, uma vez que o Sol nasce aproximadamente a Este e se põe a Oeste. No decorrer de um ano, a distância ao Sol varia, o que faz com que a sua altura, face ao plano horizontal, se altere, dando assim origem às estações do ano. No caso do Hemisfério Norte a orientação dos painéis solares deve ser feita para Sul e a sua inclinação deve variar consoante a estação de ano, o que se pode ver na figura 2.8 [9, 14, 15, 16]:

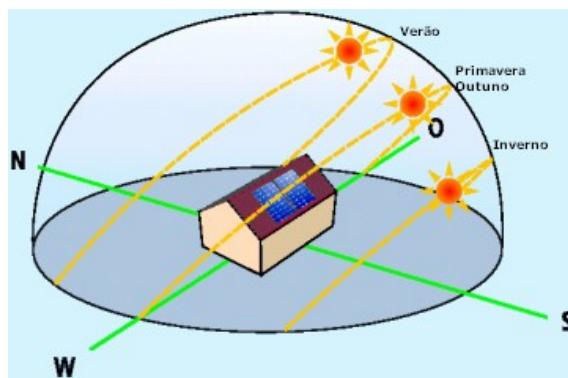


Figura 2.8: Orientação dos painéis solares feita para Sul, sendo a sua inclinação ideal varia com a estação de ano.[14]

É relevante saber o valor da irradiação solar que poderá incidir nos equipamentos que se destinam à produção de energia a partir da luz solar. Será então analisado qual o comportamento da irradiação solar ao longo do tempo (ano, dia, hora) e em função dos ângulos que a definem. No anexo A é realizada essa análise, para o plano horizontal e posteriormente avançar-se-á para um plano inclinado. [9]

2.1.3.1 Inclinação ótima do painel

A inclinação do painel tem influência no valor da irradiação que nele incide. Afirmção que pode ser verificada recorrendo às figuras do anexo D. Destas retira-se que em Portugal o valor do somatório da irradiação global anual varia desde pouco menos de 1400 kWh/m² até 2000 kWh/m², isto para o caso de um sistema fotovoltaico em que os seus módulos solares são montados horizontalmente. E, quando os painéis solares fotovoltaicos estão inclinados, para que incida sobre eles a maior quantidade de radiação solar possível, a chamada inclinação ótima, o somatório referido aumenta para valores de pelo menos 1600 kWh/m² até valores que podem ser superiores a 2100 kWh/m². [9]

A inclinação ótima do coletor solar (β_{otm}) é calculada para cada dia do ano, sendo dada em função da latitude (ϕ) e a declinação (δ) [9]:

$$\beta_{otm} = \phi - \delta \quad (2.1)$$

A figura 2.9 apresenta um gráfico, em que é tomada como exemplo uma latitude de 42° e os meses de julho e dezembro, nele poderá ver-se como varia a média ao longo de um ano da irradiação global diária (kWh/m²) em função da inclinação do painel:

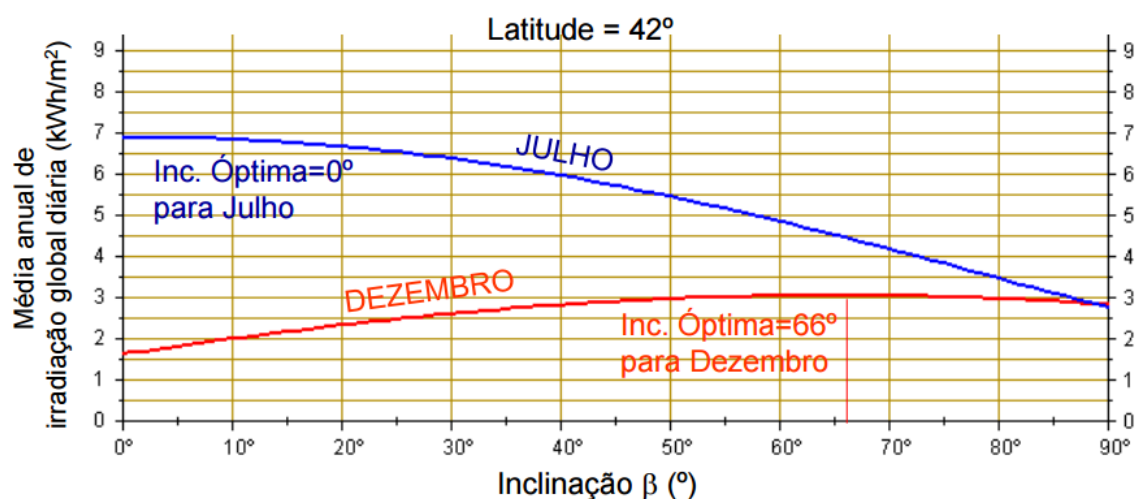


Figura 2.9: Variação da média anual de irradiação global diária nos meses de julho e dezembro, em função da inclinação do painel. [9]

2.1.4 Energia solar térmica

A energia solar térmica é uma das formas mais comuns de aproveitar a radiação proveniente do Sol, utilizando-a para fazer o aquecimento de água. Esta é uma alternativa a outros sistemas de aquecimento, como os esquentadores, que utilizem fontes de energia não renováveis, normalmente o gás.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto de 2015, republicado no DL n.º 251/2015, de 25 de novembro de 2015, um sistema solar térmico é definido como sendo um conjunto de equipamentos que permitem absorção de radiação solar através de um coletor, que posteriormente transfere essa energia a um fluido interligado a um sistema de acumulação, o que torna possível o aumento da temperatura da água neste armazenada. A água aquecida pelos sistemas solares térmicos pode ser utilizada como água quente sanitária, auxiliar ao aquecimento central, aplicações industriais e pode ainda ajudar no aquecimento e manutenção da temperatura em piscinas. Ainda no âmbito da republicação acima referida, com o intuito de melhorar a eficiência energética dos edifícios novos, é obrigatória a instalação destes equipamentos para o aquecimento de águas sanitárias, sempre que haja exposição solar adequada e de acordo com as regras aplicáveis [17].

Existem três tipos de tecnologias englobadas no conceito da utilização da radiação solar para aquecimento de água, energia solar termodinâmica, térmica com sistema de termossifão e térmica com circulação forçada. Todas as tecnologias têm várias vantagens associadas.

2.1.4.1 Sistema de energia solar termodinâmico

Com base no princípio de Carnot, nomeadamente no princípio de refrigeração por compressão, foi desenvolvido o sistema solar termodinâmico, constituído essencialmente por um painel solar e uma bomba de calor. O painel começa por absorver a radiação que o atinge, o que faz com que o fluido (que circula entre o painel e compressor da bomba de calor à temperatura de -20°C) comece a aquecer até atingir o estado gasoso. Ao chegar ao compressor o gás sofre um aumento de pressão e consequentemente a sua temperatura também se torna maior, é no condensador que se dá o aquecimento da água pois a energia do gás é transferida para esta. Para concluir o ciclo, o gás passa por uma válvula de expansão para que assim possa retornar a um estado idêntico ao inicial. [7, 18]

Relativamente ao fluido acima referido, este consiste em água à qual é adicionado glicol (anticongelante), fazendo com que o seu ponto de solidificação baixe e a sua temperatura de ebulição aumente. À água são ainda acrescentados inibidores apropriados por forma a combater o seu efeito corrosivo, que foi incrementado aquando da adição do glicol. [18]

2.1.4.2 Sistema de energia solar de termossifão

Os sistemas de termossifão são os mais utilizados, devido à sua simplicidade, baixos preços comparativamente às outras tecnologias, sendo também fiáveis e não necessitam de ocupar espaço

no interior da habitação (isto acontece se o depósito vier aplicado no coletor). Como a sua capacidade se encontra entre os 200 L e os 300 L torna-os mais indicados para habitações. No caso de o depósito não estar integrado com no painel, este deve ser colocado a uma altura superior à do coletor solar, porque assim é possível criar um ciclo em que o fluído ao passar no coletor sofre um aumento de temperatura, o que fará com que a sua densidade diminua. Portanto, este deslocar-se-á para o depósito instalado na parte superior do coletor, enquanto que vai sendo substituído pelo fluído a temperatura mais baixa que se encontra no fundo do depósito. O aquecimento do fluído acontece porque a radiação solar incide sobre a cobertura de vidro que compõe a parte superior do coletor solar, concentrando o calor e transferindo essa energia para o fluído que lá circula. Ao chegar ao depósito (ou acumulador) transfere a sua energia para a água de consumo. De seguida apresenta-se uma figura ilustrativa do seu funcionamento [18, 19, 20]:

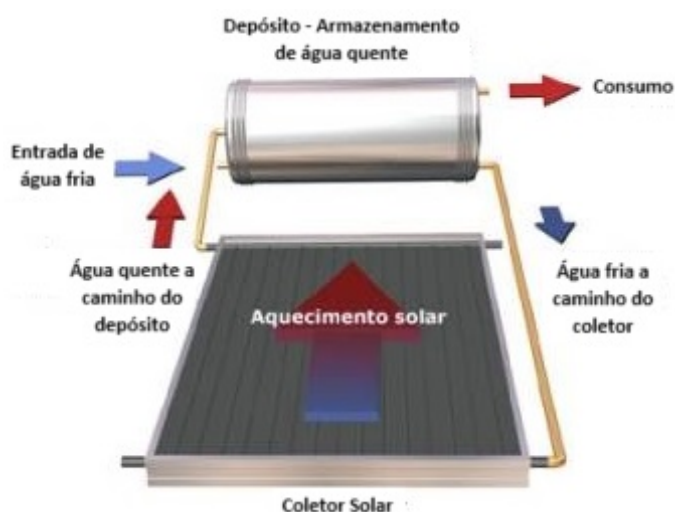


Figura 2.10: Funcionamento de um painel solar de termosifão. [19]

Mesmo durante o inverno, os coletores solares poderão suportar cerca de 60% das necessidades de água quente. Existem ainda alguns sistemas equipados com um apoio energético, normalmente uma resistência elétrica no interior do depósito, ou então ser combinado com um esquentador já existente. Estes serviços auxiliares são apenas ligados de acordo com os hábitos de consumo dos utilizadores. [19]

2.1.4.3 Sistema de energia solar com circulação forçada

A circulação forçada é utilizada quando o depósito não vem integrado no painel solar, não pode ser colocado a uma altura superior à deste ou se a diferença de densidades não for suficiente para ultrapassar a força de atrito nas tubagens. Para se aplicar este sistema é necessária a montagem de uma bomba, que faça circular o fluído, e o seu respetivo controlador. O fluído circula num circuito fechado, entre os painéis e a serpentina no interior do depósito, a sua velocidade é definida pelo controlador através da bomba circuladora, que por sua vez se baseia nas temperaturas medidas. A absorção da energia da radiação solar e sua posterior transferência para o fluído é feita no coletor.

No interior do depósito existe uma serpentina por onde circula o fluído, que facilita a transferência da sua energia para a água de consumo. O sistema é ainda dotado de equipamento de apoio eléctrico tal como nos sistemas de termossifão, utilizado na eventualidade do recurso solar não ser suficiente num dado intervalo de tempo. [18, 19, 20]

Ao retirar o depósito do telhado são reduzidas as perdas térmicas, uma vez que este deixa de estar em contacto com o ar frio exterior, e melhora a estética do edifício. Por fim apresenta-se uma imagem que ilustra este tipo de funcionamento, como se poderá ver, o acumulador de água fica situado no interior do edifício, mais especificamente na cave, neste caso [18, 19, 20]:

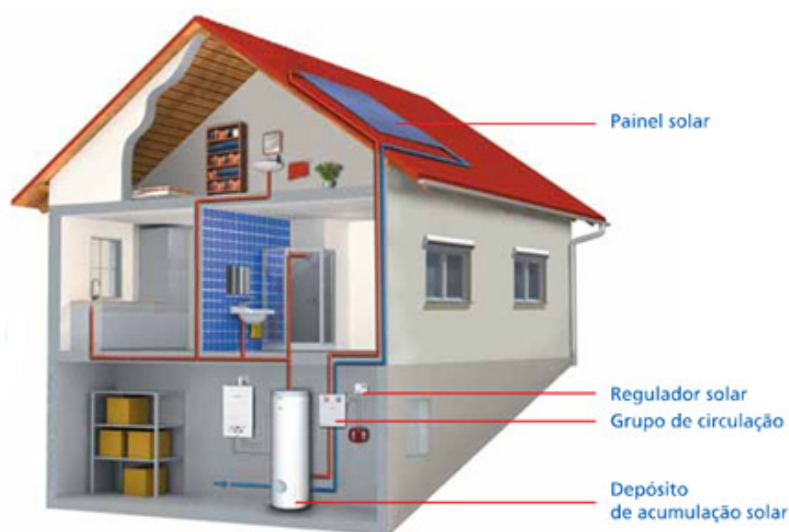


Figura 2.11: Aplicação genérica de um sistema termossifão com circulação forçada numa habitação. [19]

2.1.4.4 Benefícios dos sistemas solares termodinâmicos

O painel termodinâmico utilizado neste sistema tem um baixo peso, tendo em conta a sua dimensão, tornando-o fácil de transportar e instalar. Não tem materiais que se desgastem facilmente, sendo ainda bastante resistentes a ferrugens. A sua eficiência energética não é influenciada pela sua sujidade, o que faz com que não exista necessidade de limpeza, e tem ainda uma vida útil aproximada de 25 anos. Este é capaz de manter a água à temperatura desejada mesmo com condições atmosféricas adversas, sendo ainda dotado de uma resistência cerâmica de apoio que é ativada em caso de necessidade. [18]

Os equipamentos deste sistema exigem uma manutenção reduzida devido aos seus materiais de construção. O condensador encontra-se colocado no exterior do depósito, o que faz com que tenha uma maior durabilidade porque não está em contacto directo com a água para consumo. Este sistema contempla ainda a possibilidade de receber energia de uma fonte de calor externo como recuperadores, caldeiras ou até mesmo painéis solares de termossifão. Além disso, Como se baseia na produção de calor a partir da radiação solar, o impacto no ambiente é muito reduzido. Origina

ainda uma diminuição do consumo de energia elétrica, tornando-o um investimento interessante. [18]

2.1.4.5 Benefícios dos sistemas solares térmicos de termossifão e de circulação forçada

Praticamente todas as moradias podem suportar estas instalações solares para a produção de água quente, de acordo com a dimensão e a utilização dada ao sistema, o que faz com que a tecnologia esteja acessível à maior parte da população. O painel solar térmico tem um período de amortização que normalmente varia entre 5 e 7 anos, valor perfeitamente aceitável comparativamente ao seu tempo de vida. [18, 19]

Além de todos os efeitos positivos que advêm da utilização de energias renováveis em detrimento dos combustíveis fósseis, para aquecimento de água sem poluir o ambiente, os equipamentos têm ainda uma duração de aproximadamente 20 anos. O que indica que não será necessário estar a renovar partes do equipamento entre curtos espaços de tempo, reduzindo assim o consumo de matérias-primas. [18, 19]

Como já foi dito, podem ser integrados com sistemas já existentes como esquentadores, caldeiras e recuperadores de calor. No caso dos sistemas de termossifão sem circulação forçada, os ruídos são praticamente inexistentes e estes apenas consomem energia elétrica em caso de não haver sol suficiente para o aquecimento da água. A economia com a utilização destes sistemas pode chegar aos 80%, dependendo do tipo de consumo, localização geográfica e consequente incidência de radiação solar. [18, 19]

2.2 Introdução ao fotovoltaico

O aumento da população mundial e as necessidades energéticas que daí advêm, tornam a aposta nas energias renováveis na solução correta a adotar, só assim se poderá fazer face ao aquecimento global e às consequências devastadoras que este acarreta. O aproveitamento da energia solar que incide na superfície terrestre pode ser feito com sistemas solares fotovoltaicos e será nesta tecnologia que a presente dissertação terá maior incidência.

A tecnologia fotovoltaica permite a conversão da energia solar, que incide num determinado painel, em energia elétrica e que posteriormente poderá alimentar uma dada carga. A radiação solar é uma energia renovável, inesgotável, e que não polui o meio ambiente. Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são simples de operar e de manter em correto funcionamento, tornando-os mais fiáveis que os geradores elétricos convencionais.

Existem SFV para vários valores de carga, desde as pequenas potências na ordem dos poucos *watts* até às dezenas de megawatts. No caso das pequenas potências tem-se como exemplo, algumas calculadoras e relógios, sinais rodoviários, telefones de emergência, entre muitas outras. Os grandes parques fotovoltaicos podem ter potências instaladas na ordem das dezenas de megawatts, sendo a produção de energia dessa origem designada produção descentralizada ligada à rede. [6]

Os SFV podem ser usados em aplicações de média potência, desde as dezenas até às centenas de megawatts, para alimentação de unidades elétricas isoladas, habitações, zonas onde a rede

elétrica não consegue chegar, entre outras. No caso particular desta dissertação procura-se que um dado SFV possa alimentar os serviços auxiliares de uma central de cogeração, cuja potência se encontra dentro da gama referida neste parágrafo. [6]

As instalações fotovoltaicas podem operar em modo isolado, alimentando diretamente as cargas durante todas as épocas do ano. Para que tal seja possível devem ser integradas baterias de acumuladores no SFV, para que possam fornecer alguma da energia quando o recurso solar não está disponível ou então não é suficiente, alimentando sempre em primeiro lugar os equipamentos prioritários. A carga dessas baterias é feita quando a potência que os painéis solares fotovoltaicos injetam na pequena rede, em que estão inseridos, é superior à requerida pelas cargas para funcionarem corretamente.

2.2.1 Desenvolvimento do fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmundo Becquerel, enquanto fazia uma experiência com dois elétrodos metálicos numa solução aquosa. A partir desse momento vários estudiosos foram capazes de realizar consideráveis avanços nesta área, dos quais se destacam os seguintes [6, 21, 22, 23, 24, 25]:

- Willoughby Smith – Descobre a fotocondutividade do selénio (Se) [1873];
- William Grylls Adams e Richard Evans Day – Demonstram o efeito fotovoltaico no Se [1876];
- Charles Edgar Fritts – Cria o primeiro módulo solar funcional e que, de acordo Werner von Siemens, foi o primeiro sistema de conversão de energia solar para energia elétrica [1883];
- Albert Einstein – Publica um artigo em que explica o efeito fotovoltaico [1905];
- William Coblentz – Recebe a primeira patente, nos Estados Unidos da América, para converter energia solar em eletricidade [1913];
- Jan Czochralski – Desenvolve o método de criação de silício (Si) monocristalino, processo de Czochralski [1918];
- Russell Shoemaker Ohl – Demonstra o efeito fotoelétrico em Si formado de forma natural contendo junções de defeito (impurezas) [1941];
- D. C. Reynolds – Relata o efeito fotovoltaico em CdS (cadmium sulfide) [1954];
- Daryl Chapin, Calvin Fuller, e Gerald Pearson – Demonstram o funcionamento da moderna célula de Si, na altura com uma eficiência de 4.5% [1954];
- D. Jenny, J. Loferski, e P. Rappaport – Desenvolvem uma célula fotovoltaica com base em arsenieto de gálio (GaAs) [1956];

A exploração espacial foi uma das grandes impulsionadoras deste tipo de tecnologia, porque a única energia externa que os equipamentos lançados para o espaço podiam utilizar era a radiação solar. O satélite *Vanguard I* foi lançado para o espaço, equipado com células fotovoltaicas de Si e que tinham uma eficiência superior a 9% (atingindo os 10% no ano seguinte). Estas foram desenvolvidas em 1958 pela *Hoffman Electronics* e funcionaram durante cerca de 8 anos. Tudo isto levou ao desenvolvimento e investimento nesta tecnologia, enquanto que em 1982 a potência instalada de SFV rondava os 9,3 MW, no ano de 2009 já era superior a 11 GW. [21, 26, 27]

Atualmente os SFV são cada vez mais utilizados e estudados, estando já implementados em muitas habitações e integrados na produção de energia pública. Para concluir, apresentam-se dados relativos à potência fotovoltaica instalada nos países ao abrigo do *Photovoltaic Power Systems Programme* da IEA:

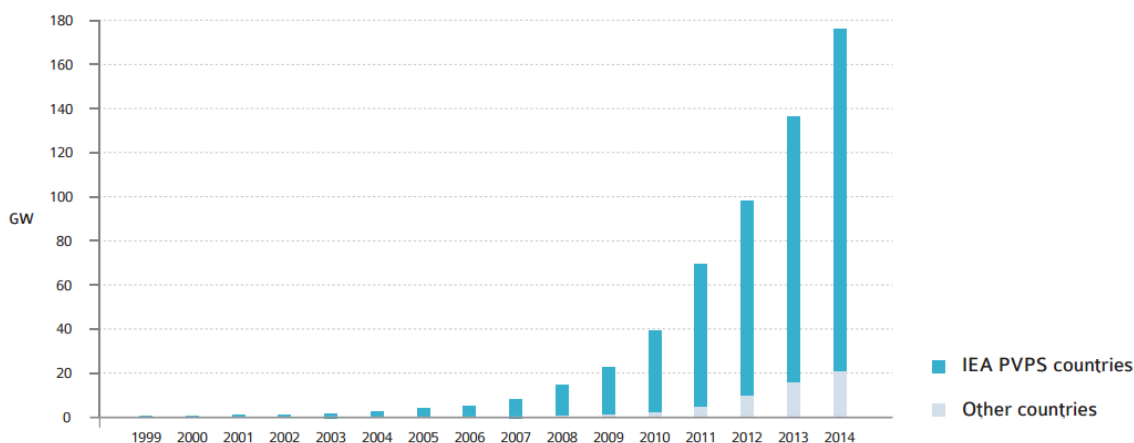


Figura 2.12: Evolução da potência fotovoltaica instalada. [28]

2.2.2 Panorama da energia fotovoltaica no mundo

O investimento na tecnologia solar fotovoltaica tem aumentado nos últimos anos, o que leva a que neste momento já tenha valores bastante significativos comparativamente à produção total de energia em alguns países. No início da instalação desta tecnologia existiam bastantes apoios para que esta fosse suficientemente aliciante e rentável, com o tempo esses subsídios foram desaparecendo, mas o custo desta tecnologia também foi diminuindo. Isto faz com que, mesmo sem os subsídios, o custo para produção de energia de origem solar fotovoltaica possa competir com os preços da energia não renovável. [6]

Como pôde ser visto na figura 2.12, a potência instalada a nível mundial aumentou cerca de 40 GW durante o ano de 2014, sendo os principais responsáveis países como a China, Japão e Estados Unidos da América. Na figura 2.13 mostra-se com maior detalhe a potência que alguns países instalaram em termos de FV, no ano referido, e quais deles têm efetuado uma maior investimento na implementação dessa mesma tecnologia [29, 30]:

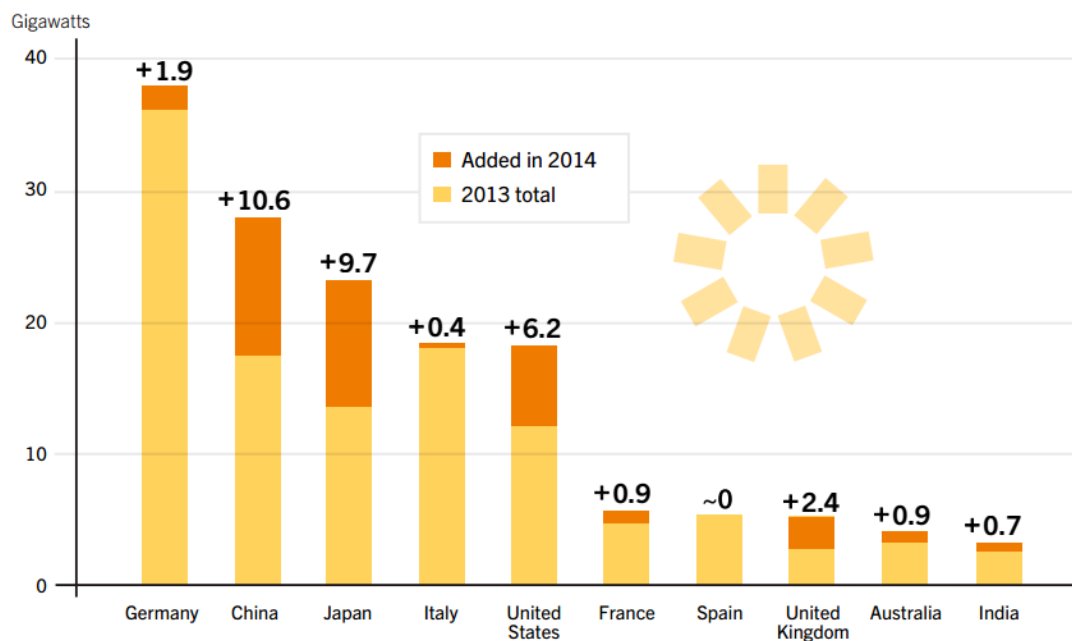


Figura 2.13: Países com maior potência fotovoltaica instalada em 2014. [29]

Em 2014 a Alemanha continuava a liderar em termos de potência fotovoltaica instalada, mas o seu crescimento abrandou comparativamente com outros países, o que fez com que atualmente já tenha sido ultrapassada pela China. O aumento da procura deste tipo de tecnologia fez com que fossem criadas novas unidades de produção de módulos e células solares, um pouco por todo o mundo. [31]

Para concluir apresenta-se a figura 2.14 que ilustra a importância das diversas tecnologias de produção de energia, renováveis e não renováveis, no contexto de produção energética mundial:

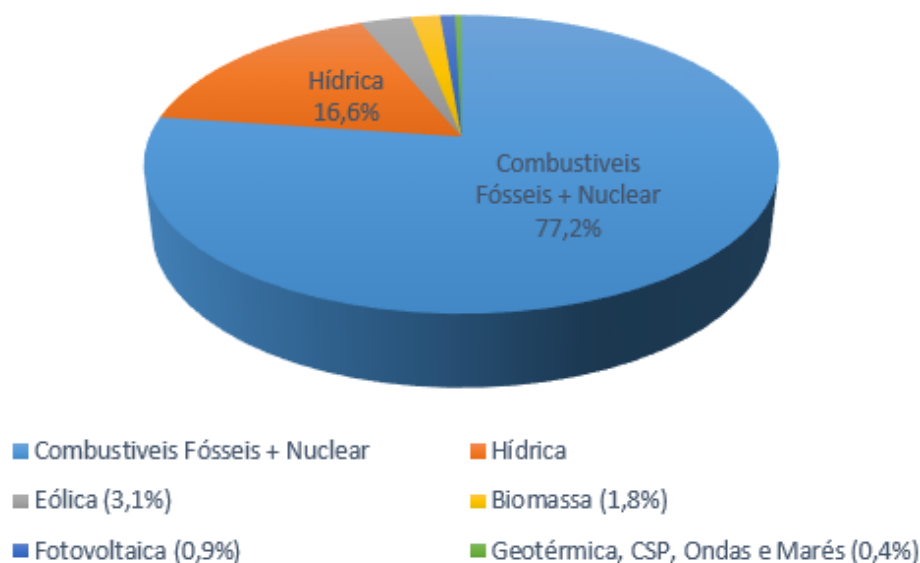


Figura 2.14: Importância das diversas tecnologias de produção a nível mundial (2014). Adaptado de [29].

2.2.3 Energia fotovoltaica em Portugal

Portugal tem vindo a efetuar investimentos consideráveis na área das energias limpas, nomeadamente na energia eólica. Comparativamente à energia eólica, não se observou na produção fotovoltaica um investimento tão grande, mas também se tem vindo a notar alguma evolução. Em 2003 a potência instalada de sistemas solares fotovoltaicos rondava os 2 MW e apenas 20% de capacidade de produção estava ligada à rede pública. Passados 5 anos, em 2008, Portugal tinha aproximadamente 70 MW instalados, o que estava ainda longe da meta estabelecida para 2010 que era os 150 MW. No final desse mesmo ano a potência instalada fotovoltaica não ultrapassou 122 MW, mais 27 MW que no ano transato. Segundo os dados mensais publicados pela REN sobre o Sistema Electrodutor Nacional, relativamente ao mês de janeiro de 2016, a potência instalada fotovoltaica ligada à RESP é de 429 MW, o que demonstra uma evolução considerável. [6, 32, 33]

De qualquer forma Portugal ainda tem muito para progredir na produção de energia solar. Na Europa é um dos países com melhores condições para a aproveitamento deste recurso, porque o número médio anual de horas de Sol varia entre 2200 e 3000, no continente, e entre 1700 e 2200, para os arquipélagos. Em comparação com Portugal, a Alemanha, que é o país com mais potência fotovoltaica instalada na Europa, apenas tem um valor médio anual de horas de Sol que varia entre 1200 e 1700. [6, 8, 34, 35]

A distribuição da produção de energia fotovoltaica pelas várias regiões do país é apresentada na figura 2.15:

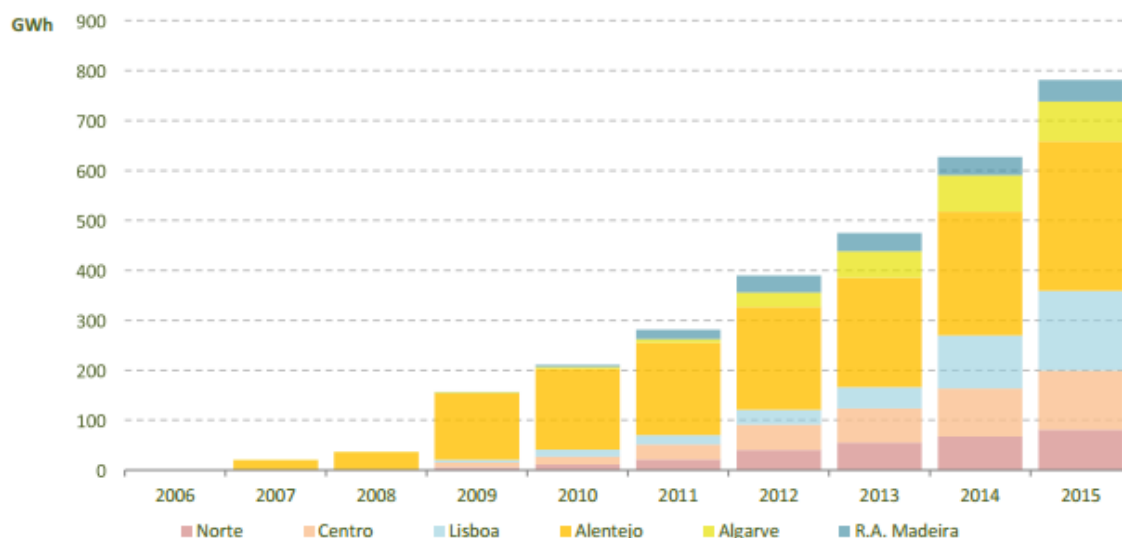


Figura 2.15: Produção de origem fotovoltaica por ano, nas várias regiões do país. [32]

Estes dados vêm de certa forma confirmar aqueles que foram apresentados relativamente à incidência de radiação solar, que se demonstrava mais intensa no Sul do país e, portanto, é nessa zona que se verifica a maior produção de energia elétrica com base nessa tecnologia. É também na zona Sul que se encontra instalada a maior parte da potência fotovoltaica portuguesa, só a região do Alentejo fornece 38% do total da energia FV produzida em Portugal. É ainda importante destacar que em 2015 entraram em funcionamento nove centrais FV de concentração, com uma potência total instalada de 9 MW. No país, as centrais de referência são a Central Fotovoltaica Hércules com uma potência de 11 MW, a Central Solar de Ferreira do Alentejo com 12 MW e a Central da Amareleja com 46 MW, esta última é a maior do país no momento. [6, 32, 33]

Ainda assim, quando se olha para o panorama da energia elétrica consumida em Portugal verifica-se que apenas uma percentagem muito reduzida dessa energia é de origem fotovoltaica:

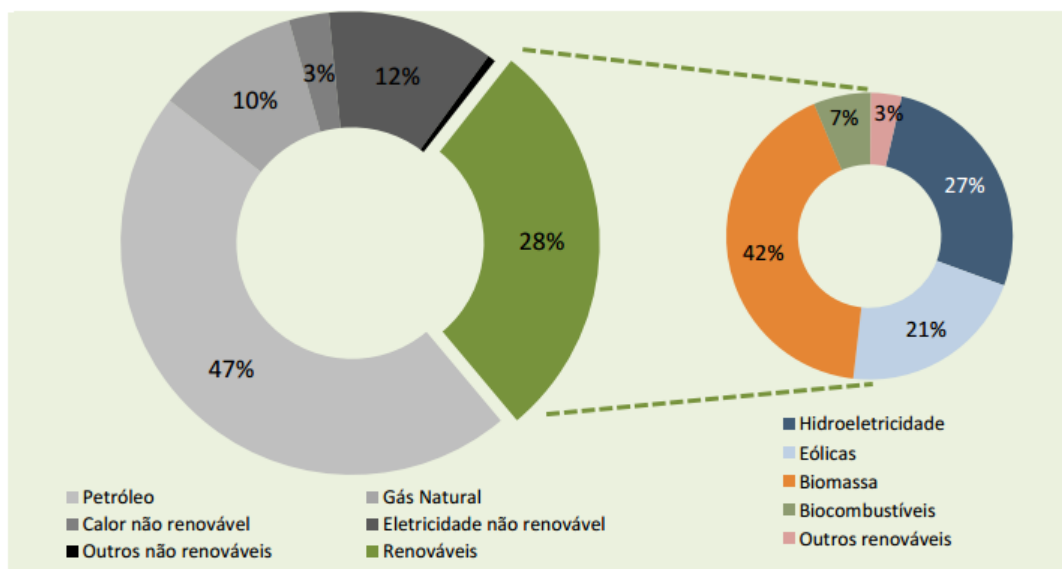


Figura 2.16: Valor percentual das tecnologias de produção na energia consumida em Portugal. [32]

Em comparação com as restantes energias renováveis, a produção de eletricidade anual é distribuída da seguinte forma:

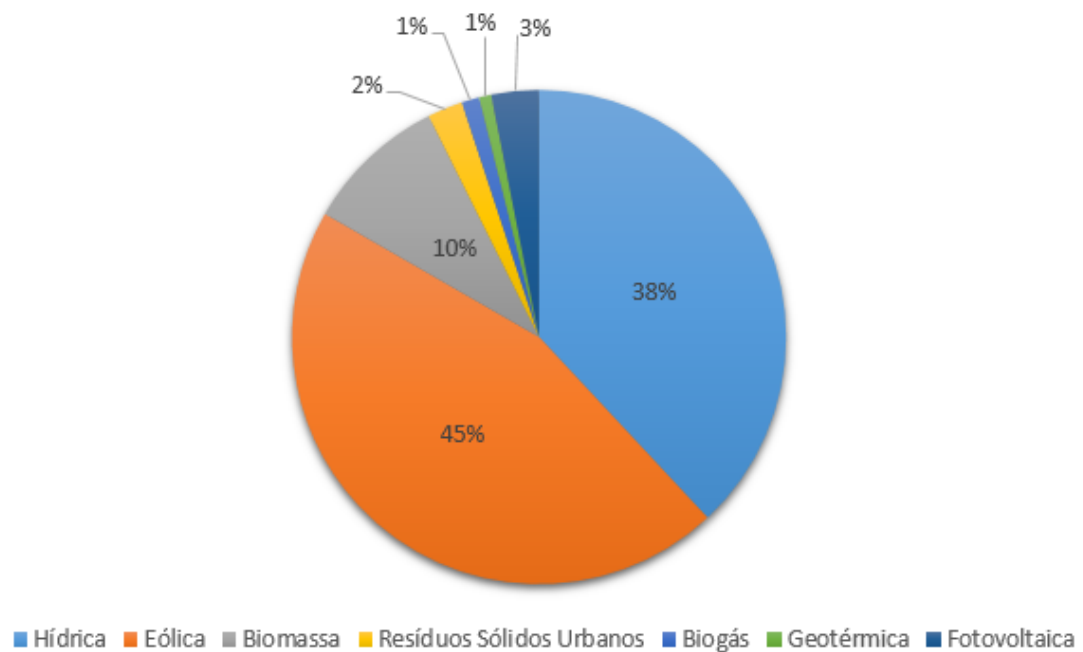


Figura 2.17: Importância de cada tecnologia amiga do ambiente na produção de energia elétrica renovável em Portugal. [32]

Como se vê pelo gráfico representado na figura 2.17, o peso de energia de origem fotovoltaica ainda é bastante reduzido comparativamente às outras renováveis. Se tudo correr de acordo com

o esperado, Portugal continuará a investir nas energias renováveis e, de acordo com a *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21), o seu objetivo até 2020 será atingir os 670 MW instalados de potência fotovoltaica e os 50 MW de CSP (*Concentrated Solar Power*). [29]

2.2.4 O paradigma da produção dispersa

A produção dispersa, também chamada de produção descentralizada, refere-se à geração de energia por uma unidade de pequena dimensão (quando comparada com as potências dos centros electroprodutores). Esta situa-se mais próxima da carga, alimentando especialmente os consumidores locais, utilizando uma energia primária normalmente de origem renovável. [36]

Este tipo de produção acarreta várias vantagens tais como o aumento do aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos pelo território, diminuição das perdas de energia uma vez que se situa próximo das cargas e consequentemente os custos do seu transporte são também decrescidos. Reduz ainda o impacto ambiental porque a maioria das pequenas unidades de produção têm como energia primária uma fonte renovável, como a produção se encontra mais distribuída faz com que a fiabilidade do sistema aumente e além disso tem a possibilidade de funcionar isoladamente da rede elétrica. Aspectos como estes elevam o interesse pelo desenvolvimento da tecnologia. No entanto, existem algumas desvantagens, como por exemplo, o aumento da complexidade do sistema, dificultando a sua operação e gestão, existindo a possibilidade de inversão do fluxo de potência e, é ainda de referir que as pequenas unidades produção não são tão eficientes quanto as grandes centrais produtoras. [36]

As políticas europeias viradas para o aumento da eficiência energética, da produção de origem renovável e consequente redução da emissão de gases poluentes, catapultaram o interesse nas unidades de produção de energia integradas nas redes elétricas de distribuição. Com este objetivo a União Europeia definiu as seguintes metas [3, 36]:

- Reduzir 20% a emissão de gases com efeito de estufa até 2020;
- Aumentar 20% a eficiência energética até 2020;
- Aumentar 20% a produção de energia de origem renovável.

2.2.5 Autoconsumo fotovoltaico

Atualmente, a legislação do autoconsumo, ou autoprodução, é regida pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, indicando que uma determinada instalação de utilização funciona em regime de autoconsumo quando tem a si associada uma unidade produtora de energia e consome parcial ou totalmente a energia produzida pela mesma. Esta solução ilustra o paradigma da produção dispersa, onde cada consumidor produz a sua própria energia e tem a hipótese de injetar o excedente na rede elétrica. [37, 38]

Os consumidores que optem por produzir a sua própria energia e consequente a consumir, passam a ter uma unidade de produtora denominada UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo). Mesmo que já não existam apoios do estado como outrora, a solução continua a ser

economicamente viável aquando da comparação com o preço da eletricidade fornecida pela rede, principalmente se a UPAC utilizar uma energia renovável. [37, 38]

O esquema de ligação de uma UPAC à rede elétrica pode ser descrito pela figura 2.18:

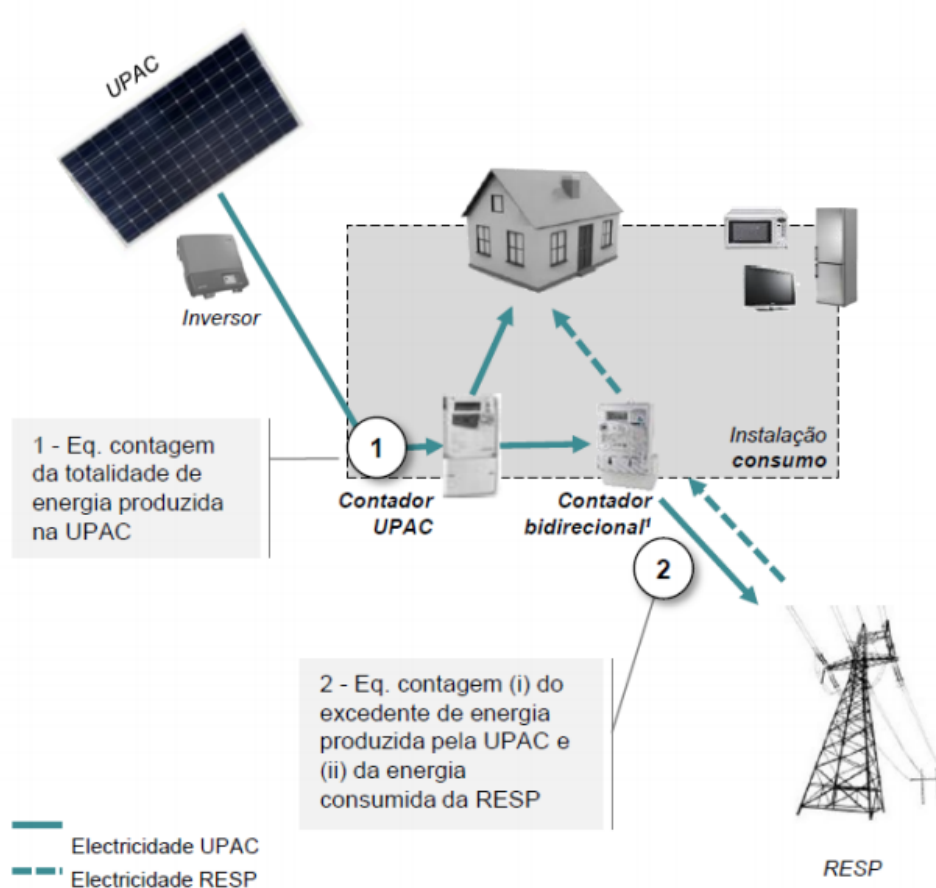


Figura 2.18: Esquema de ligação de uma UPAC à rede elétrica. [38]

A UPAC deve ser dimensionada para satisfazer as necessidades da instalação de utilização em que está inserida para que a potência excedente injetada na rede seja mínima. Este tipo de unidades está sujeito à legislação constante do DL n.º 153/2014, o que será aprofundado mais à frente.

2.3 Constituição de um sistema fotovoltaico

Os componentes mais característicos dos sistemas fotovoltaicos são os módulos solares e os inversores, mas não são os únicos. A figura 2.19 representa, de uma forma simplificada, um sistema fotovoltaico:

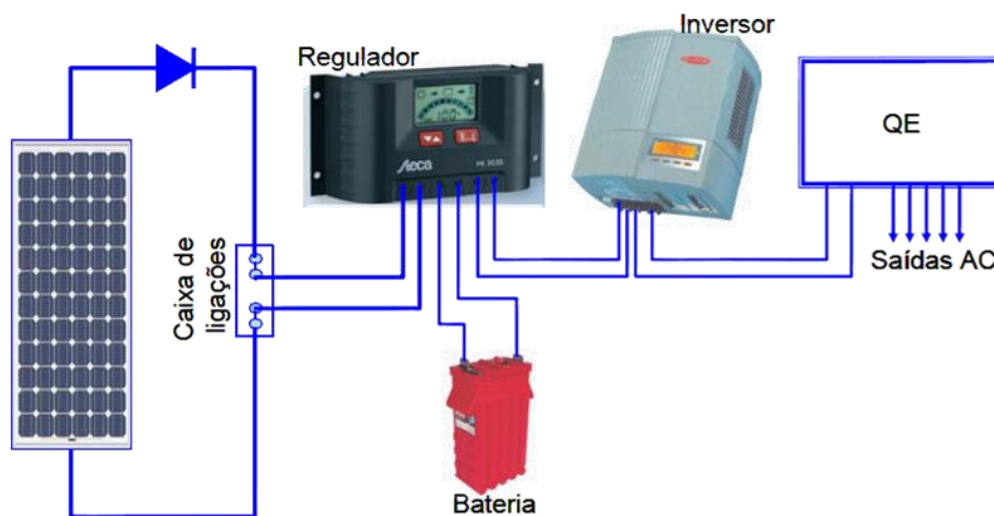


Figura 2.19: Esquema genérico de uma instalação fotovoltaica (com baterias). [9]

Para além destes equipamentos, os SFV são constituídos por caixas de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis, cabos, interruptor DC, equipamento de proteção AC, aparelhos de medida, controladores de carga e ainda outros materiais da instalação. De seguida, será aprofundado o conhecimento sobre estes equipamentos. [8]

2.3.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é aquele que permite converter a energia solar em elétrica, sendo assim o equipamento principal de um sistema de geração fotovoltaica. Algumas das suas principais características elétricas são [9]:

- Potência nominal (P_{MPP});
- Tensão nominal (V_{MPP});
- Corrente nominal (I_{MPP});
- Tensão de circuito aberto (V_{OC});
- Corrente de curto-circuito (I_{SC});
- Máximo valor do fusível em série (DC);
- Tensão máxima do sistema.

Os painéis FV são constituídos normalmente por 36, 60 ou 72 células em série, cada uma com cerca de 100 cm^2 [11, 39].

2.3.2 Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o principal constituinte do painel FV, é ela a responsável pela transformação da radiação solar em energia elétrica. Para a sua criação utilizam-se materiais semicondutores como silício, arsenieto de gálio, teluriedo de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. O silício é extraído a partir da areia sílica que é muito abundante na crosta terrestre, constituindo cerca de um terço da mesma, o que faz que seja um material fácil de encontrar e, portanto, utilizado em praticamente todas as células fotovoltaicas. [6, 9]

A figura 2.20 esquematiza o funcionamento de uma célula solar de silício cristalino:

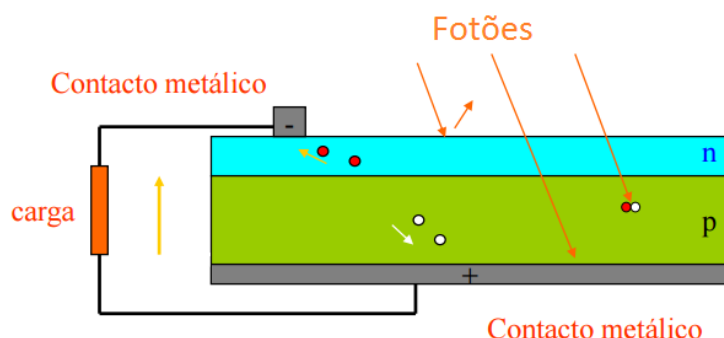


Figura 2.20: Esquema genérico do funcionamento de uma célula fotovoltaica. Adaptado de [9].

A célula é composta por duas camadas, a camada ‘n’ de carga negativa e a camada ‘p’ de carga positiva, por essa razão, entre ambas (junção p-n) é criada uma diferença de potencial. A energia dos fotões, constituintes da radiação solar, que incide sobre a camada ‘n’ é captada pelos eletrões aí existentes, o que faz com que ultrapassem a barreira de potencial, dando origem a uma corrente contínua. Para que se possa conduzir essa corrente contínua foi associado um eléctrodo a cada camada, estes eléctrodos têm algumas características particulares. O superior (junto à camada ‘n’) é em forma de grelha para permitir a passagem radiação solar, já o inferior (junto à camada ‘p’) é “íntegro” e com a capacidade de refletir os fotões, para assim fazer o seu melhor aproveitamento. [6, 9]

Apesar de tudo, este processo está sujeito a várias perdas de energia tais como a reflexão do fotão antes de chegar à camada ‘n’, a sua energia ser insuficiente para fazer com que o eletrão passe para a camada ‘p’, e existe a possibilidade do fotão não se associar a nenhum eletrão. Estes fatores tornam o processo pouco eficiente, uma vez que, apenas cerca de 13% da irradiação solar é aproveitada, dependendo do tipo de tecnologia aplicada [6, 9]:

- Monocristalinas – Rendimento de 12% a 16%;
- Policristalinas – Rendimento de 11% a 13%;
- Amorfais – Rendimento de 5% a 10%.

Por a complementar o conhecimento sobre a célula fotovoltaica, no anexo B encontra-se a análise do esquema elétrico da célula fotovoltaica.

2.3.2.1 Influência da temperatura e da irradiação solar no desempenho da célula FV

Quando um painel fotovoltaico se encontra integrado num telhado, a sua temperatura pode chegar aos 80°C. O fator temperatura do módulo influencia negativamente a potência de saída da célula, o que faz com que a eficiência do painel FV decresça. Esse fator, por sua vez, dependerá da temperatura ambiente, da irradiação que incide sobre ele, da humidade relativa do ar e da velocidade e direção do vento [6, 39].

O aumento da temperatura da célula FV faz com que a tensão aos seus terminais diminua, por forma a tentar compensar isso, a corrente aumenta ligeiramente, mas sem ser capaz de compensar o abaixamento da tensão, daí vem o decréscimo da potência de saída. No entanto, o seu efeito não fica por aqui, como a corrente aumenta, as perdas por efeito de joule serão superiores e, portanto, o aquecimento vai ser mais intenso, o que fará diminuir ainda mais a potência de saída da célula, criando assim um ciclo vicioso [6, 39, 40].

A figura 2.21 ilustra, genericamente, a influência que a temperatura na potência fornecida pela célula:

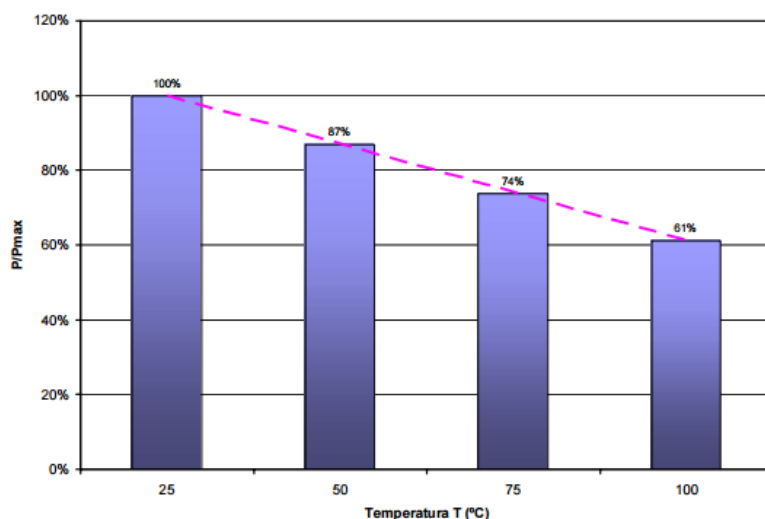


Figura 2.21: Variação da potência gerada em função da temperatura. [39]

Relativamente ao efeito da irradiação solar, a sua perceção é mais simples porque é lógico perceber que se a quantidade de recurso solar aumenta, maior será a energia produzida pela célula, tendo em atenção os seus limites. A figura 2.22 demonstra, genericamente, como varia a potência injetada pela célula tendo em conta a irradiação solar disponível [6, 39]:

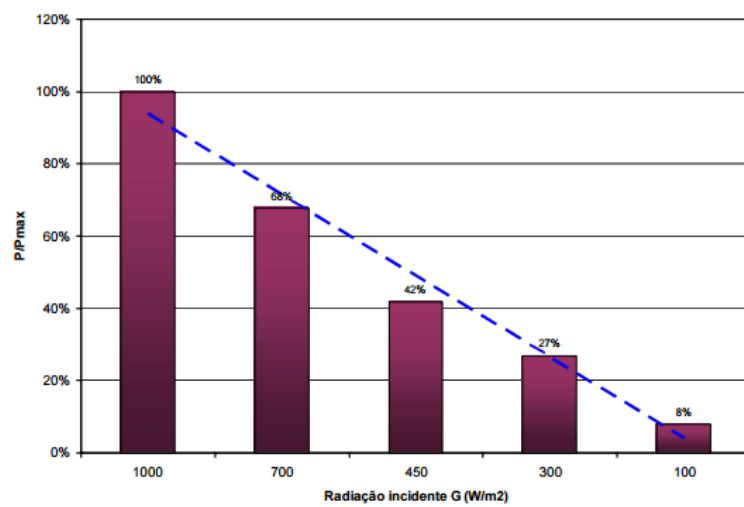


Figura 2.22: Variação da potência gerada em função da radiação incidente. [39]

2.3.2.2 Integração das células FV num módulo

A montagem de um módulo fotovoltaico é realizada através do estabelecimento de séries e paralelos entre as células FV, como ilustra a figura 2.23:

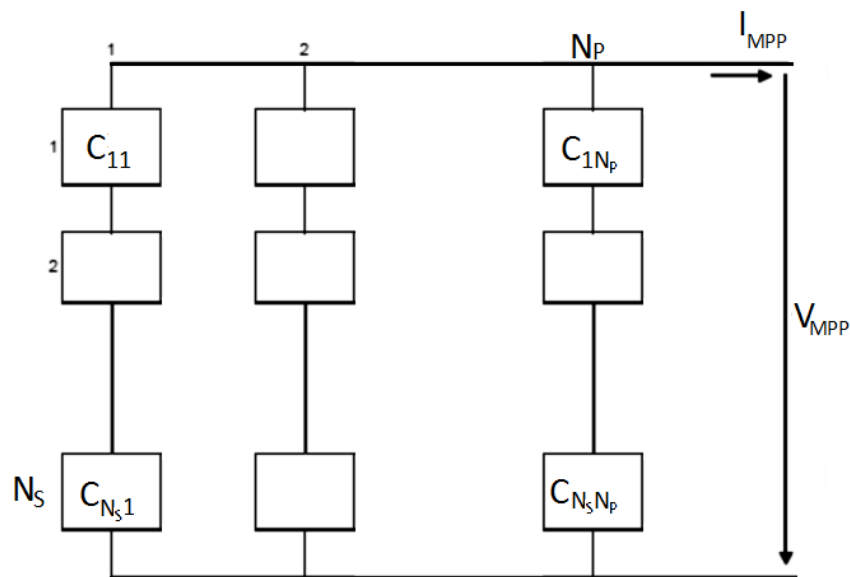


Figura 2.23: Esquema genérico de junção das células para criar um painel fotovoltaico. Adaptado de [39].

Em que:

- I_{MPP} – Corrente nominal do painel fotovoltaico, em [A];
- V_{MPP} – Tensão nominal do painel fotovoltaico, em [V];
- N_p – Representa o número do paralelo;

- N_S – Representa o número da série;
- C_{NSNP} – Representa a disposição elétrica de cada célula no módulo FV.

Com base nas características das células FV integradas no módulo, é possível determinar o seu principal parâmetro, a potência nominal. Este valor é dado em [W] e pode ser obtido pela seguinte expressão [9]:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP} \quad (2.2)$$

2.3.2.3 Capacidade de aproveitamento do recurso solar por parte de um gerador fotovoltaico

A instalação de um sistema fotovoltaico é sempre um investimento relativamente avultado e, portanto, convém avaliar a quantidade de energia que este poderá vir a produzir. Para tal é necessário saber a energia normalmente necessária para alimentar a carga ao longo do dia (W_D), que é dada em Wh/dia. Calculam-se ainda dois fatores de correção, um que corresponde às perdas nos equipamentos e outro relativo ao número de horas com radiação solar superior a 1000 W/m^2 . [41]

O primeiro fator (K_1) contempla as perdas no inversor e na cablagem, este é dado pela seguinte expressão [41]:

$$K_1 = K_{cab} \times K_{inv} \quad (2.3)$$

Onde:

- K_{cab} – Representa, por assim dizer, o rendimento da cablagem e é dado pela subtração à unidade das perdas em percentagem a si associadas, como indica a expressão seguinte:

$$K_1 = 1 - P_{\text{Perdas nos condutores}} \quad (2.4)$$

- K_{inv} – Representa o rendimento do inversor.

A radiação solar incidente é a parte com maior impacto sobre a produção energética de um sistema solar fotovoltaico, o facto de não ser constante ao longo de todo o ano torna necessária definição de um fator que contemple esse acontecimento. Esse novo fator (K_2), representa o número de horas diárias equivalentes a uma radiação cujo valor padrão é 1000 W/m^2 . Normalmente este fator utiliza os dados de irradiação solar, que podem ser obtidos pelo *software* PVGIS, relativos aos vários meses do ano, em função da localização e do ângulo de incidência. Habitualmente opta-se por escolher os dados relativos a um mês de inverno com a menor irradiação incidente (dezembro, por exemplo), para que o sistema seja capaz de produzir a energia suficiente para os meses de inverno, mesmo ficando sobredimensionado para os restantes meses. Então, o valor de

K_2 é determinado com base na irradiação incidente no plano ótimo (H_{opt}), dado em Wh/m^2 , e é obtido pela seguinte expressão [41, 12]:

$$K_2(h) = \frac{H_{opt}}{1000 (Wh/m^2)} \quad (2.5)$$

Encontrados os valores de K_1 e K_2 pode-se avançar para o dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico.

2.3.2.4 Dimensionamento de um gerador fotovoltaico

Conhecendo então o valor consumo energético diário e os fatores referidos no ponto anterior, pode então determinar-se a potência recomendada do sistema FV a instalar [41]:

$$P_{FV} = \frac{W_D}{K_1 \times K_2} \quad (2.6)$$

Onde:

- P_{FV} – Potência do gerador fotovoltaico, em **W** ou W_p (*watt* de potência fotovoltaica);
- W_D – Consumo de diário, em **Ah**.

Este é um método genérico e superficial para o dimensionamento dos SFV, pois é preciso levar em conta a área disponível para instalação, custos de investimentos, rentabilidade prevista, entre outras condicionantes. Por vezes o dimensionamento é também feito de forma a aproveitar o maior espaço possível, para que assim se possa produzir o máximo de energia possível.

É ainda de referir que a potência instalada de um gerador fotovoltaico será sempre dada pelo somatório das potências dos módulos que dele fazem parte.

2.3.2.5 Montagem de um gerador fotovoltaico

A montagem do gerador fotovoltaico é feita com uma metodologia semelhante à do módulo FV, só que em vez células utilizam-se os módulos. O gerador fotovoltaico é descrito como tendo um determinado número de módulos em série, a essa série dá-se mais frequentemente o nome de *string* ou fileira (também utilizado por vários autores) e o gerador FV pode ter várias delas a funcionar em paralelo. As *strings* são ligadas a um barramento (ou diretamente ao inversor se for possível), em que injetam corrente e onde estabelecem uma tensão que determina assim o valor na entrada do inversor. A tensão das *strings* tem de ser aproximadamente igual em todas para que a tensão no barramento seja estável e não sejam criadas diferenças de potencial. A corrente numa *string* é definida pelo módulo com menor corrente, já a tensão com que cada uma se liga ao barramento será dada pela soma das tensões em cada um dos seus módulos. De seguida apresentam-se duas figuras com intuito de clarificar o que foi dito [8, 9]:

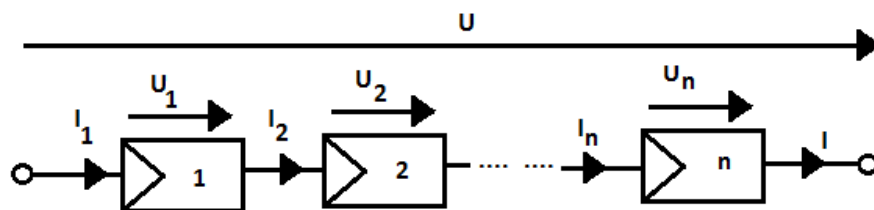


Figura 2.24: Módulos em série. [9]

A corrente de cada string soma-se no barramento, a tensão é aproximadamente igual em todas elas, estabelecendo assim a tensão na entrada do inversor:

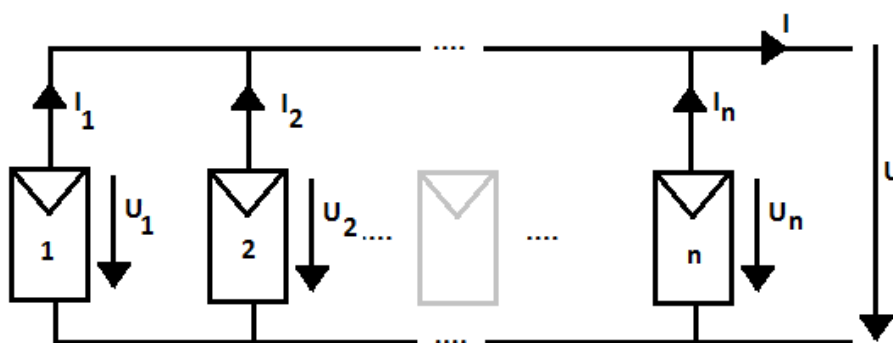


Figura 2.25: Módulos em paralelo. [9]

2.3.2.6 Distância entre módulos fotovoltaicos

O fenômeno designado de sombreamento prejudica não só a potencialidade energética de um sistema fotovoltaico como também coloca em causa o seu bom funcionamento e pode inclusive danificar o mesmo. Alguns dos sombreamentos não podem evitados, no entanto há outros podem e isso deve ser feito aquando da conceção do projeto para o sistema fotovoltaico. A colocação dos módulos FV deve ser feita por forma a minimizar o sombreamento que eles possam provocar uns nos outros, para tal deve ser definida uma distância entre fileiras que faça o melhor balanço possível entre o não sombreamento entre painéis e o aproveitamento da área de instalação [8, 9]. Tomando em atenção a figura 2.26:

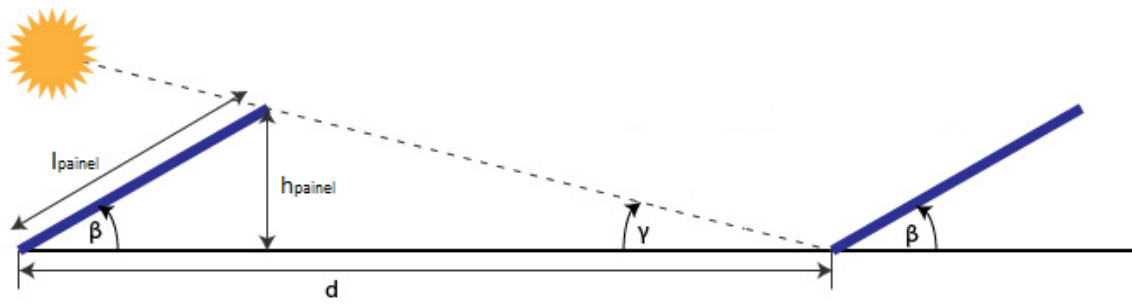


Figura 2.26: Esquema ilustrativo da distância entre painéis fotovoltaicos. [40]

Legenda da figura:

- d – Distância entre fileiras, em [m];
- h_{painel} – Distância na vertical desde a base até à lateral mais alta do painel, em [m];
- l_{painel} – Largura do painel FV, em [m];
- β – Inclinação do painel FV, em [°];
- γ – Ângulo de altura mínima do Sol que causa sombra no painel colocado posteriormente e que o projetista está disposto a tolerar, em [°].

A distância entre as fileiras deve ser, então, definida pela seguinte expressão [8, 9]:

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin \gamma} \quad (2.7)$$

Caso se opte por minimizar as perdas por sombreamento provocadas por outros módulo fotovoltaicos, pode optar-se pela seguinte expressão [8, 9]:

$$d = 3,5 \times h \quad (2.8)$$

Se o objetivo for a obtenção de um melhor aproveitamento da área para instalação, pode optar-se por utilizar [8, 9]:

$$d = 2,25 \times b \quad (2.9)$$

A preferência por um espetro temporal diário mais alargado sem sombreamento em detrimento de um espaçamento superior entre painéis nem sempre é a melhor opção, dependerá da altura do ano que se pretende um melhor rendimento do sistema de geração fotovoltaico.

2.3.3 Inversores

Como o próprio nome indica, o inversor fotovoltaico (ou conversor DC/AC) permite estabelecer a ligação entre o sistema de geração FV (DC) e uma determinada carga (AC). No caso do SFV

estar inserido numa instalação de utilização ligada à rede elétrica pública, é necessário que o inversor permita um ajustamento de modo a que a sua frequência e nível de tensão sejam iguais aos da rede. Na figura 2.27 apresenta-se um esquema genérico da utilização de um inversor [8, 6, 9]:

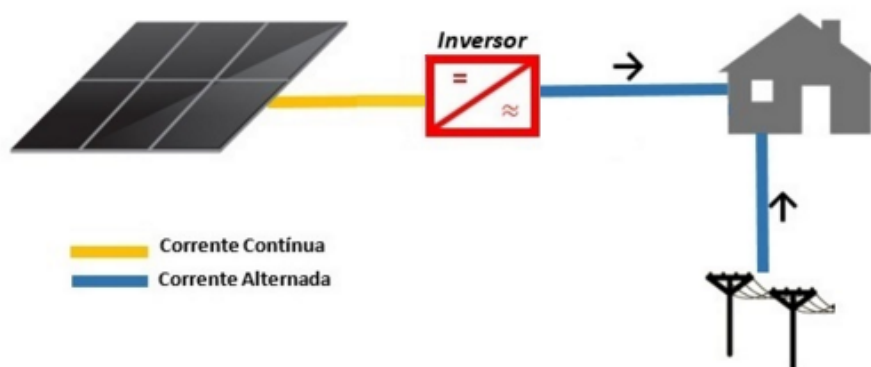


Figura 2.27: Esquema genérico de ligação do inversor. Adaptado de [42].

Atualmente os inversores para este tipo de sistemas estão divididos em duas categorias, aqueles que estão destinados a fazer ligações à rede (inversores de rede) e os destinados a funcionar autonomamente (inversores autocontrolados). Os inversores de rede são ligados diretamente a esta ou então através do circuito elétrico da instalação de utilização em que estão inseridos, injetando a energia que lhes é fornecida pelo gerador fotovoltaico. Já os inversores autocontrolados são indicados para funcionar em sistemas isolados, embora também possam ser ligados à rede. [6, 8, 9]:

Os inversores devem funcionar no ponto correspondente à potência de pico do SFV (MPP – *Maximum Power Point*) naquele momento, por forma a injetarem o maior valor de energia possível. Como o MPP varia com as condições meteorológicas, os inversores são ainda dotados de um sistema que permite determinar e otimizar esse valor para que se possa obter uma maior potência de saída. [6, 8].

Atualmente os inversores para os SFV permitem, para além conversão da energia DC em AC e do rastreio do MPP, registar dados de operação e proteger o sistema contra sobrecargas, sobretensões, inversões de polaridade e protegem ainda a interligação com a rede. [6, 8]

2.3.3.1 Ligação do inversor

Existem várias modos possíveis de fazer a ligação dos módulos fotovoltaicos aos inversores, sendo elas [8, 9]:

- Inversor central – É a solução mais barata porque utiliza apenas os inversores (cada um com determinado número de MPP's) necessários para receber todas as *strings*;
- Mestre-Escravo – Existe um ou mais inversores de reserva que entram em funcionamento quando o principal sai de serviço;

- Inversores de fileira (*string inverters*) – É colocado um inversor por cada string, o que não é muito dispendioso, é simples e permite uma boa otimização;
- Inversores/módulos integrados – Cada módulo tem o seu próprio inversor, o que permite uma melhor seletividade e otimização do MPP;
- Inversores de equipa – A energia produzida pelo gerador FV é dividido pelo número de inversores que lá estiverem ligados.

2.3.3.2 Escolha do inversor

A escolha do inversor é feita de acordo com as características do SFV e nível de fiabilidade que se pretende. Por vezes, utilizam-se inversores de menor potência em detrimento de um de maior potência para que essa fiabilidade aumente. Normalmente o inversor é utilizado abaixo da sua potência máxima, mas tem a capacidade de aguentar sobrecargas na ordem dos 20%. A potência do inversor deve ser escolhida de acordo com a seguinte expressão [9]:

$$0,7 \times P_{FV} < P_{INV} < 1,2 \times P_{FV} \quad (2.10)$$

Onde:

- P_{FV} – Potência do sistema fotovoltaico;
- P_{INV} – Potência do inversor.

Relativamente ao rendimento do inversor, este é dada por [9]:

$$\eta = \frac{\text{Potência de saída efetiva, } P_{AC}}{\text{Potência de entrada efetiva, } P_{DC}} \quad (2.11)$$

2.3.4 Díodos de derivação e de bloqueio (Sombreamento)

O efeito de sombreamento é um dos problemas a que os SFV estão mais frequentemente sujeitos, acontece quando algum objeto impede parcial ou totalmente a incidência da radiação solar no gerador FV. Nuvens, construções, grandes quantidades de poeiras ramos e folhas de árvores são alguns dos principais agentes responsáveis por este problema. Os sombreamentos podem atuar sobre o sistema de geração fotovoltaica de duas formas [8, 9, 40]:

- Sombreamento os módulos em série numa string – Neste caso a tensão da *string* sofre um abaixamento, dependente do número de módulos sombreados, mas a corrente mantém-se constante.
- Sombreamento os módulos em strings paralelas – Desta vez é a corrente que sofre um decréscimo no seu valor, no entanto o nível de tensão é mantido.

Os díodos de bloqueio (*blocking diodes*) são utilizados para proteção do SFV, estes atuam quando a tensão numa *string* desce, o que pode acontecer devido a problemas no módulo solar, nos condutores, mas principalmente por causa do efeito de sombreamento. Quando se dá o decréscimo da tensão, a *string* em que isso acontece passa a funcionar como uma carga e absorve alguma da corrente produzida pelas outras. É para evitar esse fenómeno que existem os díodos de bloqueio, que perante esta situação retiram a *string* de serviço. [8, 9, 40]

Os díodos de passo (*bypass diodes* ou díodos de derivação) atuam para proteção das células FV, estando colocados no interior do módulo, nomeadamente inseridos de 12 em 12 células e/ou nos terminais do módulo. Quando as células estão sombreadas podem sofrer um aquecimento porque tendem a ficar contra polarizadas e conduzir a corrente em sentido contrário, aí atuam os díodos de passo porque ficam corretamente polarizados e têm uma resistência inferior à da célula, passando a desviar essa corrente da célula solar (através de uma derivação) e assim protegendo-a. [8, 9]

2.3.5 Armazenamento de energia

Serão agora referidas e caracterizadas brevemente as tecnologias de armazenamento mais conhecidas e que podem ser mais facilmente aplicadas ao sistema fotovoltaico, sendo ainda indicado o custo de investimento em termos energéticos e o tempo de vida esperado (no formato [€/kWh; anos]), [43, 44, 45]:

- Supercondensadores – Consiste em duas placas condutoras, separadas por uma camada dielétrica, em que uma é carregada pela energia DC e induz na outra uma carga com sinal contrário, armazenando assim cargas elétricas positivas e negativas [300-4000 €/kWh; > 20 anos];
- Supercondutores magnéticos (*Superconducting magnetic energy storage* ou SMES) – A corrente DC ao passar por uma bobina supercondutora, de dimensão considerável, cria um campo magnético onde a energia é armazenada. [700-7000 €/kWh; 20 anos];
- Baterias Convencionais (*Battery Energy Storage System* ou BESS) – Este tipo de baterias utilizadas para armazenamento de energia, são a tecnologia mais estudada. Estas são constituídas por células eletroquímicas conectadas entre si em série ou paralelo, de acordo com o sistema em que serão integradas, permitindo assim a acumulação de eletricidade na forma de energia química. Os tipos de baterias convencionais analisadas são:
 - Baterias Chumbo-Ácido (LA) → São a mais velha tecnologia nesta área e muito utilizadas nos dias que correm, por serem de baixo custo, representando cerca de 90% dos sistemas. Porém têm um curto período de vida, exigem uma manutenção mais frequente, para além de que o seu fabrico não é “amigo do ambiente”. Este tipo de baterias normalmente é destinado para aplicações a uma escala pequena ou média. [50-300 €/kWh; 3 – 15 anos];

- Baterias Níquel-Cádmio (NiCd) → São ligeiramente mais recentes que as anteriormente faladas, no entanto é também uma tecnologia com uma maturidade considerável. Normalmente são utilizadas em aplicações de pequena potência, isto porque têm um tempo de vida útil elevado e são fiáveis, mas também esta tem uma elevada toxicidade para o ambiente e o seu preço é elevado face a outros tipos de baterias. **[200-1000 €/kWh; 15 – 20 anos];**
- Baterias Enxofre-Sódio (NaS) → São uma tecnologia ainda em desenvolvimento e poderão vir a ser utilizadas para complementar os sistemas de produção de energia que utilizem fontes intermitentes. Têm um período de vida razoável, uma boa capacidade de resposta e, ao contrário dos dois tipos de baterias anteriormente falados, esta é constituída por 99% de matérias recicláveis, além do seu processo de fabrico não prejudicar o meio ambiente. Infelizmente este tipo de baterias exige um elevado custo de investimento e o seu funcionamento exige que o sistema seja mantido a uma alta temperatura (para facilitar o processo de carga e descarga da bateria). **[200-900 €/kWh; 10 – 15 anos];**
- Baterias Iões de Lítio (Li-ion) → Este tipo de baterias começou a ser desenvolvido há cerca de 50 anos e a sua importância foi aumentando rapidamente por culpa dos dispositivos móveis. A sua elevada eficiência e densidade energética são as suas principais vantagens, no entanto, o custo de investimento continua a ser o principal entravo desta tecnologia. **[200-1800 €/kWh; 5 – 15 anos];**
- Baterias de fluxo regenerativo – Neste tipo de baterias o eletrólito é constituído por componentes químicos eletricamente ativos, estes, ao passarem por uma célula eletroquímica são transformados em eletricidade. São baterias que não sofrem de auto descarga ao longo do tempo e o período de vida útil é elevado. Exige um investimento considerável e embora a sua manutenção seja simples, é também dispendiosa. Analise-se então os tipos de baterias de fluxo regenerativo existentes:
 - Baterias de fluxo regenerativo de vanádio (VRB) → Como o próprio nome indica, este tipo de baterias utiliza iões de vanádio, com eles é possível capturar energia potencial química armazenando-a. Podem complementar os sistemas de produção renovável porque a sua capacidade de resposta é rápida, além disso são baterias bastante eficientes, com elevado tempo de vida útil. Tal como já foi dito, os custos associados a este tipo de equipamentos são elevados, o que é um aspeto negativo para quem pensa investir neles. **[100-1000 €/kWh; 5 – 20 anos];**
 - Baterias de fluxo regenerativo de Bromo-Zinco (ZnBr) → As baterias ZnBr fazem o armazenamento da energia a partir da acumulação de zinco no ânodo, assim a sua capacidade de armazenamento depende maioritariamente da área à superfície dos eletrodos. Embora o custo inicial e de manutenção sejam inferiores, comparativamente

às outras baterias de fluxo regenerativo, esta tem desvantagens ao nível do período de vida e eficiência energética. [100-700 €/kWh; 5 – 10 anos];

2.3.5.1 Dimensionamento de baterias de acumuladores

O dimensionamento de baterias exige conhecimento sobre os seus principais parâmetros, sendo eles [41]:

- C_{BAT} – Capacidade da bateria, em [Ah];
- V_{N-BAT} – Tensão nominal da bateria, em [V];
- $K_{DESC-BAT}$ – Profundidade de descarga máxima da bateria;
- K_{BAT} – Eficiência energética da bateria.

O valor da capacidade de baterias de acumuladores, em Ah, que deve ser instalado é dado pela seguinte expressão [41]:

$$C_{BAT} = \frac{W_D \times N_D}{K_{DESC-BAT} \times K_{BAT}} \quad (2.12)$$

Legenda:

- W_D – Consumo diário, em [Ah];
- N_D – Número de dias de reserva de carga.

2.3.6 Reguladores de carga

Estes controladores de carga são utilizados para otimizar o processo de carregamento dos sistemas de armazenamento de energia, protegendo assim as baterias contra sobrecargas ou descargas excessivas. Uma carga acima do suportável pela bateria pode levar a um aquecimento do eletrólito, podendo inclusivamente chegar à gaseificação. Quando o oposto acontece, descarga excessiva, este poderá originar uma sulfatação e estratificação do mesmo. Os controladores de carga podem ser divididos em três tipos, reguladores série, *shunt* e MPP. [8, 9]

Para que se dê o carregamento das baterias é necessário que a tensão nominal do gerador FV seja superior à tensão nos terminais da bateria, o que implica a necessidade de levar em consideração as perdas energéticas e o fator temperatura que condiciona o valor da tensão dos módulos FV. No caso de elevadas temperaturas nos painéis solares FV a tensão vai diminuir e poderá ser insuficiente para que proceda ao carregamento das baterias, no caso de serem baixas a sua tensão poderá ultrapassar o limite máximo da tensão de carga da bateria. [8, 9]

Os reguladores de carga, para além de otimizarem o carregamento do acumulador e o protegerem contra efeitos que possam colocar em causa o seu bom funcionamento, permitem ainda observar o nível de carga disponível e detetar problemas que este possa ter. [8, 9]

O dimensionamento destes equipamentos é feito com base no número de strings em paralelo, número de módulos por cada uma delas e a corrente nominal do módulo [8, 9]:

$$I_{MAX.DC} = I_{MPP} \times N_{MS} \times N_s \quad (2.13)$$

Legenda:

- $I_{MAX.DC}$ – Corrente máxima DC do gerador FV, em [A];
- I_{MPP} – Corrente nominal do módulo, em [A];
- N_{MS} – Número de módulos por string;
- N_s – Número de strings.

2.3.7 Estruturas de suporte para módulos fotovoltaicos e sua montagem

As estruturas de suporte para módulos FV têm o intuito de permitirem que estes possam ser aplicados no solo, nas fachadas e telhados. Quando se pretende que a instalação seja feita no chão, as principais vantagens são a facilidade de montagem e manutenção, no entanto os módulos ficam mais sujeitos a sombreamentos, por essa razão às vezes são colocados em mastros metálicos (com ou sem sistema de seguimento solar). Esta segunda é mais dispendiosa, limita a potência que pode ser instalada e a estrutura fica mais sujeita à força do vento, mas o rendimento da instalação é superior e fica menos sujeita a atos de vandalismo. Ao integrar os módulos FV na fachada de um edifício, o espaço é melhor aproveitado, no entanto as perdas são superiores devido à orientação da fachada. Relativamente aos telhados, a sua dificuldade de instalação e aproveitamento de espaço dependerá da inclinação do mesmo e da forma como está construído. [8, 9]

A implementação de sistemas fotovoltaicos em edifícios pode ser feita de uma das seguintes formas [8, 9]:

- Montados ou integrados nos telhados (inclinados);
- Montados ou integrados em coberturas planas;
- Montados ou integrados em fachadas.

Algumas das tecnologias associadas, para integração dos equipamentos na estrutura dos edifícios, são os vidros estruturais, a tecnologia conhecida por *shadow-voltaic* e as telhas FV. Este tipo de instalação tem a vantagem de poder ser integrado no projeto arquitetónico e de construção do edifício. No entanto, acarreta desvantagens em termos de rendimento, devido aos ângulos de inclinação e orientação que várias vezes não são os ideais, e às dificuldades de arrefecimento dos módulos FV e além disso, a montagem da instalação é mais complexa. [8, 9]

No hemisfério Norte a orientação dos módulos FV estáticos deve ser feita para Sul, aproveitando melhor a radiação solar (como ilustrado na figura 2.8). Relativamente à inclinação, esta

variará de acordo com o valor de latitude onde se localiza a instalação e com as intenções do detentor do SFV, podendo este ser destinado a [8, 9]:

- Funcionar isoladamente – Neste caso deve ser garantida uma produção considerável também durante os meses de inverno, para tal recomenda-se uma inclinação cerca de 20° superior ao valor de latitude em que a instalação se encontra;
- Sistemas ligados à rede – Nomeadamente se for para venda da energia produzida, em que se pretende obter uma maior produção de energia elétrica (o que acontece durante os meses de verão), utiliza-se uma inclinação cerca de 10° inferior ao valor de latitude em que a instalação se encontra.

A fixação das estruturas que servem de suporte a painéis solares fotovoltaicos inclinados deve ser feita de forma a que estas sejam capazes de suportar a força que o vento exercerá sobre eles, tal como indica a figura 2.28 [8, 9]:

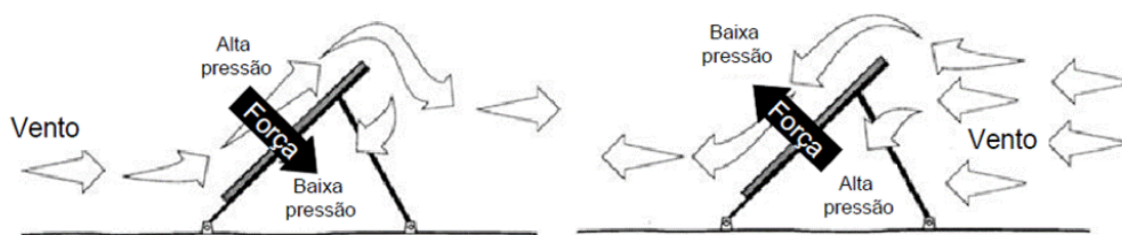


Figura 2.28: Zonas de pressão provocadas pela força do vento. [9]

Os sistemas de seguimento solar podem ser de três tipos: eixo vertical, eixo inclinado e de duplo eixo. Este tipo de estruturas compensa em termos de rendimento do sistema solar fotovoltaico, no entanto exige uma manutenção mais frequente e especializada, daí normalmente ser utilizado apenas em instalações de maior dimensão. Também neste caso as estruturas estarão sujeitas à força do vento e, portanto, sujeita a danos. Para prevenir isso existem já sistemas que adaptam a posição da estrutura quando a intensidade do vento começar a colocar em risco a integridade da estrutura.

2.3.8 Outros equipamentos

Os sistemas fotovoltaicos são ainda constituídos por outros equipamentos, além dos falados nas outras subsecções, os quais são enunciados e definidos brevemente já de seguida [8, 9]:

- Caixa de junção geral – Esta caixa irá alojar os terminais do gerador FV, os seus aparelhos de corte e muitas vezes também descarregadores de sobre tensões (DST). Por vezes, são ainda colocados no seu interior os fusíveis de fileiras, díodos de bloqueio de fileiras e o interruptor principal DC. Deverá ter uma proteção de classe II e, quanto esta é posicionada no exterior da instalação, uma proteção mínima IP 54;

- Caixa de junção de módulos – Colocada para que se possa fazer a ligação entre módulos, também nesta a proteção deve ser de classe II e exige uma proteção mínima IP 54;
- Disjuntores térmicos e disjuntores diferenciais – Utilizados para proteção do sistema contra sobrecargas, e, no caso do segundo aparelho, proteção em caso de falhas de isolamento, pois estes aparelhos são sensíveis à corrente residual-diferencial;
- Fusíveis – Colocados um por fileira e são utilizados para proteção do gerador FV correntes de curto-circuito e sobrecargas;
- Cabos – Os cabos devem ser corretamente dimensionados, tendo em conta a corrente a que vão estar sujeitos, quer seja nos circuitos DC, cabos a montante do inversor (cabos que interligam os módulos ou a *string*), quer nos circuitos AC, que fazem a ligação à instalação elétrica ou à rede;
- Interruptor principal DC – Este é colocado entre o gerador fotovoltaico e o inversor, normalmente é utilizado em caso de avaria, necessidade de efetuar reparações ou manutenções;
- Aparelhos de medida – Para contabilizar a energia produzida pelo sistema fotovoltaica;
- Outro material da instalação – Refere-se a todo o material que pode ser utilizado na fixação de estruturas e cabos.

2.4 Impacto da acumulação de poeiras no gerador fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos exigem alguma manutenção, e manter os painéis limpos é dos cuidados mais importantes e simples a ter. A limpeza dos módulos FV é muitas vezes descorada por não se achar que causa um impacto relevante no seu rendimento e/ou o pode vir a danificar. Embora ajude, a precipitação não é suficiente para manter um módulo limpo todo o ano, até porque, nas alturas mais secas haverá mais poeira no ar e a chuva não caíra frequentemente. [8, 40]

A sujidade pode danificar o painel na medida em que pode cobrir algumas células (problema semelhante ao originado pelos sombreamentos), mas principalmente por originar pontos quentes (*hot-spots*). Estes podem ser observados na imagem de uma câmara com infravermelhos [46]:

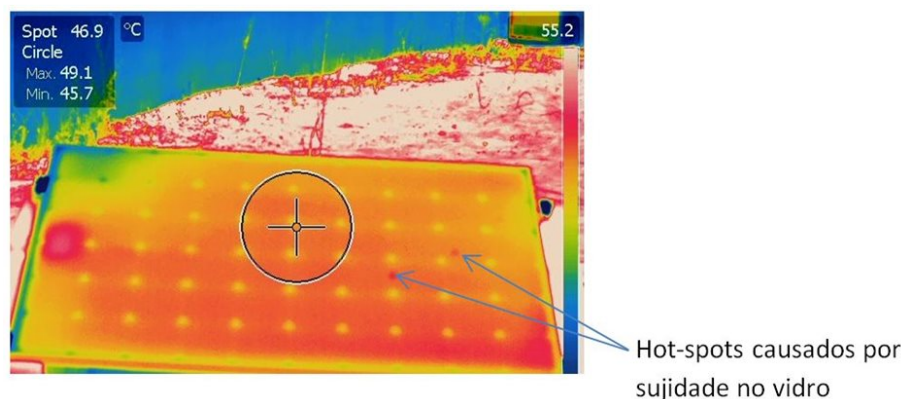


Figura 2.29: *Hot-spots* criados pela acumulação de poeiras no módulo fotovoltaico. [46]

Naturalmente, quando o painel solar fotovoltaico está sujo a sua produção diminui porque a radiação que este capta é limitada. O artigo “*Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance*”, publicado pela editora Elsevier, indica que, face aos valores de produção obtidos em condições ditas “normais”, existe um decréscimo na produção do painel com a sujidade acumulada na ordem dos 4% a 5%. Estes dados referem-se a um ensaio feito no exterior, sobre radiação solar idêntica, com recurso a dois painéis de performances equivalentes, mas em que um deles estava livre de sujidade e o outro não. Embora seja uma pequena percentagem, em centrais fotovoltaicas de maior potência pode ter um impacto considerável. [47]

No entanto nem todas as tecnologias fotovoltaicas são afetadas da mesma forma, como por exemplo, os sistemas solares fotovoltaicos de concentração, que funcionam basicamente apenas com a radiação solar direta, podem ver os seus rendimentos diminuídos em mais de 20%. [48]

2.5 Tecnologias de conversão

O sistema fotovoltaico é genericamente constituído por módulos baseados num material semicondutor, sistema de suporte e proteção, cablagem, inversor DC/AC, bateria regulador de carga, entre outros. Nesta secção pretende-se fazer a descrição das tecnologias aplicadas aos módulos fotovoltaicos, tecnologias essas que permitem a conversão da radiação solar em energia elétrica, atualmente são divididas em quatro categorias (gerações) [6, 9]:

- Primeira geração – Refere-se às células de silício (Si) cristalino que representam cerca de 90% do mercado atual;
- Segunda geração – Baseada na tecnologia de filmes finos, faz um melhor aproveitamento da matéria prima, que representa cerca de 10% do mercado atual;
- Terceira geração – Envolve as novas tecnologias FV, que ainda estão em desenvolvimento, tais como nanotecnologias para criação de células flexíveis e outras voltadas para um melhor aproveitamento do espectro solar;

- Quarta geração – Tecnologia fotovoltaica de concentração.

Aprofundar-se-á de seguida um pouco mais o estudo destas tecnologias.

2.5.1 Primeira geração

O processo de desenvolvimento de um gerador fotovoltaico com base em células de silício cristalino pode ser resumido de forma muito simples pela figura 2.30:



Figura 2.30: Desenvolvimento de um sistema fotovoltaico genérico. [49]

O silício é das matérias-primas mais abundantes na superfície terrestre, tornando-o praticamente inesgotável, e é um dos constituintes da areia sílica. Daí é extraído e purificado até ao nível necessário, depois é fundido e transformado em lingotes, de seguida é cortado por forma a ficar com uma espessura de cerca de 300 microns (μm), que posteriormente ainda é prensada para diminuir mais ainda a sua espessura. Após esse processo surge, então, a bolacha de silício que depois é dopada com boro ou fósforo, dependendo se o seu destino for tornar-se uma camada do tipo p ou do tipo n, respetivamente. De seguida é adicionada uma outra bolacha do tipo oposto para que assim seja criada a junção p-n. Para terminar o fabrico da célula é ainda necessário adicionar os seus terminais, um contacto metálico superior e outro inferior. [6, 9, 49]

Esta é a tecnologia com mais maturidade nesta área e ainda é considerada eficiente, tendo rendimentos na ordem dos 11% a 16% (mais de metade do rendimento teórico), daí ainda ser utilizada em praticamente todas as soluções para conversão de energia solar. Dentro das tecnologias de primeira geração destacam-se três principais tipos [6, 9]:

- Silício monocristalino – Na sua criação é utilizado um lingote obtido a partir de um monocristal de silício puro, em 2015 esta tecnologia representava cerca de 30% do mercado. Dentro desta geração é a tecnologia mais eficiente na conversão de energia.
- Silício policristalino – Neste caso o lingote utilizado é constituído por múltiplos cristais, a sua produção é mais barata em cerca de 20%, porque não precisa de utilizar um monocristal de silício puro, mas o seu rendimento é ligeiramente menor, isso acontece devido às

descontinuidades da estrutura molecular. É o tipo de tecnologia mais utilizada no mercado, ocupando cerca de 60% do mesmo.

- Silício em fita – Desenvolvida com base no silício policristalino que depois transformado em monocristais através do seu alongamento, criando assim uma fita. As perdas no corte das bolachas são reduzidas para cerca de metade, no entanto o monocristal obtido é de menor qualidade que o feito com base no silício puro, esta solução tem pouca relevância no mercado.

2.5.2 Segunda geração

Esta fase surge como uma forma de inovar a tecnologia de fabrico dos módulos fotovoltaicos porque o processo de purificação do silício é muito dispendioso, exigindo muita energia para ser realizado. A segunda geração, também conhecida como geração de filmes finos (*thin films*), utiliza um processo que faz melhor uso do material semicondutor, porque utiliza espessuras na ordem das poucas unidades de micrómetro em detrimento das centenas usadas na geração precedente para conversão da radiação solar. [6, 9]

A fina camada semicondutora é depositada num substrato que normalmente é o vidro, mas também pode ser metal ou plástico, a deposição é feita através de processos de vaporização, banhos eletrolíticos e deposição catódica (*sputtering*). A poupança no custo de fabrico advém não só da menor quantidade de material utilizado, mas também da redução dos gastos energéticos porque os materiais usados para a produção das células de filmes finos exigem temperaturas na ordem dos 200°C e os 500°C, enquanto que para as células de silício cristalino podem ter de ser atingidas temperaturas na ordem dos 1500°C. Os materiais semicondutores mais frequentemente aplicados na produção de módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos são os seguintes [6, 9]:

- Telureto de Cádmio (CdTe) – É a tecnologia de filmes finos mais utilizada no mercado, os seus rendimentos rondam uns razoáveis 10%, atingindo os 16% em laboratório, e têm um custo relativamente mais baixo. Embora o custo de produção seja baixo, o Telúrio é um elemento raro e o Cádmio acarreta riscos ambientais, o que pode ser atenuado com a utilização de programas de reciclagem de materiais. Para o fabrico destas células a deposição deve ser feita por vaporização em vácuo ou pulverização catódica;
- Silício Amorfo (a-Si) – Foi das primeiras tecnologias a ser exploradas para a produção de células fotovoltaicas de filmes finos, baseada em silício sem estrutura cristalina (amorfo), sendo as suas principais vantagens são a pouca energia e material consumidos, no entanto o seu rendimento é baixo, cerca de 6% em regime estabilizado. Aquando da sua instalação o rendimento é aproximadamente 11% mas, mesmo durante o seu tempo de vida útil e mais precisamente nos primeiros 6 a 12 meses, sofre uma degradação considerável, até atingir o referido regime estável. A degradação é provocada principalmente pela própria radiação solar. Devido a esse fraco rendimento é necessária a ocupação de áreas maiores, com consequente maior gasto em cablagem e estruturas de suporte, para que a produção

seja a mesma que a de outras tecnologias. Relativamente ao processo de fabrico, como o silício amorfo não apresenta estrutura cristalina, contém defeitos estruturais e necessita que lhe seja adicionado uma determinada quantidade de hidrogénio para que este possa ser utilizado na criação de células fotovoltaicas. A deposição do silício amorfo hidrogeneizado no substrato é normalmente feito por pulverização catódica;

- Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS) – Os semicondutores desta tecnologia são feitos com base em calcopirite (cobre, índio, gálio e selénio), sendo a sua principal vantagem o rendimento de aproximadamente 12%, em laboratório já se atingiram os 20%, que a torna como a segunda tecnologia de filmes finos mais eficiente. Outro ponto positivo é o facto dos seus constituintes não se degradarem com a luz sol e não poluírem o ambiente. No entanto esses materiais são limitados, principalmente o Índio, o que aliado a um elevado grau de complexidade para formar a película semicondutora tornam o custo de fabrico elevado.

Existem ainda outras tecnologias de filmes finos, algumas das quais associadas às anteriores, e que ainda são pouco utilizadas, mas algumas ainda estão em desenvolvimento, tais como [6, 9]:

- Associadas ao silício amorfo:
 - Silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$) – Surgiu como um melhoramento à tecnologia de silício amorfo, diminuindo a sua deterioração, mantendo assim o rendimento inicial, continuando com um baixo custo de produção. O nome silício microcristalino é dado devido à sua nova microestrutura se situar entre o amorfo e o cristalino, sendo esta estrutura obtida através da diluição do silício amorfo em hidrogénio. No entanto, o fabrico deste tipo de células está condicionado porque a sua produção inclui o processo PECVD (*Plasma-Enhanced Chemical Vapour Deposition*), que é bastante complexo e difícil de desenvolver industrialmente;
 - Silício microamorfo ($\mu\text{a-Si}$) – Esta tecnologia ainda recente, utiliza células de silício amorfo e microcristalino para que se faça um melhor aproveitamento do espectro solar. O bom rendimento estabilizado, na casa dos 11%, torna esta tecnologia é bastante promissora.
- Associada ao CIGS:
 - Disseleneto de Cobre-Índio (CIS) – É uma evolução recente da tecnologia CIGS, tendo com principal vantagem o elevado rendimento na ordem dos 17%, ultrapassando-a em termos de eficiência. No entanto, ainda tem problemas associados ao seu processo de fabrico.
- Arsenieto de gálio (GaAs) – Este tipo de células fotovoltaicas é produzida para utilizações específicas, como aplicações espaciais e sistemas de concentração, porque aí convém que o rendimento seja elevado e esta tecnologia consegue atingir o valor de 30% de aproveitamento da energia solar. Como é natural, a este elevado valor de eficiência corresponde também um elevado custo;

- Células de silício em vidro (CSG) – Esta tecnologia utiliza gás silano, este é depositado no substrato, o vidro, formando uma camada com uma espessura inferior a $2\ \mu\text{m}$, de seguida é cristalizada através de um processo de aquecimento. O seu rendimento situa em torno dos 8% e a sua comercialização ainda se encontra limitada.

Em relação às outras tecnologias, as células de filme fino permitem um melhor aproveitamento da radiação difusa e em casos de baixa radiação direta. Normalmente suportam melhor o aumento da temperatura, ou seja, o seu rendimento não é afetado comparativamente a outras tecnologias. Além disso tem ainda uma boa tolerância ao sombreamento. O investimento para desenvolvimento da tecnologia de filmes finos tem vindo a aumentar nos últimos anos, isto acontece devido à sua enorme potencialidade de redução de custos e elevada automatização de produção, no entanto ainda é uma tecnologia pouco utilizada no mercado e sua eficiência de conversão ainda deixa algo a desejar comparativamente às células de silício cristalino [6, 9].

2.5.3 Terceira geração

Esta geração engloba as tecnologias emergentes de filmes finos que ainda estão numa fase inicial da sua exploração e as quais se tem uma boa perspetiva de evolução. Dessas tecnologias destacam-se [6, 9, 49, 50, 51]:

- Células orgânicas – A célula é criada a partir de semicondutores feitos de compostos orgânicos, que substituem a junção p-n. A sua principal vantagem é o seu baixo custo de fabrico (inferior a $0,5\ \text{€/W}$), a desvantagem prende-se com um baixo rendimento na ordem dos 7%, mas que pode atingir os 10% a 15%;
- Células sensibilizadas por corante (Células de Gratzel) – A célula de Gratzel é constituída por um semicondutor de dióxido de titânio (TiO_2) que, ao ser-lhe adicionado um corante orgânico, adquire a possibilidade captar a luz solar, processo semelhante ao utilizado pelas plantas para realizar fotossíntese, na medida em que usam a clorofila para captar essa energia. A principal vantagem é o seu processo de fabrico barato, no entanto este ainda tem alguns problemas;
- Termofotovoltaico – A radiação solar é convertida em primeiro lugar para calor, aquecendo um determinado elemento que seja capaz de captar uma maior gama de comprimentos de onda (normalmente usa-se o antimoneto de gálio), este que posteriormente irradia maioritariamente na zona do infravermelho para uma célula fotovoltaica, que assim produzirá energia elétrica;
- Nanoantenas – Tecnologia ainda numa fase experimental, mas com grande potencialidade, pretende-se que esta seja capaz de captar a radiação solar durante o dia e a radiação terrestre durante a noite. As células fotovoltaicas seriam constituídas por nanoantenas, o seu fabrico não utiliza silício e pode atingir uma eficiência na ordem dos 80%, o seu maior problema está nos efeitos de ressonância.

2.5.4 Quarta geração

Esta geração refere-se aos sistemas de concentração para produção de energia elétrica, que por sua vez se divide em duas categorias, termoeletricos e fotovoltaicos.

2.5.4.1 Sistemas solares termoeletricos de concentração

Os sistemas solares termoeletricos de concentração utilizam a radiação solar para o aquecimento de um fluido, este atingirá altas temperaturas até passar ao estado gasoso, ao expandir-se fará girar uma turbina a vapor que se encontra acoplada a um gerador para assim produzir energia elétrica. Este processo de produção de energia assemelha-se ao de uma central termoeletrica, mas a fonte de energia neste caso é renovável, o que implica que não tem um custo de aquisição de energia primária associado, não provoca diretamente poluição e é praticamente inesgotável. O processo de concentração da irradiação solar pode ser feito através de lentes ou espelhos, que permite ter uma relação de concentração entre 25 e 3000 vezes superior à normal (em alguns autores a relação de concentração, número de vezes que a radiação aumentou comparativamente à normal, é definida como sendo o número de “sóis”). [6]

As suas principais desvantagens são o custo de investimento elevado e um rendimento de conversão ainda baixo. Além disso os sistemas solares de concentração funcionam essencialmente com irradiação solar direta, daí recomendar-se que este tipo de instalações só seja feito em locais onde o valor da irradiação solar direta anual ultrapasse os 2000 kWh/m². Necessitam também de um sistema de seguimento solar para que o valor da radiação solar direta captada seja o maior possível [6].

Das tecnologias associadas a sistemas solares termoeletricos de concentração destacam-se [6, 9]:

- Sistemas de canal parabólico (*parabolic trough*) – Neste momento é a tecnologia mais avançada nesta área, existindo já várias centrais em Espanha com potências instaladas até aos 100 MW. O rendimento deste tipo de sistemas situa-se normalmente entre os 10% e os 15%. O seu processo de funcionamento pode ser genericamente descrito na seguinte sequência:
 - Espelhos retangulares curvados em forma de parábola, com sistema de seguimento em 1 eixo, redirecionam a radiação solar para um “tubo recetor”;
 - O fluido existente dentro do tubo irá aquecer;
 - Este gerará vapor num permutador de calor;
 - Vapor esse que fará rodar uma turbina acoplada a um gerador elétrico, produzindo assim eletricidade.
- Sistemas de canal de Fresnel – Ainda pouco utilizado, este é como uma versão mais simples do sistema de canal parabólico. Mais simples na medida em que os espelhos não requerem curvaturas com grande precisão e o fluido que circula no “tubo recetor” é água que posteriormente evaporará fazendo atuar diretamente o grupo turbina-gerador. Além de mais simples

este processo é também mais barato, no entanto o seu rendimento é inferior, atingindo um máximo que se situa entre os 9% e os 11%;

- Sistemas de disco parabólico (*Parabolic dish*) – Ao contrário dos dois sistemas anteriores em que a radiação solar era orientada para um “tubo recetor”, aqui é toda focado num ponto recetor. A radiação solar aquece o recetor, que contém um fluido ou gás, até a uma temperatura de aproximadamente 750°C, quase o dobro da atingida pelas tecnologias anteriores. Após o fluido passar ao estado gasoso é entregue a um motor de Stirling para produção de energia elétrica. Apresenta um rendimento entre 16% a 18%, o que é um ponto bastante positivo, no entanto, a potência que este pode produzir é baixa e os custos de fabrico elevados.
- Sistemas de torre solar (*Central receiver*) – Este tipo de sistema consiste em direccionar a radiação solar para um permutador de calor situado no topo da torre (recetor), a chamada torre solar. A principal vantagem desta tecnologia é a possibilidade produzir mesmo nas horas em que não há Sol (se existir reserva de sal quente), a sua eficiência equivale a um razoável valor de 10%, tendo já chegado a atingir 20%. As desvantagens prendem-se com o complexo sistema de seguimento a dois eixos, a necessidade de contruir uma torre e as dificuldades técnicas associadas ao permutador. A sequência de funcionamento deste sistema pode ser genericamente descrita da seguinte forma:
 - Espelhos, com sistema de seguimento em duplo eixo, redireccionam a radiação solar para o permutador solar colocado no topo da torre;
 - O fluido, sal líquido, ao chegar ao recetor sofre um processo de aquecimento e depois é armazenado no chamado tanque “quente”;
 - Daí é enviado para um sistema de geração de vapor, vapor esse que fica sobreaquecido e permite o funcionamento de uma turbina acoplada a um gerador para produção de energia elétrica;
 - Depois de passar a turbina a vapor, o sal vai para o tanque “frio” que posteriormente o reenvia para o recetor, criando assim um ciclo.

2.5.4.2 Sistemas solares fotovoltaicos de concentração

Esta tecnologia solar fotovoltaica de concentração (CPV) começou a ser pensada aquando do início do estudo da conversão de energia solar em elétrica. Estes sistemas baseiam-se na concentração de uma elevada quantidade de radiação solar numa pequena área de células FV, utilizando para isso lentes, espelhos curvados, entre outros equipamentos do mesmo género. Esse processo permite aumentar a eficiência das células e reduzir também a área ocupada pelas mesmas. Como já foi dito, as tecnologias de concentração são baseadas essencialmente na radiação solar direta e, portanto, exigem sistemas de seguimento. A sua principal mais-valia é o rendimento que nesta tecnologia pode ultrapassar os 30%, tendo ainda boas perspectivas de desenvolvimento. Os sistemas FV de concentração são divididos em duas principais categorias [6, 52, 53, 54, 55, 56]:

- Fotovoltaico de baixa concentração (LCPV) – O chamado fotovoltaico de baixa concentração engloba relações de concentração que variam desde de 2 a 100 vezes. Esse nível de concentração não gera um calor muito elevado e por isso normalmente utilizam-se células FV de silício cristalino, sem necessitarem de arrefecimento forçado. Apesar desta tecnologia poder captar ainda uma pequena percentagem de radiação solar difusa, este deve ser dotado de um sistema de seguimento, que poderá ser de um ou dois eixos. Neste tipo de tecnologia já se conseguem rendimentos superiores a 27%;
- Fotovoltaico de alta concentração (HCPV) – Contempla instalações em que a relação de concentração varia desde as 100 até às 1000 vezes. A tecnologia de célula FV associada a sistemas deste género utiliza células multijunção, são células feitas com mais que uma junção p-n composta por semicondutores diferentes e do tipo III-V (referência à tabela periódica) como o arsenieto de gálio e fosforeto de índio. A figura 2.31 apresenta um exemplo de célula multijunção (no caso de ser apenas de dupla junção, é por vezes chamada de célula *tandem*):

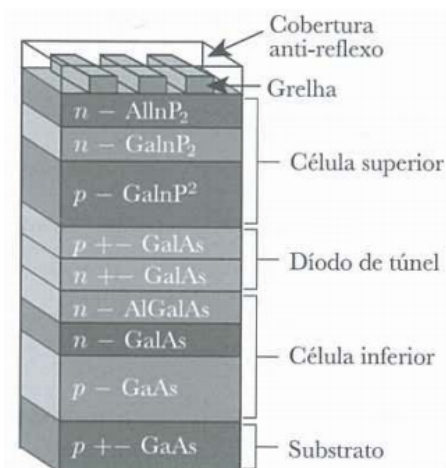


Figura 2.31: Exemplo de uma célula multijunção. [6]

As células multijunção são as mais eficientes até ao momento, tendo já ocorrido situações em que essa eficiência ultrapassou os 45%, além disso, e existem perspetivas de que ultrapassam os 80% nos próximos anos. O rendimento destas células tem uma menor sensibilidade ao aumento da temperatura, algo que é essencial porque, com relações de concentração desta grandeza o aumento de temperatura é inevitável, ainda assim são utilizados apenas dissipadores de calor passivos. A desvantagem deste tipo de células está associada ao seu custo de fabrico, que é várias vezes superior ao das células ditas convencionais. Este tipo de sistemas apenas funciona com radiação solar direta e, portanto, para que o seu rendimento seja aumentado, é necessário que estejam equipadas de seguidores solares de duplo eixo. A aposta tem recaído especialmente sobre os sistemas de alta concentração, exemplo disso é ilustrado na figura 2.32 através de um gráfico:

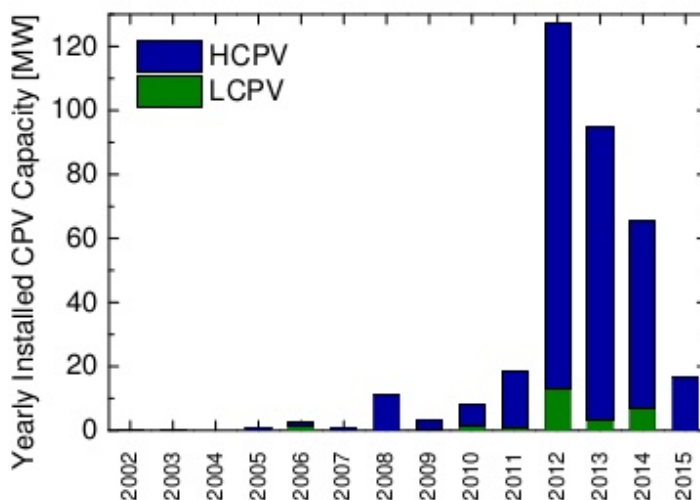


Figura 2.32: Potência instalada global de sistemas de HCPV e LCPV. [55]

2.6 Futuro da energia fotovoltaica

Por forma a concluir este capítulo, será feita uma breve descrição de como se prevê o futuro desta tecnologia.

Convém esclarecer que a energia fotovoltaica poderá vir a ser uma alternativa viável aos combustíveis fósseis para produção de energia elétrica, a expectativa é que os rendimentos das tecnologias intrínsecas aumentem e que os custos de produção e instalação associados diminuam. A evolução nas unidades de armazenamento de energia ajudará também o progresso da energia fotovoltaica. [6, 28, 52]

Os preços da tecnologia fotovoltaica e dos sistemas a ela associados têm vindo a diminuir nos últimos anos, mais especificamente nos últimos seis, esses valores reduziram-se para aproximadamente 20% e 30% dos seus valores iniciais, respetivamente. Atualmente os utilizadores domésticos de eletricidade já podem montar o seu próprio sistema de produção de energia e o tempo de *payback* neste tipo de situações tem-se situado em torno dos 10 anos, e como o tempo de vida dos painéis solares é apontado como sendo cerca de 25 anos, o investimento torna-se desde logo interessante. [6, 52, 57]

Associado a uma diminuição do preço das tecnologias fotovoltaicas deve também vir um aumento da eficiência energética, essencial para que se mantenha o interesse neste tipo de tecnologias. De seguida apresentam-se os valores de eficiência energética para alguns tipos de células FV, previstos para 2025 [52]:

- 50% para células multijunção utilizadas na tecnologia fotovoltaica de alta concentração;
- 28% em células de junção dupla;
- 22% nas células policristalinas, nas que usam Telureto de Cádmio e nas de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio;

- 16% para as células de silício amorfo e as de silício microcristalino.

As previsões para o silício monocristalino referem-se ao ano de 2017 e estimam que a eficiência desta tecnologia possa atingir os 24%. [52]

Recentemente surgiu uma notícia que indica a possibilidade de se produzir energia elétrica a partir de gotas de chuva. Esta nova tecnologia vem associada aos painéis fotovoltaicos como sendo uma forma de completar o seu funcionamento que, como se sabe, é fortemente condicionado pelas condições meteorológicas, principalmente em dias nublados. A produção de energia elétrica a partir de gotas de chuva é feita com recurso a uma fina camada de grafeno colocada sobre célula FV. Se esta ideia se tornar comercializável será um avanço importante para o fotovoltaico, nomeadamente porque aumentará a capacidade de produção dos módulos FV e reduzirá intermitência desta energia. [58]

Finalmente apresenta-se um gráfico que ilustra a importância prevista das várias tecnologias para redução das emissões de dióxido de carbono (CO_2), no qual a energia fotovoltaica representa 20% dessa redução [52]:

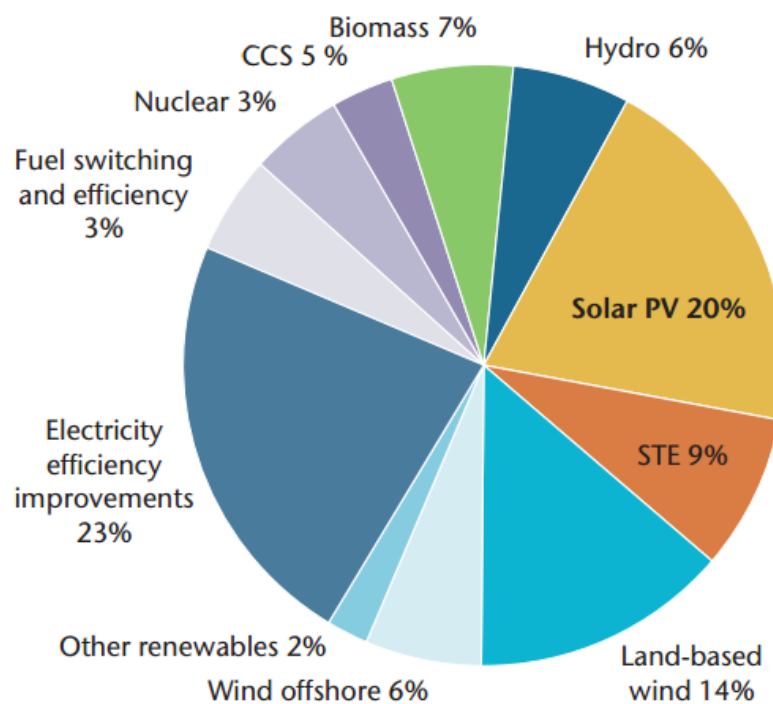


Figura 2.33: Importância das diversas tecnologias na redução da emissão de dióxido de carbono, prevista para 2050. [52]

Legenda:

- CCS – (*Carbon capture and storage*);
- STE – (*Solar thermal energy*).

Capítulo 3

Cogeração

No presente capítulo pretende-se descrever, de uma forma simples, o processo de produção em cogeração, o seu enquadramento nacional e internacional, quais as suas vantagens e desvantagens, equipamentos a ela associados e perceber qual a sua potencialidade.

3.1 Definição

A cogeração consiste na produção simultânea de energia elétrica e térmica, podendo ainda ser incluída a produção de energia mecânica. Na literatura inglesa a cogeração é representada pela sigla CHP, que significa *Combined Heat and Power*. As centrais de cogeração utilizam diferentes combustíveis para o seu funcionamento, as quais podem basicamente ser divididas em duas categorias [6, 59, 60]:

- Os renováveis, como o biogás;
- Os não renováveis, como o gás natural ou o gasóleo.

A cogeração faz um melhor aproveitamento da energia primária do que os sistemas convencionais, com produção separada de eletricidade e calor, uma vez que estas utilizam a energia que se encontra nos gases de escape resultantes da queima do combustível. A cogeração faz esse aproveitamento para a produção de energia térmica, que pode ser utilizada em sistemas industriais sob a forma de vapor, água quente, termofluido ou AVAC. A figura 3.1 apresenta um exemplo ilustrativo da quantidade de matéria-prima utilizada nos dois tipos de tecnologias, para se obter uma mesma produção de eletricidade e calor [6, 61]:

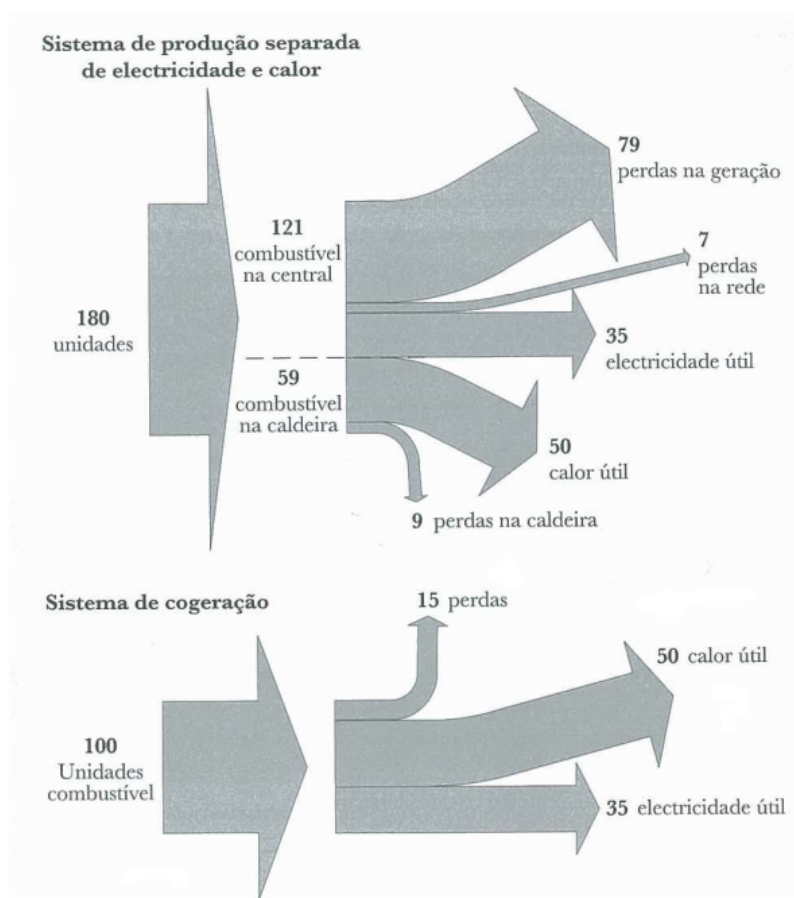


Figura 3.1: Os gastos com matéria-prima, para a produção de uma mesma quantidade de energia útil, para as duas metodologias de geração. [6]

E quando se comparam genericamente os valores de rendimento de uma central térmica e de uma cogeração, a diferença torna-se mais óbvia:

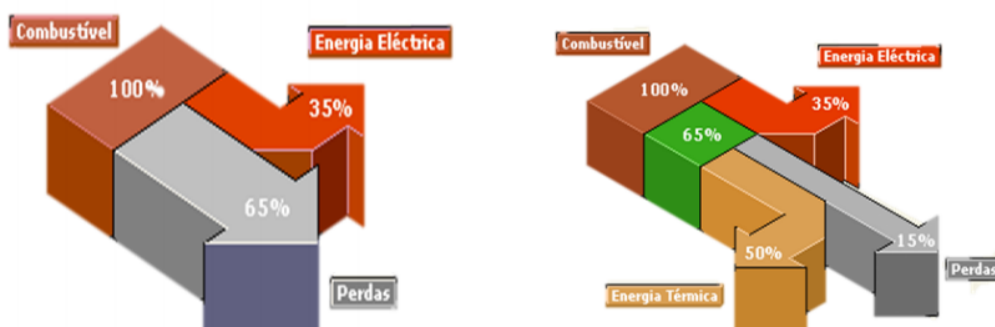


Figura 3.2: Comparação da eficiência energética de uma central térmica e uma cogeração, respetivamente. [61]

Na presente dissertação pretende-se dimensionar o SFV para que este alimente os serviços auxiliares, por forma a suprimir as suas necessidades energéticas. Estes englobam, por exem-

plo, sistemas de refrigeração (radiadores e ventiladores), bombas de água, bombas de circulação, equipamentos de pré-aquecimento do motor e iluminação. A potência consumida pelos serviços auxiliares não varia consideravelmente enquanto a cogeração se encontra a fornecer energia, no entanto, nas horas de maior calor a potência consumida é superior.

3.2 Cogeração na Europa e no mundo

A cogeração começou a dar os primeiros passos na segunda metade do século XIX, nos Estados Unidos da América e também em alguns países europeus. A primeira central de cogeração iniciou a sua produção de energia no ano de 1882 nos EUA, tendo esta sido projetada por Thomas Edison e, embora não muito eficientes na altura, no ano de 1909 já existiam 150 instalações deste tipo. As centrais de cogeração consistiam basicamente numa máquina a vapor acoplada a um gerador elétrico. [6, 61, 62]

As primeiras décadas de funcionamento das unidades de cogeração não levaram a muito do seu desenvolvimento tecnológico mas, com a crise do petróleo ocorrida na década de 70, houve uma diminuição considerável da disponibilidade do mesmo (na altura era o recurso não renovável utilizado para alimentação das centrais). Além disso, ocorria já um aumento da sensibilidade para as questões ambientais, tornando assim imperativo o aumento de eficiência da cogeração. [6, 61, 62]

Esse crescimento do rendimento nos processos das centrais de cogeração tornaram o investimento nesta tecnologia mais interessante, permitindo que este se difundisse por todo o mundo de forma mais rápida. No ano de 2005 já vários países possuíam unidades de cogeração, estando a distribuição da potência instalada de acordo com a figura 3.3 [6, 61, 62]:

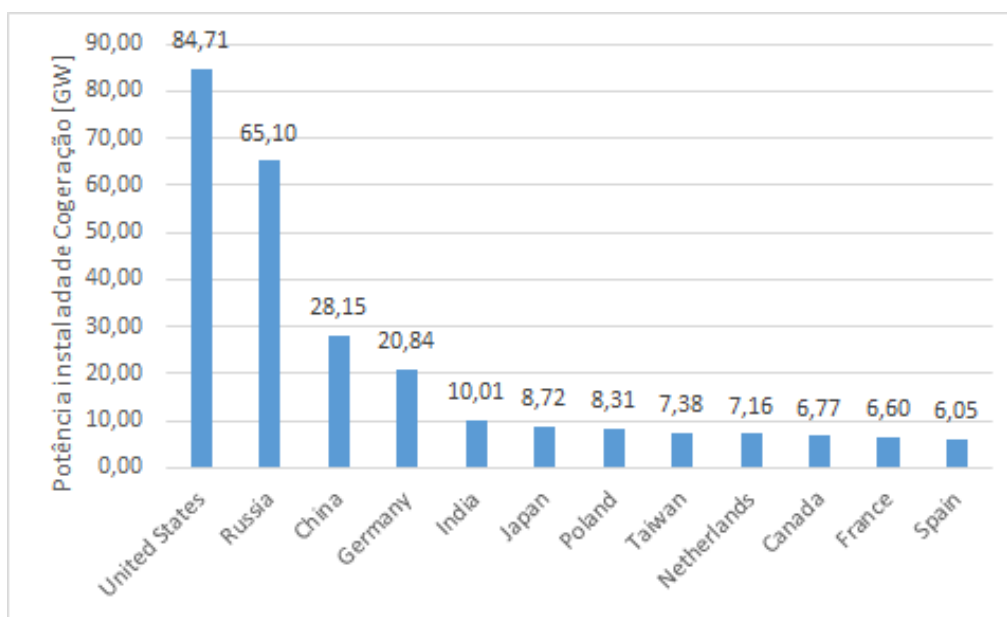


Figura 3.3: Os doze países com maior potência instalada de cogeração em 2005. Adaptado de [63].

Mais recentemente, na Europa, entrou em vigor a Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, que veio impor metas relativas à eficiência energética para os países europeus. Nomeadamente esta diretiva veio estabelecer que a União Europeia tem de atingir uma eficiência de pelo menos 20% até 2020. [4]

A produção por cogeração atualmente pode atingir rendimentos globais na ordem dos 90%, o que a torna como uma das mais eficientes tecnologias para produção de energia, daí que tenha sido bastantes vezes mencionada ao longo da diretiva referida no parágrafo anterior. Um ponto negativo que da cogeração é a utilização maioritária de combustíveis fósseis, embora permitam que o combustível consumido possa ser de origem renovável, como o biogás (normalmente com origem na biomassa). Além disso, as tecnologias de produção a partir de energias renováveis ainda não estão desenvolvidas o suficiente para suportarem todo o consumo energético europeu e as centrais de cogeração, embora também poluam, são uma alternativa eficiente às centrais térmicas convencionais. [6, 61]

Na Europa a produção de energia por cogeração já é significativa, apresentando-se de seguida um gráfico ilustrativo disso mesmo:

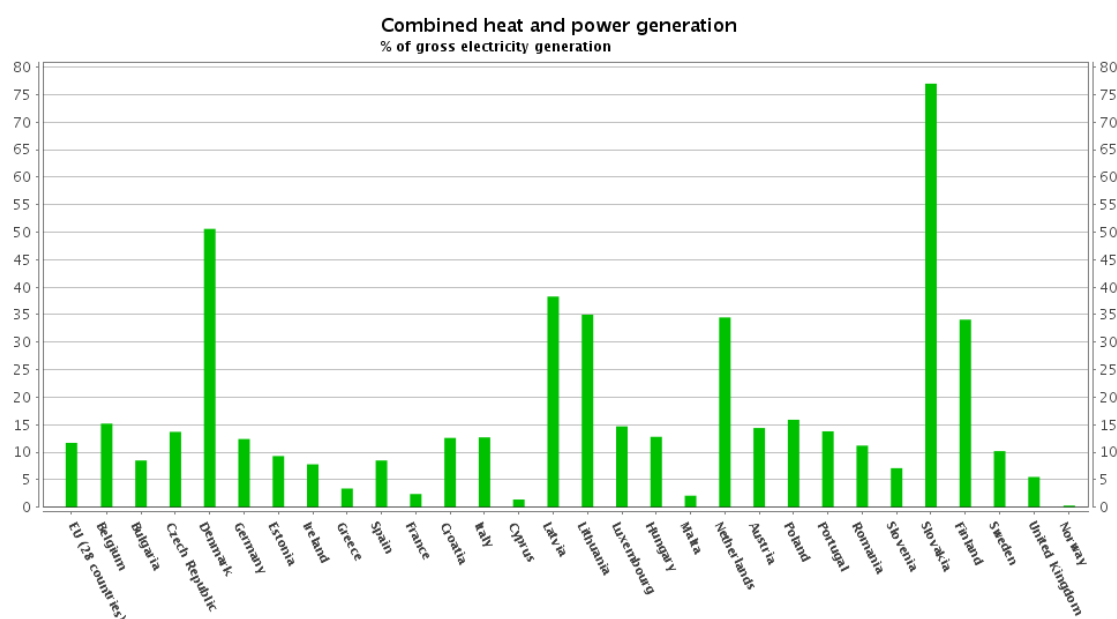


Figura 3.4: Percentagem da energia total produzida proveniente da cogeração, no ano 2013 em vários países europeus. Adaptado de [64].

3.3 Cogeração em Portugal

As máquinas a vapor começaram a ser utilizadas no país em meados do século XIX, mas apenas no final do mesmo começaram a produção de energia para injeção na ainda primitiva rede pública. Por volta do ano de 1930 foram colocadas a funcionar juntamente com caldeiras, formando assim as primeiras unidades de cogeração (rudimentares) a trabalhar em Portugal, nomeadamente

em instalações industriais. A tecnologia foi-se desenvolvendo e passado alguns anos as máquinas a vapor começaram a ser substituídas por turbinas a vapor de contrapressão, estas acionavam alternadores para geração eletricidade e caso existissem excedentes, as unidades injetavam essa energia na rede elétrica. [6, 61, 62]

No ano de 1982 a autoprodução de energia elétrica recebeu um incentivo considerável, uma vez que os detentores de unidades de produção passaram a estar autorizados a estabelecer o paralelo à rede elétrica. Assim poderiam entregar à mesma os seus excedentes de produção e receber uma compensação/remuneração. Em 1990 já era reconhecida a potencialidade da cogeração, o que fez com que fosse criado um enquadramento legal próprio para esta atividade. Legislação esta que definiu uma remuneração apropriada para este regime de produção e juntamente com preços de eletricidade elevados, incentivou o investimento por parte do setor industrial na cogeração. Foram, então, instalados 350 MW de potência de cogeração, nomeadamente utilizando motores *Diesel*. [61, 62]

No final desta última década do século XX foi introduzido em Portugal o gás natural, o que deu às unidades de cogeração a oportunidade de terem uma energia primária alternativa ao fuelóleo, que era o combustível mais utilizado na altura. Esta nova fonte de energia primária associada ao aumento das restrições de índole ambiental provocaram alterações consideráveis nas tecnologias de produção utilizadas pela cogeração, passando esta a ser feita nomeadamente por turbinas e motores *Otto*, ambos a gás natural. Estas tecnologias ainda se mantêm em utilização, como se pode ver no gráfico representado na figura 3.5 [61, 62]:

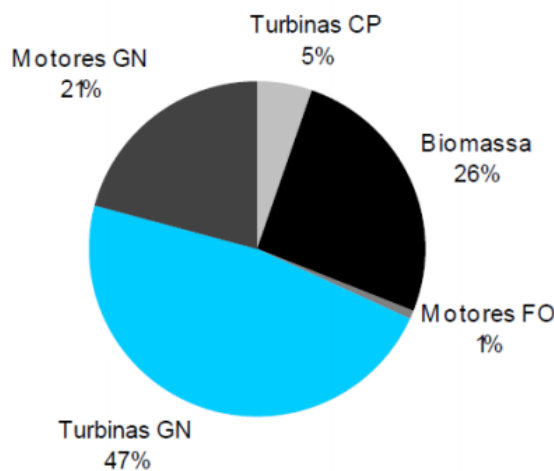


Figura 3.5: Importância percentual de cada tecnologia na produção por cogeração, em Portugal no ano de 2013. [61]

A indústria do papel sempre foi uma das maiores consumidoras da energia proveniente das centrais de cogeração e em 2013 continuava a ser aquela com a maior cota de potência instalada para este tipo de produção de energia. Nesse mesmo ano a potência instalada de cogeração em Portugal situava-se em torno dos 1300 MW. No gráfico representado na figura 3.6 observa-se como se encontrava distribuída a potência pelas diversas indústrias em 2013 [6, 61, 62]:

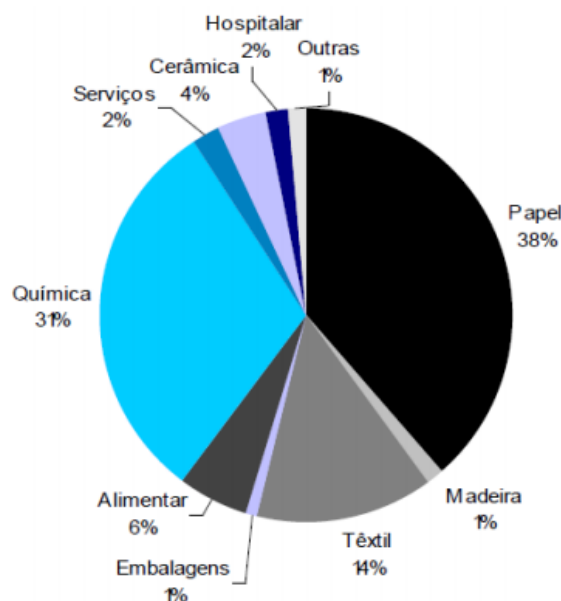


Figura 3.6: Importância percentual de cada indústria na potência instalada de cogeração, em Portugal no ano de 2013. [61]

No ano transato a cogeração foi responsável por suportar cerca de 12% (6059 GWh) de todo o consumo de energia em Portugal, o que representa cerca de 29% da produção de energia em regime especial no país. Relativamente ao primeiro trimestre de 2016, a cogeração abasteceu aproximadamente 10% do consumo. [65, 66]

3.4 Parâmetros que caracterizam os sistemas de cogeração

O conhecimento dos parâmetros que definem uma cogeração é importante para que se possa realizar uma avaliação da eficiência da mesma e um melhor enquadramento legal. Os rendimentos separados do processo térmico e elétrico é o primeiro passo para que depois se possa calcular parâmetros como o rendimento global da cogeração combinada (η_{CHP}) e o rendimento da cogeração separada de calor e eletricidade (η_{SHP}). [6, 61, 67]

O rendimento das componentes individuais que constituem uma cogeração é obtido pelas seguintes expressões [61, 67, 68, 69]:

- Energia:

$$\eta_{elétrico_{CHP}} = \frac{E}{C} \quad (3.1)$$

- Calor:

$$\eta_{térmico_{CHP}} = \frac{Q}{C} \quad (3.2)$$

– E refere-se à energia elétrica produzida, em [kWh];

– Q refere-se à energia térmica produzida, em [kWh];

- **C** refere-se à energia contida no combustível, em **[kWh]**;

Como a cogeração se trata de um processo combinado de produção de energia térmica e elétrica, o seu rendimento global é dado pela expressão [61, 67, 68, 69]:

$$\eta_{CHP} = \frac{E + Q}{C} \quad (3.3)$$

Quando é considerado o processo separado de produção de calor e eletricidade, a expressão obtida é a seguinte [61, 67, 68, 69]:

$$\eta_{SHP} = \frac{E + Q}{\frac{E}{\eta_{elétricoSHP}} + \frac{Q}{\eta_{térmicoSHP}}} \quad (3.4)$$

Associada ao aumento do rendimento encontra-se a chamada Poupança de Energia Primária (PEP). Este valor não só permite uma melhor perceção do nível de eficiência da cogeração, mas também é utilizado pela legislação para classificação das unidades cogedoras em eficientes ou de elevada eficiência, assunto que será explorado mais profundamente aquando do estudo do enquadramento legal da cogeração. A PEP pode ser determinada da seguinte forma [61, 67]:

$$PEP = \eta_{CHP} - \eta_{SHP} \quad (3.5)$$

$$PEP = 1 - \frac{C}{\frac{E}{\eta_{elétricoSHP}} + \frac{Q}{\eta_{térmicoSHP}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{elétricoCHP}}{\eta_{elétricoSHP}} + \frac{\eta_{térmicoCHP}}{\eta_{térmicoSHP}}} \quad (3.6)$$

Outro parâmetro que poderá ter algum interesse é o chamado Rendimento Elétrico Equivalente (REE), este permite determinar o quão vantajosa é a central de cogeração em relação às melhores centrais convencionais que apenas produziam energia elétrica. Este parâmetro era utilizado na legislação portuguesa, nomeadamente no DL n.º 538/99 e no DL n.º 313/2001, onde se referia que o parâmetro teria de tomar um valor superior a 55%, por exemplo no caso de centrais a gás natural (para outras energias primárias e tecnologias o valor em questão poderia variar entre os 40% e os 55%), isto para que a cogeração fosse realmente uma solução vantajosa. O REE era obtido pela seguinte expressão [61, 67, 70, 71]:

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0.9 - 0.2 + \frac{CR}{C}}} \quad (3.7)$$

Legenda:

- **E** indica a energia que a unidade de cogeração produz durante um ano, excluindo aquela que é consumida nos serviços auxiliares. Este valor é dado em **[MWh]**;
- **T** indica a energia térmica útil consumida anualmente, proveniente da unidade de cogeração, excluindo aquela que é consumida nos serviços auxiliares. Este valor é dado em **[MWh]**;

- **C** indica a energia primária que é consumida, durante um ano, na instalação de cogeração, esta é avaliada a partir do poder calorífico inferior dos combustíveis e outros recursos utilizados. Este valor é dado em [MWh];
- **CR** indica o equivalente energético de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração. Este valor é dado em [MWh].

Por forma a concluir pode ainda falar-se da razão entre calor e eletricidade γ_r que é também um dos parâmetros característicos das unidades de cogeração, permitindo assim perceber qual o tipo de energia mais produzido na mesma [61, 67]:

$$\gamma_r = \frac{Q}{E} \quad (3.8)$$

A razão de produção entre calor e eletricidade varia de acordo com a tecnologia de cogeração [61, 67]:

- Motor Diesel $\rightarrow \gamma_r$ varia entre 0.2 e 0.8;
- Turbina a gás $\rightarrow \gamma_r$ varia entre 0.5 e 1.5;
- Turbina de vapor de contrapressão $\rightarrow \gamma_r$ varia entre 1 e 4, tornando esta última a mais indicada para a produção de energia calorífica.

3.5 Tecnologias de Cogeração

O estudo da produção por cogeração implica conhecer as tecnologias que a esta estão associadas. Nesta secção será feita uma breve descrição dessas tecnologia e quais as suas principais vantagens e desvantagens.

Quando se analisam as tecnologias associadas à cogeração, percebe-se que estas vêm classificadas de acordo com o tipo de máquina térmica que utilizam e o tipo de energia primária que consomem. Atualmente são ainda divididas em dois grupos de acordo com a maturidade da tecnologia que lhes é intrínseca, grupos esses que são [6, 61]:

- **Tecnologias Convencionais** – Como o próprio nome indica estas são aquelas com maior maturidade e, englobam as turbinas a gás e os motores de combustão interna (ignição por explosão e ignição por compressão);
- **Tecnologias Emergentes** – Como o próprio nome indica estas são as mais recentes, englobando as microturbinas e as pilhas de combustível.

3.5.1 Tecnologias Convencionais

3.5.1.1 Turbina a gás

Aquando da aplicação do termo turbina a gás, este normalmente refere-se ao conjunto que inclui não só a própria turbina mas também o compressor e a câmara de combustão associadas, equipamentos que se encontram representados no interior do tracejado da figura 3.7. A turbina a gás pode funcionar em circuito aberto, processo em que o compressor recebe o ar atmosférico e o comprime aumentando a sua temperatura. Posteriormente esse ar comprimido dirige-se para a câmara de combustão, onde é queimado juntamente com o combustível a pressão constante. [6, 61, 62]

Dessa combustão resulta a emissão de gases a altas temperaturas que ao entrarem na turbina expandem provocando assim a sua rotação e consequente produção de trabalho. É ainda de referir que a turbina se encontra ligada ao compressor através de um veio, este utiliza assim o trabalho da turbina para fazer a compressão do ar atmosférico. Ao trabalho produzido pela turbina é então retirado aquele que é entregue ao compressor, dando assim origem ao chamado trabalho útil. [6, 61, 62]

No entanto, os gases de exaustão (que podem atingir temperaturas até 600°C) não são aproveitados nos sistemas de circuito aberto, o que já é feito nos sistemas de circuito fechado. Este tipo de circuito contém um recuperador de calor que permite fazer o aproveitamento desse mesmo calor para produzir vapor ou fazer aquecimento de água. É então originada a cogeração com uma turbina a gás, como mostra a figura 3.7 [6, 61, 62]:

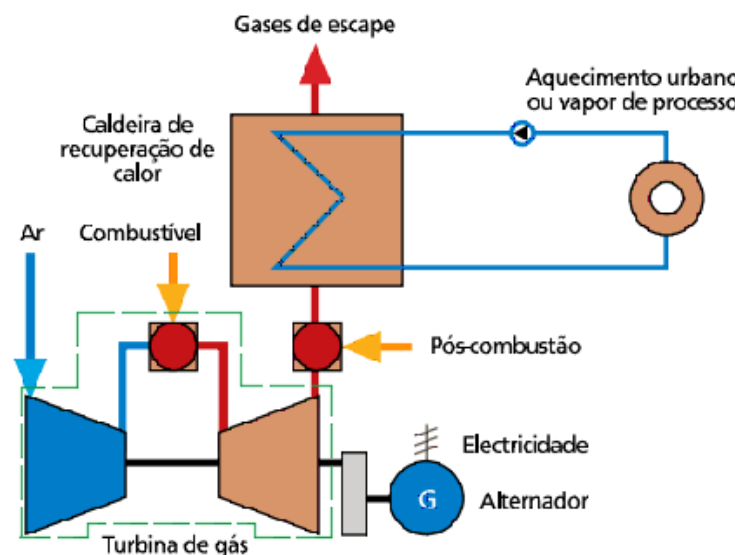


Figura 3.7: Esquema de uma cogeração equipada com uma turbina a gás. Adaptado de [72].

As principais vantagens associadas a este tipo de turbinas são a elevada fiabilidade e disponibilidade, a emissão de gases de exaustão a temperatura elevada, a não necessidade de refrigeração e as baixas emissões poluentes comparativamente a outras tecnologias. Os aspetos menos positivos

preendem-se principalmente com o baixo rendimento a carga parcial e baixa eficiência para processos com reduzida necessidade térmica. Em termos de rendimentos e custo de investimento têm-se os seguintes valores [6, 61]:

- Rendimento elétrico → Entre 15% e 35%;
- Rendimento térmico → Entre 40% e 60%;
- Rendimento global → Entre 60% e 85%;
- Custo de investimento → Entre 600 a 800 €/kW_e (custo por cada quilowatt de potência elétrica instalada).

3.5.1.2 Motores de combustão interna

Os motores de combustão são especialmente destinados à produção de energia mecânica. Como já foi referido anteriormente existem dois tipos de motores de combustão interna, os de ignição por explosão e os de ignição por compressão, sendo distinguidos essencialmente pelo seu processo de ignição do combustível. Os motores de combustão interna de ignição por explosão normalmente utilizam o gás natural como fonte de energia, enquanto que os de ignição por compressão funcionam com *diesel* ou nafta [6, 61, 62].

Segue-se, então, uma breve descrição do funcionamento destes dois tipos de motores de combustão interna [6, 61, 62]:

- Motor de ignição por explosão – A câmara de combustão deste tipo de motores é composta por cilindros, velas de ignição, válvulas de admissão e válvulas de escape para a saída dos gases. Já o cilindro contém um êmbolo (ou pistão) acoplado a uma biela, esta por sua vez articula-se com a cambota, que é a componente responsável por dar origem ao movimento rotativo do veio a que se encontra ligada. De acordo com a figura 3.8 o funcionamento deste motor é dividido em quatro fases:
 - Admissão → Através da válvula de admissão (aberta) entra o combustível misturado com o ar para o cilindro, isto acontece porque o êmbolo se desloca para baixo;
 - Compressão → Após o fecho da válvula referida na fase anterior, inicia-se o processo de compressão provocado pela subida do êmbolo empurrado pela cambota;
 - Expansão (Explosão) → Antes que o êmbolo atinja a parte superior do cilindro, a vela de ignição liberta uma faísca fazendo com que a mistura se incendeie e origine uma explosão (dá-se assim a expansão dos gases a elevada temperatura), esta empurra o êmbolo para baixo provocando a rotação da cambota;
 - Escape (Expulsão) → Nesta fase a válvula de escape abre e o êmbolo começa a deslocar-se para cima expulsando os gases originados pela queima do combustível. A cambota dá assim mais meia volta perfazendo duas voltas, que representam um ciclo de trabalho.

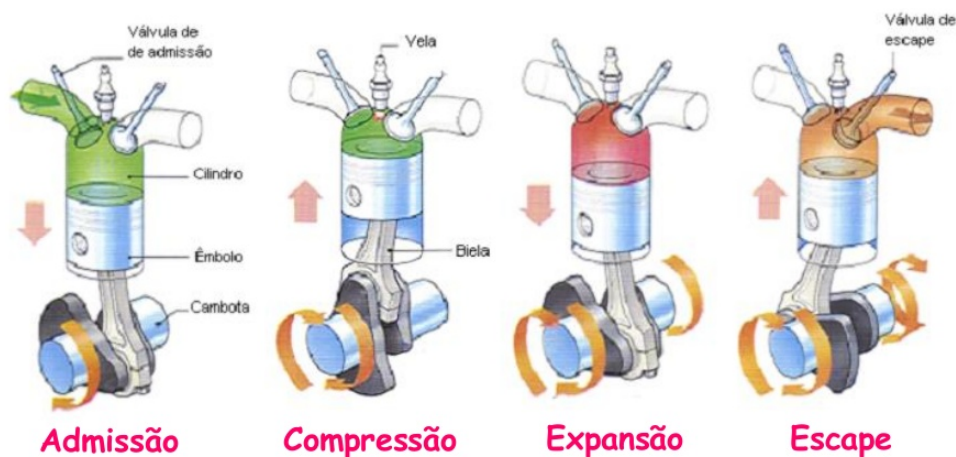


Figura 3.8: Esquema de funcionamento de um motor de explosão. [73]

- Motor de ignição por compressão – A constituição da câmara de combustão deste tipo de motores difere relativamente aos de explosão na medida em que utilizam um injetor de combustível em substituição da vela de ignição, o que implica um funcionamento ligeiramente diferente por parte deste tipo de motores, tal como mostra a figura 3.9:
 - Admissão → Através da válvula de admissão (aberta) entra apenas o ar para o cilindro, isto acontece porque o êmbolo se desloca para baixo;
 - Compressão → Após o fecho da válvula referida no fase anterior inicia-se o processo de compressão, provocado pela cambota que empurra o êmbolo para cima. Neste caso a pressão é pelo menos 14 vezes superior aquela que acontecia nos motores de explosão;
 - Expansão (Explosão) → Com valores tão elevados de pressão, a temperatura do ar atinge valores superiores a 700°C. Antes que o êmbolo atinja a parte superior do cilindro é injetado o combustível e, em contacto com o ar aquela temperatura, origina uma combustão espontânea, que empurrará o êmbolo para baixo. Esse movimento provoca assim a rotação da cambota, tal como no outro caso;
 - Escape (Expulsão) → Esta fase é semelhante à do motor de explosão, consistindo na abertura da válvula para expulsão dos gases resultantes da combustão à medida que o êmbolo se desloca para cima.

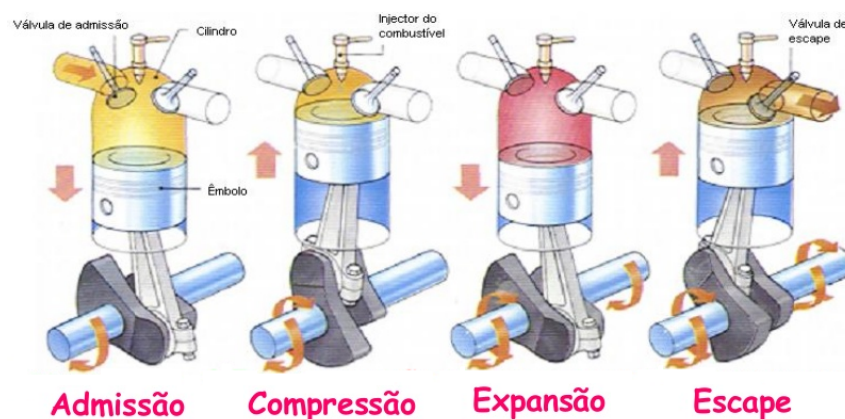


Figura 3.9: Esquema de um motor de ignição por compressão. Adaptado de [73].

As principais vantagens dos motores de combustão interna na cogeração são o elevado rendimento elétrico, rápido arranque, bom desempenho a carga parcial, entre outras. Relativamente às desvantagens, estas prendem-se com os elevados custos de operação e manutenção, consideráveis emissões poluentes, elevado ruído e a produção de calor com uma temperatura inferior à desejada, ainda assim necessita de refrigeração (embora posteriormente algum do calor retirado por esse processo seja reaproveitado pelo motor e por permuta com fluidos do industrial). Embora o custo de investimento dos motores seja semelhante (entre 700 e 1400 €/MWh_e), os seus rendimentos diferem ligeiramente [6, 61]:

- Motor de explosão (a gás natural):
 - Rendimento elétrico → Entre 22% e 40%;
 - Rendimento térmico → Entre 40% e 60%;
 - Rendimento global → Entre 70% e 80%.
- Motor de ignição por compressão:
 - Rendimento elétrico → Entre 25% e 45%;
 - Rendimento térmico → Entre 40% e 60%;
 - Rendimento global → Entre 70% e 85%.

Para concluir esta subsecção apresenta-se a figura 3.10 que demonstra a forma como um motor de combustão interna se integra na instalação de cogeração.

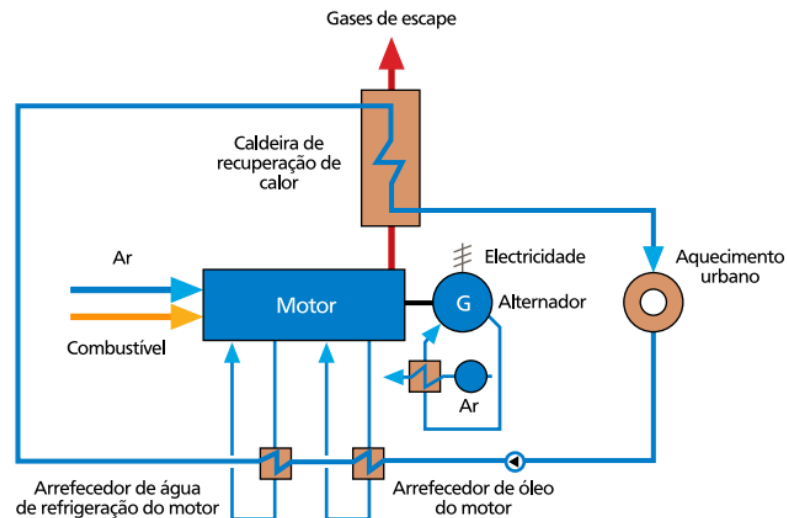


Figura 3.10: Esquema de uma cogeração equipada com um motor de combustão interna. [72]

3.5.1.3 Turbinas a vapor de contrapressão

As turbinas a vapor são uma das tecnologias mais antigas utilizadas para a produção de energia elétrica, normalmente aplicadas em centrais térmicas convencionais alimentadas a carvão ou fuelóleo. Esta permite a extração de energia térmica a partir de vapor comprimido e a sua transformação em energia mecânica, sendo o *design* atual da autoria de Charles Algernon Parsons em 1884. [6, 74]

O seu processo de funcionamento, conhecido por ciclo de Rankine, pode ser descrito da seguinte forma [6, 61]:

- O vapor é gerado a partir da água existente numa caldeira, encontrando-se altamente pressurizado e a uma temperatura superior à de saturação;
- Esse vapor é então encaminhado para a turbina, normalmente composta por vários andares (onde é costume haver pelo menos um reaquecimento intermédio), onde se expande;
- Depois é rejeitado a baixa pressão para um condensador de vácuo, onde condensa para seguidamente ser bombeado novamente para a caldeira, completando assim um ciclo.

As turbinas a vapor de contrapressão utilizadas nas centrais de cogeração, que em relação à descrição anteriormente feita, diferem no destino do fluxo de vapor. Neste caso o vapor que sai da turbina é diretamente enviado para o processo industrial, se estiver nas condições de pressão desejadas. O vapor, a uma pressão na mesma ordem de grandeza da atmosférica, é rejeitado e daí é originado o termo contrapressão. A figura 3.11 mostra como é aplicada uma turbina a vapor contrapressão numa unidade de cogeração [6, 61]:

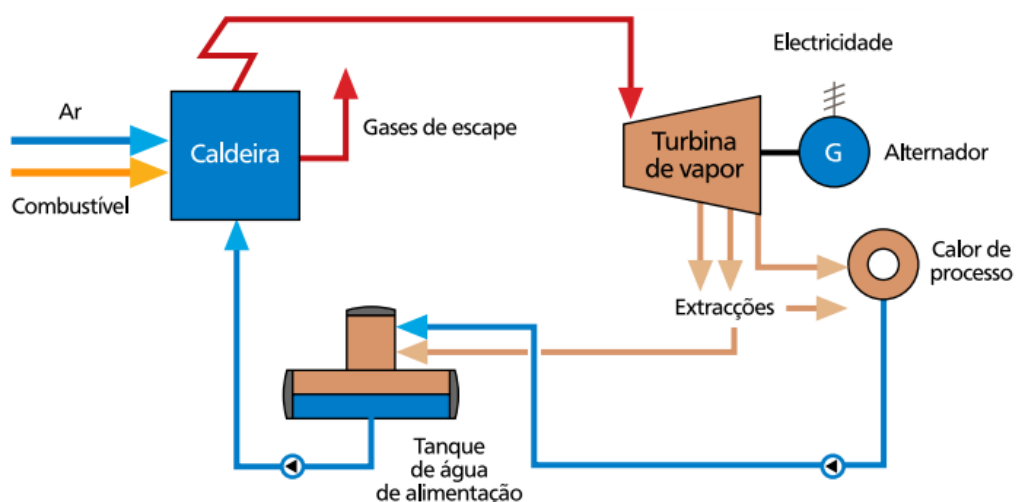


Figura 3.11: Esquema de uma cogeração equipada com uma turbina a vapor de contrapressão. [72]

Esta tecnologia tem elevado rendimento global, fiabilidade e tempo de vida. Especialmente indicada para instalações com maior necessidade de calor, porque têm um baixo rendimento eléctrico e um arranque lento. Relativamente aos rendimentos e ao custo de investimento associados [6, 61]:

- Rendimento eléctrico → Entre 10% e 40%;
- Rendimento térmico → Entre 40% e 60%;
- Rendimento global → Entre 60% e 85%;
- Custo de investimento → Entre 700 a 900 €/kW_e.

3.5.2 Tecnologias Emergentes

As tecnologias emergentes ainda não são aplicadas a grandes centrais de cogeração, isto deve-se à sua baixa potência eléctrica (não superior a 350 kW) e além disso os seus custos associados ainda são bastante elevados. De seguida é feita uma breve caracterização das duas tecnologias emergentes [6, 61]:

- Microturbinas – O princípio de funcionamento é semelhante ao da turbina a gás, o ar comprimido é aquecido (através dos gases de exaustão da microturbina) e misturado com o combustível na câmara de combustão. Após a ignição, durante a queima dessa mistura, são libertados gases a elevada temperatura e que se vão expandir na turbina, no fim do processo podem ser reaproveitados. É uma tecnologia que ainda necessita de maior maturação, mas como a sua potência é pequena tem a vantagem de ter as suas dimensões e peso reduzidos. Relativamente ao rendimento e aos custos associados a esta tecnologia, os valores são os seguintes:

- Rendimento elétrico → Entre 18% e 27%;
 - Rendimento térmico → Entre 40% e 60%;
 - Rendimento global → Entre 55% e 75%;
 - Custo de investimento → Entre 1300 a 2500 €/kW_e.
- Pilhas de combustível – Esta tecnologia ainda está em fase de desenvolvimento. As pilhas de combustível assemelham-se a baterias na medida em que produzem energia (DC) através de um processo eletroquímico, diferente das tecnologias anteriormente referidas. Mas, teoricamente, estas podem funcionar indefinidamente desde que lhes seja fornecido hidrogénio, que estas utilizam como combustível. As principais vantagens são as baixas emissões poluentes, a não existência de peças de elevado desgaste e o baixo ruído. Além de um alto custo e uma baixa maturidade, outras desvantagens são a incerteza na fiabilidade e o indispensável processamento do combustível.
- Rendimento elétrico → Entre 35% e 40%;
 - Rendimento térmico → Entre 20% e 50%;
 - Rendimento global → Entre 55% e 90%;
 - Custo de investimento → Superior a 2500 €/kW_e.

3.6 Caso particular da Trigeração

A cogeração utiliza um combustível para produção de dois diferentes tipos de energia, a eletricidade e o calor, a trigeração utiliza parte desse calor para produzir frio. A trigeração é então a produção combinada de frio, calor e eletricidade, também conhecida por CCHP (*Combined Cooling Heating and Power*). Em seguida apresenta-se a figura 3.12, alusiva à eficiência da trigeração [6, 61, 75]:

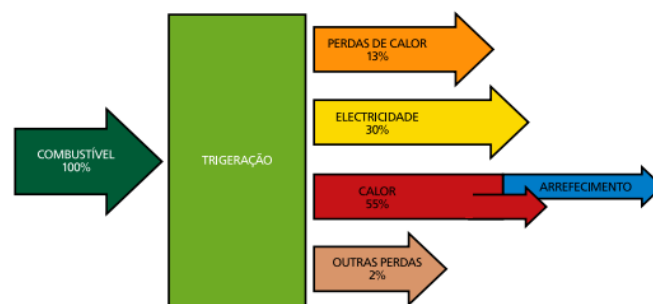


Figura 3.12: Esquema representativo da eficiência da trigeração, através de um diagrama de Sankey. [72]

A conversão do calor em frio é feita através de um equipamento denominado *chiller* e existem três tipos, sendo eles os *chillers* de absorção (de ignição direta ou indireta), de compressão e de adsorção. Será agora feita uma breve descrição de cada um deles [6, 61, 76]:

- *Chillers* de absorção – Estes equipamentos são divididos em duas categorias, ignição direta ou indireta, dependendo se o calor utilizado para o processo resultar da queima direta do combustível usado ou se calor for proveniente de outra fonte (que até pode ser a energia solar), respetivamente;
- *Chillers* de compressão – Durante uma fase do ciclo termodinâmico esta tecnologia utiliza um compressor mecânico, que faz com que este tenha uma maior consumo energético associado. Além disso o seu tempo de vida é mais baixo que os de absorção e os custos de manutenção mais elevados, ainda em relação aos de absorção, as vantagens são o superior rendimento energético e o investimento inicial 50% inferior;
- *Chillers* de adsorção – Esta tecnologia faz uma melhor aproveitamento do calor porque permite utilizar no seu processo de funcionamento calor de baixa temperatura (55°C), embora o investimento seja elevado, este é amortizado pelos reduzidos gastos com manutenção e consumo de eletricidade.

Uma vez que a trigeração é um complemento à cogeração tem vantagens semelhantes a estas, tais como uma melhor eficiência que as centrais convencionais, consequentemente os custos de produção inferiores, menor emissão de gases com efeito de estufa, entre outras. Surgiu ainda recentemente uma tecnologia intitulada de "tetrageração" que procede à purificação do dióxido de carbono resultante dos gases de escape, podendo ser mais um complemento às centrais de cogeração e trigeração [75].

3.7 Considerações finais

A informação mais importante a reter é que as unidades de cogeração têm rendimentos globais que podem atingir os 90%, pelo que são bastante mais eficientes quando comparadas com as centrais de produção de energia elétrica convencionais, cujo rendimento ronda os 40%. [61]

A Comissão Europeia pretende aumentar o nível de eficiência energética e também diminuir a emissão de gases tóxicos para a atmosfera. Embora a cogeração nem sempre utilize energias renováveis como o biogás, esta faz uma melhor utilização da fonte de energia primária, ou seja, é possível produzir a mesma quantidade de energia emitindo menos poluentes para a atmosfera. [4]

O rendimento superior implica naturalmente que os gastos com o combustível da unidade de cogeração, por exemplo o gás natural, sejam inferiores para um mesmo valor de energia útil produzida. Este facto permite aos países que necessitam de importar constantemente combustíveis fósseis ter uma maior independência energética e financeira, caso invistam nesta tecnologia. [61, 77]

Embora as centrais de cogeração sejam um investimento altamente viável nem tudo são pontos positivos. Algumas desvantagens da cogeração prendem-se com o elevado custo por unidade de potência instalada e de manutenção. Além disso, como as suas potências instaladas são inferiores às centrais convencionais, necessitando de menos combustível, não conseguem preços de aquisição tão baixos quanto estas. [61]

Por forma a concluir este capítulo apresenta-se um gráfico de 2008, representado na figura 3.13, que previa o potencial da cogeração na produção total de energia, em vários países, para os anos de 2015 e 2030, comparativamente ao ano de 2005:

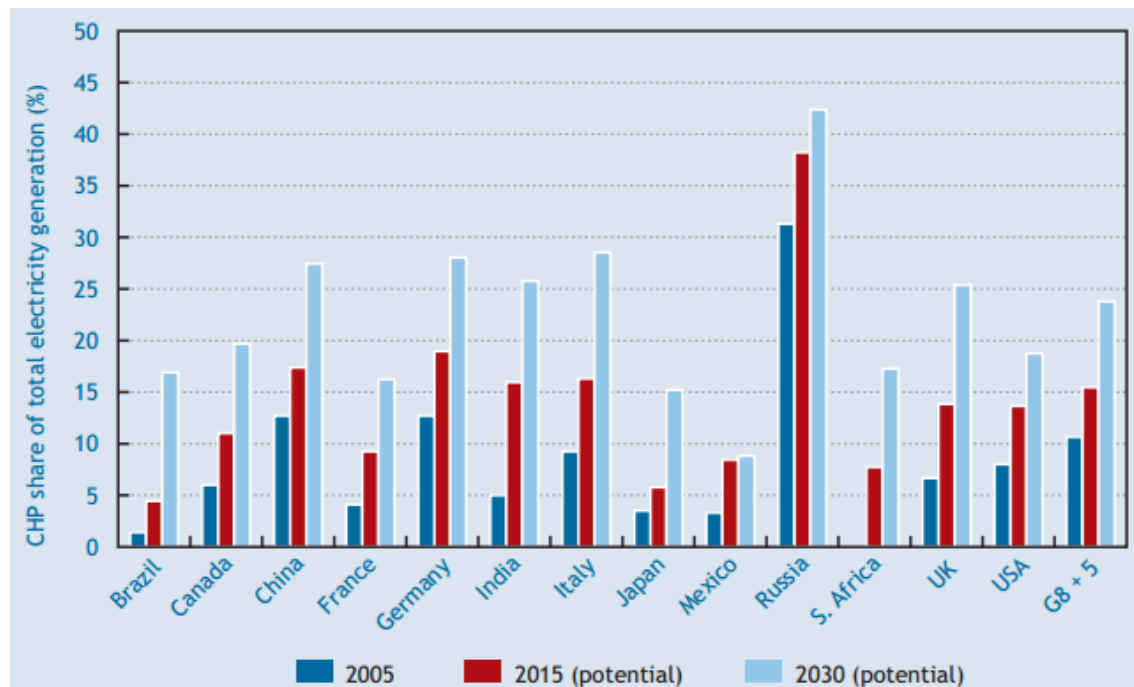


Figura 3.13: Potencial da cogeração num cenário de crescimento acelerado da mesma. [59]

Capítulo 4

Enquadramento legal em Portugal

Um dos pontos cruciais desta dissertação consiste em avaliar a viabilidade legal da integração do sistema fotovoltaico numa central de cogeração associada a uma instalação de utilização, o que será feito no decorrer deste capítulo. Tal exige uma análise do enquadramento legal da pequena produção e da atividade de cogeração em Portugal. O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e o DL n.º 68-A/2015, de 30 de abril, tutelam as atividades de produção distribuída (pequena produção e em autoconsumo) e cogeração, respetivamente.

4.1 Enquadramento legal da pequena produção de energia

Uma vez que se pretende proceder à instalação de um sistema fotovoltaico é imprescindível que se analise a legislação que tutela a atividade de pequena produção. Para além do DL que atualmente rege essa atividade será ainda feita uma breve referência aos que vigoravam anteriormente para que se compreenda quais as alterações mais relevantes realizadas.

4.1.1 Decreto-Lei n.º 34/2011

Com o intuito de aumentar a sustentabilidade energética em Portugal e continuar na linha da frente da evolução e exportação das energias renováveis, o governo decidiu apostar na produção descentralizada, para tal foi necessário legislar sobre o regime de miniprodução para assim se fomentar esse desenvolvimento, surgindo então o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março. O regime referido veio ditar que o produtor de eletricidade tinha a liberdade de optar entre simplesmente fornecer toda a eletricidade que produz à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), usufruindo de uma tarifa bonificada, ou então alimentar a instalação com a própria produção, autoconsumo, embora esta última é muito pouco explorada neste DL. [78]

Segundo o documento em estudo, os tópicos mais significativos que definem o novo paradigma da miniprodução eram os seguintes [78]:

- Instalação construída apenas com uma tecnologia de produção;
- Potência máxima de ligação à rede: 250 kW;

- Para que se pudesse criar uma miniprodução era necessário que esta fosse instalada no mesmo local da instalação;
- Requer a existência de uma necessidade relevante de eletricidade na instalação;
- Entre o futuro produtor e o comercializador deveria existir um contrato e daí definia-se também que o limite máximo de potência instalada na miniprodução, que não podia ser superior a 50% da potência contratada;
- Para que a unidade pudesse entrar em exploração era necessário que esta estivesse registada e recebesse posteriormente um certificado de exploração;
- A inscrição era feita através da plataforma eletrónica denominada “Sistema de Registo da Miniprodução” (DGEG);
- Eram considerados dois regimes de remuneração, o geral e o bonificado;
- Relativamente à fiscalização, esta seria feita anualmente e no mínimo em 1% das centrais de miniprodução registadas;
- O operador da rede era autorizado a recusar pedidos de registo efetuados por novas unidades de miniprodução quando a soma das potências de injeção ligadas a um determinado posto de transformação ou subestação ultrapassassem o limite de 20% da potência do respetivo posto de transformação ou subestação.

É de referir ainda que de acordo com o presente DL, nomeadamente no artigo 2.º, a potência com a qual a unidade de miniprodução se ligava à rede era dividida em 3 escalões [78]:

- Escalão I – Potência das unidades de produção inferior a 20 kW;
- Escalão II – Potência das unidades de produção igual ou superior a 20 kW e inferior a 100 kW;
- Escalão III – Potência das unidades de produção igual ou superior a 100 kW e inferior a 250 kW;

Nos artigos 5.º e 6.º do documento referido era indicado que o produtor tinha direito a implementar uma unidade de miniprodução em cada instalação de utilização (IU), tendo autorização e obrigação de vender à RESP toda a energia produzida por essa unidade (caso não optasse pela modalidade de autoconsumo), após a realização dos contratos para esse mesmo efeito [78].

4.1.1.1 Remuneração

Tal como já foi dito anteriormente existem dois regimes remuneratórios, sendo eles o regime geral e o regime bonificado. São agora apresentadas algumas condições necessárias para que se pudesse pedir e ter acesso a este último regime referido [78]:

- A unidade de produção deveria ter uma potência de ligação superior aquela estabelecida para este regime;
- As energias passíveis de serem aproveitadas pelas unidades são a solar, hídrica, eólica, biomassa e biogás.

Como o regime ordinário variava de acordo com as condições impostas pelo mercado da eletricidade, a sua análise não é tão relevante quanto a do bonificado que será realizada de seguida.

A modalidade especial

No artigo 2.º as unidades de produção foram classificadas de acordo com a sua potência instalada. As explorações que pertenciam ao escalão I eram remuneradas de acordo com a tarifa em vigor aquando da emissão do certificado. No caso das pertencentes aos escalões II e III, a remuneração era feita considerando a tarifa de valor superior proveniente, em cada um dos escalões, das ofertas de desconto mais elevadas à tarifa de referência. A potência de ligação, para estes dois últimos escalões referidos, estava limitada a 50 MW anuais e para o I, esse valor tinha um máximo de 12,5 MW (25% do limite anual). De acordo com o presente DL era atribuído um valor de 250 €/MWh à tarifa de referência acima referida, sofrendo esta um decréscimo anual de 7%. Tarifa esta que também variava de acordo com o tipo de energia primária usado, essa variação encontrava-se descrita no número 7 do artigo 11.º) [78]:

- Solar → 100%;
- Eólica → 80%;
- Biomassa → 60%;
- Biogás → 60%;
- Hídrica → 50%.

Foram definidos limites para a quantidade de eletricidade vendida que variavam com os tipos de energia acima referidos, e no caso das fontes energéticas serem o Sol ou o vento existia um máximo de 2,6 MWh/ano. No que se refere às restantes, elas estavam limitadas a 5 MWh/ano. Ambos os valores são dados para cada quilowatt de potência de ligação [78].

4.1.2 Decreto-Lei n.º 25/2013

O Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, veio efetuar alterações nos Decretos-Leis n.º 363/2007 (não será analisado pois refere-se especificamente a unidades de microprodução) e n.º 34/2011. [79]

Juridicamente, este Decreto-Lei veio afirmar que competia unicamente ao comercializador de último recurso, mesmo atuando apenas em BT, a obrigatoriedade de realizar os contratos de compra e venda com os microprodutores e minipprodutores, independentemente do enquadramento remuneratório em questão. Vem também alterar a legislação sobre a remuneração em regime geral,

nomeadamente, permitia que os produtores de energia celebrassem contratos bilaterais e tivessem acesso a mercados de energia. Atualizava também o preço da energia vendida, ditando que este variaria com o tarifário a vigorar em 2012 e que posteriormente seria atualizado pela taxa de inflação, isto para o caso da microprodução. Enquanto que para a miniprodução era dito que o valor da remuneração seria regido pelo preço médio mensal (para Portugal) definido pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade. [79]

4.1.2.1 Atualização ao Decreto-Lei n.º 34/2011

Neste subsecção serão analisadas as alterações, consideradas mais significativas, que o documento sofreu. Começando pelo artigo 10º, o mesmo referia-se ao regime remuneratório geral, esta atualização surgiu com o objetivo de fazer a sua clarificação, sendo descrito o processo de determinação da remuneração obtida pela venda ao comercializador de último recurso da energia gerada nas unidades de miniprodução. A expressão apresentada de seguida ilustra isso mesmo [79]:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times OMIE_m \times C_i \times f_p] \quad (4.1)$$

Onde:

- **Rem_m** indica a remuneração atribuída ao mês 'm', em [€];
- **W_i** corresponde ao valor da energia produzida no mês 'm' durante o período 'i' [kWh];
- **i** indica o período horário em que é feita a entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), variando com o ciclo temporal aplicado à instalação de consumo em questão;
- **OMIE_m** é obtida para o mês precedente ao mês 'm', calculando a média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para o mercado diário português, indicado em [€/kWh];
- **C_i** representa o coeficiente de ponderação para cada período tarifário, i, tomando o valor 0.86 para o período de vazio e 1.16 para o período fora de vazio;
- **f_p** indicam para cada período tarifário, i, os fatores de ajustamento para as perdas desde ponto de ligação à unidade de miniprodução até ao barramento de produção em MAT;
- **'m'** indica o mês a que se alude a contagem da eletricidade entregue à RESP.

4.1.3 Decreto-Lei n.º 153/2014

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, alterou algumas das regras existentes até à data da sua publicação e legislar de forma clara a hipótese do autoconsumo. Trata-se do DL em vigor

atualmente e, portanto, é um dos documento com maior relevância, em termos de enquadramento legal, para esta dissertação. Este DL surgiu com o intuito de fomentar a produção descentralizada de energia e desenvolver as várias tecnologia associadas , incentivando-se o autoconsumo, continuando a permitir o abastecimento de terceiros e a venda dos excedentes à rede. Com a maturação e redução do preço das tecnologias utilizadas para microprodução e miniprodução, este tipo de projeto começou a tornar-se mais acessível e seguro para o investidor. É ainda importante acrescentar que este decreto revogou o Decreto-Lei n.º 363/2007 (alterado pela Lei n.º 67-A/2007 e pelo Decreto-Lei n.º 67-A/2007 e n.º 118-A/2010) e Decreto-Lei n.º 34/2011 (alterado também pelo Decreto-Leis n.º 25/2013). [37]

Como o próprio nome indica, o autoconsumo tem como objetivo alimentar a instalação em que está instalada a unidade de produção, diminuindo a quantidade de energia consumida à RESP e consequente o valor a pagar pela fatura de energia. O autoconsumo foi, então, mais aprofundado neste DL uma vez que se reconheceu a sua potencialidade, nomeadamente permitindo um maior aproveitamento das energias provenientes de recursos renováveis, minimizando a utilização de combustíveis fósseis e reduzindo as perdas na rede elétrica, uma vez que a produção não é centralizada. Além disso, pode possibilitar uma redução no consumo energético dos consumidores, uma vez que lhes daria um maior conhecimento acerca do seu perfil consumo. [38, 37]

Assim, com intuito de aumentar a independência energética do país, elevar o interesse no estudo e nos investimentos em energias renováveis, originando ainda preços energéticos mais acessíveis, surgiu então o DL n.º 153/2014. Foi criado no âmbito do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e, a partir da sua entrada em vigor, ficou definido o enquadramento legal para a pequena produção e para o autoconsumo. [37]

No que se refere ao regime de pequena produção, este veio permitir que os responsáveis pelas unidades de produção possam vender toda a energia produzida, a qual é remunerada tendo como base um modelo de licitação em que os produtores oferecem reduções à tarifa de referência. Este modelo ditou ainda o fim do regime remuneratório geral, citado nos Decretos-Leis anteriormente indicados. [37]

4.1.3.1 Unidades de Produção

O novo DL veio redefinir o regime jurídico para as unidades produção de energia, revogou alguns documentos legislativos até aí existentes e introduziu novos conceitos tais como “Unidades de Produção para Autoconsumo” (UPAC) e “Unidades de Pequena Produção” (UPP). [37]

Começando pelas UPP, estas estão destinadas à entrega total da energia produzida, em que sua fonte primária é de origem renovável, à rede elétrica pública e sendo essa potência de ligação está limitada a 250 kW. Já no caso das UPAC, estas são essencialmente implementadas com o objetivo da realização do autoconsumo, e concedem a liberdade ao produtor de poder escolher se esta se irá ligar, ou não, à RESP. É ainda escrito que a origem da energia pode ser ou não renovável. [37]

Como já foi dito anteriormente, a dissertação incide sobre unidades de produção para consumo próprio, o que torna as UPAC aquelas com maior relevância para o caso em estudo. É ainda

de referir que o regime de produção de energia por meio de unidades de cogeração se encontra excluída deste DL através do número 3 do artigo 2.º. A interpretação dada a este ponto vai no sentido de que não se pode designar uma cogeração como sendo uma UPAC, sendo a produção em cogeração remetida para outra legislação. [37]

A atividade de produção de energia está sujeita a algumas condições que são necessárias cumprir antes de começar a exploração, de acordo com o artigo 4.º do DL em análise, estas encontram-se sintetizadas na tabela 4.1 (em que PI significa "Potência Instalada") [37]:

Tabela 4.1: Requisitos para o acesso às atividades de autoconsumo e de pequena produção. Adaptado de [38]

	Registo prévio	Certificado de exploração	Licença de produção	Licença de exploração	Isenção de controlo prévio	Mera comunicação
UP	X	X				
UPAC PI ≤ 200 W					X	
UPAC PI > 200 W e ≤ 1.5 kW ou UPAC sem ligação à RESP						X
UPAC PI > 1 MW			X	X		
UPAC PI ≤ 1.5 kW e ligação à RESP	X	X				
Instalação sem ligação à RESP, que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem	X	X				

Prestando agora atenção ao artigo 5.º do DL, este indica as condições para que se proceda ao registo da unidade de produção (UP), sendo importante realçar os seguintes aspetos:

- Necessidade de deter uma instalação de utilização aquando do pedido de registo, se esta estiver ligada à RESP deve também deter um contrato com o comercializador para o fornecimento de energia, mas a potência de ligação da UP não pode ser superior à potência contratada;
- No caso de ser uma UPAC, a sua potência instalada está limitada ao dobro da potência de ligação;

- Caso se trate de uma UPP, é necessário que a potência consumida na IU seja pelo menos metade do valor da energia que a unidade produz.

Unidades de Produção para Autoconsumo

Tal como anteriormente mencionado, o estudo a realizar focar-se-à nas UPAC. Nesse aspeto, o presente DL indica que o produtor de energia se encontra autorizado a [37]:

- Criar uma UPAC em cada IU e, com quaisquer fontes de energia de origem renovável ou não, podendo utilizar várias delas e suas respetivas tecnologias;
- Proceder à ligação da UPAC após ter sido emitido o certificado de exploração definitivo;
- Após cumprido o ponto anterior poderá começar a consumir a energia elétrica que produz e a exportar, para a rede, os seus excedentes caso existam;
- A UPAC pode ser ligada à rede BT, salvo se o operador da rede de distribuição (ORD) indicar que existe um impedimento técnico à realização dessa mesma ligação;
- Se a potência instalada da UPAC não for superior a 1 MW, se esta se encontrar ligada à RESP, e a eletricidade produzida for de origem renovável, é concedida a autorização ao produtor para realizar um contrato de compra e venda com o CUR, tendo assim a hipótese de exportar os excedentes que poderão advir dessa exploração.

A construção de uma UPAC encarrega o produtor, além do suporte dos custos de compra dos equipamentos para a criação da unidade de produção e o preço da mão-de-obra necessária para a levar a cabo, de suportar alterações feitas na ligação entre a IU e a RESP, caso se revelem necessárias. O promotor da instalação terá ainda de pagar uma compensação, de acordo com o artigo 15.º e que será estudado mais adiante, caso a UPAC esteja ligada à rede elétrica pública. Outro aspeto a reter é que produtor, de acordo com o artigo 8.º, tem ainda a obrigação de realizar um “(...) seguro de responsabilidade civil para a recuperação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo e de pequena produção de eletricidade previstas no presente Decreto-Lei, cujo capital seguro mínimo e condições mínimas são definidos em portaria conjunta dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia (...)” [37].

Em relação à contagem de energia elétrica produzida, esta deve ser feita quando a UPAC em questão tiver uma potência instalada superior a 1,5 kW e a sua IU se encontre ligada à RESP. Com o auxílio de um contador bidirecional é também possível contabilizar a energia consumida ao comercializador [38, 37].

Remuneração e compensações atribuídas às UPAC

Quando o detentor de uma UPAC vende energia à RESP, e de acordo com o artigo 24.º, este deve ser remunerado de acordo com a expressão a seguir apresentada [37]:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.2)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$ indica a remuneração correspondente ao mês ‘m’, da energia fornecida à RESP, em [€];
- $E_{fornecida,m}$ indica a energia fornecida no mês ‘m’, em [kWh];
- $OMIE_m$ é obtido pela média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para o mercado diário português, relativos ao mês ‘m’, indicado em [€/kWh];
- ‘m’ indica o mês a que se alude a contagem da eletricidade entregue à RESP.

Estão sujeitas ao pagamento de compensações as UPAC com uma potência instalada superior a 1,5 kW e estiverem ligadas à rede pública. Acerca das referidas compensações, as mesmas são fixas e pagas mensalmente durante 10 anos e, tal como referido no artigo 25.º, o seu valor é obtido da seguinte forma [37]:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (4.3)$$

Onde:

- $C_{UPAC,m}$ indica a compensação a pagar, correspondente ao mês ‘m’, por cada kW de potência instalada, em [€];
- P_{UPAC} indica a potência instalada da UPAC e que consta do respetivo certificado de exploração, em [kW];
- $V_{CIEG,t}$ indica o valor que permite reaver os custos originados por medidas de política energética, de sustentabilidade ou também designados como custos de interesse económico geral (CIEG), no ano ‘t’, da respetiva UPAC, em [€/kW];
- K_t indica o coeficiente de ponderação, que varia entre 0% e 50%, a aplicar à parcela $V_{CIEG,t}$, contemplando a potência total das UPAC registadas, no ano ‘t’, no Sistema Elétrico Nacional (SEN);
- ‘t’ indica o ano em que foi emitido o certificado de exploração da UPAC;

Ainda referente ao coeficiente de ponderação (K_t) falado na expressão anterior, este pode tomar os seguintes valores [37]:

- 0% - Caso o valor da potência instalada na UPAC seja inferior a 1% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- 30% - Caso o valor da potência instalada na UPAC esteja situado entre 1% e 3% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN;

- 50% - Caso o valor da potência instalada na UPAC seja superior a 3% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

O valor total da potência instalada de eletroprodutores do SEN, de acordo com o centro de informação da REN, mais especificamente o documento intitulado “Informação Mensal do Sistema Electroprodutor Março 16”, é de 18562 MW. [66]

Tal como é dito no artigo 22.º, é necessário ainda definir o valor de $V_{CIEG,t}$, o que pode ser feito com base na expressão [37]:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 CIEGI_{i(t-n)}^p \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 CIEGI_{i,h(t-n)}^e \times \frac{1}{3} \times \frac{1500}{12} \quad (4.4)$$

Onde:

- $CIEGI_i^p$ é medido em [€/kWh] e refere-se à soma dos valores das parcelas ‘i’ do CIEG, que se encontram na alínea c) do nº1 do artigo 3º da Portaria n.º 332/2012 e variam de acordo com o nível de tensão em cada UPAC. Os valores dessas parcelas são publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano ‘t-n’;
- $CIEGI_{i,h}^e$ é medido em [€/kWh] e refere-se à soma da média aritmética simples para cada período horário ‘h’ e de cada uma das parcelas ‘i’ dos CIEG, que se encontram nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), e) e j) do nº1 do artigo 3º da Portaria n.º 332/2012 e variam de acordo com o nível de tensão em cada UPAC. Os valores dessas parcelas são publicados pela ERSE para o ano ‘t-n’;
- ‘i’ indica a alínea em questão no nº1 do artigo 3º da Portaria n.º 332/2012;
- ‘h’ indica o período horário de fornecimento de energia elétrica aos clientes finais, de acordo com a Portaria n.º 332/2012;
- ‘t’ indica o ano em que foi emitido o certificado de exploração da UPAC.

4.1.4 Complementos e Alterações ao Decreto-Lei n.º 153/2014

Portaria n.º 14/2015

A Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, veio complementar o DL n.º 153/2014 e clarificar alguma da sua informação.

Relativamente às UPAC, definiu que aquelas que tenham uma potência instalada superior a 1,5kW e igual ou inferior 1MW, em que os detentores pretendam liga-las à RESP, têm de efetuar o seu registo prévio e posteriormente obter o certificado de exploração. Um produtor com uma UPAC de potência igual aquela acima referida, mesmo que não esteja ligada à RESP, e pretenda transacionar garantias de origem, necessita também de cumprir os deveres que foram referidos na frase anterior. [80]

Um dos pontos mais importantes a reter desta portaria encontra-se no artigo 19.º, que se refere às taxas de registo das UP. Estas taxas variam com a potência das unidades de produção e com a existência, ou não, de ligação à RESP, podendo ser retirados os seguintes valores [80]:

- UPP e UPAC com fornecimento de energia à rede:
 - Potência instalada inferior a 1,5 kW — 30 €
 - Potência instalada entre 1,5 kW e 5 kW — 100 €
 - Potência instalada entre 5 kW e 100 kW — 250 €
 - Potência instalada entre 100 kW e 250 kW — 500 €
 - Potência instalada entre 250 kW e 1 MW — 750 €
- UPAC sem fornecimento de energia à rede:
 - Potência instalada entre 1,5 kW e 5 kW — 100 €
 - Potência instalada entre 5 kW e 100 kW — 175 €
 - Potência instalada entre 100 kW e 250 kW — 300 €
 - Potência instalada entre 250 kW e 1 MW — 500 €

Está ainda sujeita a uma taxa de inspeção periódica (de 10 em 10 anos no caso da potência instalada ser inferior a 1 MW, nos restantes casos será de 6 em 6 anos) que corresponderá a 20% da respetiva taxa de registo da unidade de produção. No caso de ser necessária uma reinspeção da instalação ou efetuar alterações ao registo, também estas terão uma taxa associada. [80]

A Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, juntamente com a Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março, procederam a alterações ao DL n.º 153/2014, de 20 de outubro, nomeadamente no que se refere às UPP e, portanto, não serão aprofundadas no âmbito desta dissertação. [81, 82]

4.2 Enquadramento legal da Cogeração

Por forma a avaliar a viabilidade do projeto que se pretende realizar, para além do estudo legislativo inerente à pequena produção (neste caso a tecnologia adotada será a fotovoltaica), é necessário também estudar o contexto legal em que a produção por cogeração se encontra. O Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, é aquele que atualmente rege esse tipo de produção, nomeadamente através de uma republicação, necessária após as alterações neste mesmo efetuadas, do DL n.º 23/2010, de 25 de março, o qual definia as normas para a produção de energia térmica e elétrica por unidades de cogeração. Aprofundar-se-á, então, o estudo do DL n.º 68-A/2015, tendo em atenção às principais alterações efetuadas ao outro DL n.º 23/2010, posteriormente referido. [3]

4.2.1 Decreto-Lei n.º 68-A/2015

O aquecimento global e suas consequências têm sido um assunto discutido com alguma regularidade no âmbito da União Europeia. Com o intuito de combater esse aquecimento, os Estados-Membros decidiram tomar certas medidas, nomeadamente a redução da emissão de gases com efeito de estufa em 20%, igual percentagem de aumento na energia de origem renovável e atingir o objetivo de 20% para a eficiência energética. Além das três metas referidas, surgiu ainda uma quarta meta com o intuito de melhorar as interligações energéticas entre os vários países europeus. Perante o contexto apresentado surge então a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012. [3, 4, 61]

O DL n.º 68-A/2015 (retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015) estabelece as regras e conceitos relativos à eficiência energética e produção por cogeração, através da transposição da Diretiva n.º 2012/27/UE, relativa à eficiência energética. Esta altera [3, 4, 83]:

- A Diretiva n.º 2009/125/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de outubro de 2009, relativa à eficiência energética;
- A Diretiva n.º 2010/30/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético em edifícios.

Revoga ainda os seguintes documentos:

- A Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração tendo como base a procura de calor útil no mercado interno da energia;
- A Diretiva n.º 2006/32/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos.
- A componente deste DL que mais relevante para a análise é aquela que se refere à atividade de cogeração, que até aí era regida pelo DL n.º 23/2010, alterada pela Lei n.º 19/2010.

4.2.1.1 Republicação do Decreto-Lei n.º 23/2010

O DL n.º 23/2010 transpunha para a ordem jurídica interna a Diretiva 2004/8/CE e uma vez que esta foi revogada, tornou-se necessário proceder a alterações e complementações do mesmo. Serão, então, analisados os pontos mais relevantes da sua republicação, tendo em conta o que se mantém e o que muda. [84]

A cogeração continua definida como sendo a produção em simultâneo de energia térmica e elétrica e ou/mecânica, dependendo da tecnologia. Aprofundando um pouco mais obtêm-se as seguintes definições [3, 83]:

- “Cogrador” – Entidade promotora da unidade cogedora, à qual foi atribuída autorização para exercer a produção em cogeração;

- “Microcogeração” – Cogeração com uma potência instalada máxima inferior a 50 kW;
- “Cogeração de pequena dimensão” – Cogeração com uma potência instalada máxima inferior a 1 MW;
- “Cogeração renovável” – Cogeração em que fonte de energia primária é total ou parcialmente de origem renovável;
- “Cogeração eficiente” – Cogeração em que há utilização mais rentável da energia primária;
- “Cogeração de elevada eficiência” – Cogeração em que existe uma poupança de energia primária, no mínimo 10% quando comparada com a produção individual de calor e eletricidade. No caso de se tratar de uma unidade de cogeração de pequena potência instalada ou uma unidade de microcogeração, e em que existe uma poupança da energia primária, essa poupança pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$PEP = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right) \quad (4.5)$$

Onde:

- **PEP** indica a poupança de energia primária;
- **CHP H_{η}** indica o quão eficiente é o processo térmico, e é dado pela divisão da produção de calor total anual da cogeração pelo consumo do combustível usado na geração total de calor útil (energia térmica produzida no processo de cogeração) e eletricidade;
- **Ref H_{η}** indica o valor de referência para a produção exclusiva de calor;
- **CHP E_{η}** indica a eficiência elétrica do processo, e é dado pela divisão da produção elétrica total anual da cogeração pelo consumo do combustível usado na geração total de calor útil e eletricidade.
- **Ref E_{η}** indica o valor de referência para a produção exclusiva de eletricidade;
- “Garantia de Origem” – Pode ser requerida por qualquer produtor de eletricidade detentor de uma unidade de cogeração de elevada eficiência e destina-se a garantir que a eletricidade produzida provém daí mesmo. Permite ainda a obtenção do prémio de eficiência na tarifa de venda, derivado da poupança de energia primária acima referida.

O cogrador, como detentor de uma unidade de cogeração, pode optar por fornecer ou consumir a energia elétrica e térmica produzida. Relativamente à eletricidade produzida, esta pode ser entregue à RESP, tendo prioridade nos termos do “Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações”, respeitando todo o artigo 12º do DL em estudo. Caso este pretenda vender eletricidade a terceiros pode ainda criar linhas diretamente para esse propósito e que não interajam com a RESP.

No entanto, se este se ligar à RESP, tem de respeitar as condições técnicas e de segurança de ligação à rede de transporte ou distribuição, não prejudicando assim o normal funcionamento da rede elétrica. O cogrador tem ainda a hipótese de adquirir energia denominada de reserva ou de reforço, que pode ser necessária quando ocorra uma perturbação, em caso de avaria ou manutenção do equipamento de cogeração. [61, 3]

Remuneração da Produção por Cogeração

De acordo com o DL n.º 23/2010, agora republicado, existem duas modalidades de regimes remuneratórios [3, 61]:

- Modalidade Especial – Destina-se às unidades de produção por cogeração com potência máxima de injeção na RESP de 20 MW;
- Modalidade Geral – Destina-se às unidades de produção por cogeração que não integrem a modalidade especial, esta é ainda dividida em duas submodalidades;

Modalidade Especial

No âmbito da modalidade especial, uma das alterações do Decreto-Lei n.º 68-A/2015 ao Decreto-Lei n.º 23/2010 (mais precisamente no n.º 1 do artigo 4.º) é referente à potência instalada permitida na central de cogeração para que esta possa pertencer a este regime, tomando agora o valor máximo de 20 MW, quando anteriormente esse valor poderia ser igual ou inferior a 100 MW. [3, 61, 84]

Nesta modalidade a energia contínua a ser vendida ao CUR, em que a remuneração relativa a esta modalidade é igual à tarifa de referência para a energia elétrica ativa. No caso da energia térmica, esta é vendida a terceiros e o valor da remuneração varia de acordo com o contrato feito entre o cogrador e o cliente ou clientes. Aquando da venda de energia elétrica ao CUR podem ainda somar-se um ou dois prémios, sendo eles [3]:

- Prémio de elevada eficiência – Aplica-se a cogerações de elevada eficiência, é determinado com base na poupança de energia primária (PEP) calculada, com tipo o de energia primária utilizada e a tecnologia associada.
- Prémio de energia renovável – Não depende da eficiência da instalação e premeia as cogerações renováveis, em função da proporção de combustíveis com origem renovável utilizados na produção de energia elétrica.

É de notar que houveram alterações nas atribuições destes prémios. No DL n.º 23/2010 as cogerações eficientes também poderiam receber o prémio de elevada eficiência, o que atualmente não é permitido, em prejuízo das mesmas. Passou ainda a existir um limite de 7,5 €/MWh para o valor dos prémios atribuídos individualmente ou cumulativamente. Comparando ainda este valor com os que são indicados no n.º 3 do artigo 5.º da Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro, verifica-se que as cogerações tiveram um corte considerável nos valores que podem vir a receber relativamente ao prémio de elevada eficiência [3, 61, 84]:

Tabela 4.2: Prémios de elevada eficiência de acordo a Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro. [85]

Instalações de cogeração	Elevada eficiência (€/MWh)	Eficientes (€/MWh)
Instalações com motor alternativo a gás natural	10,26	6,16
Instalações com turbina a gás natural com potência inferior a 20 MWe	13,28	7,97
Instalações com turbina a gás natural com potência igual ou superior a 20 MWe	11,20	6,72
Instalações com motor alternativo a fuelóleo	9,33	5,60
Instalações com turbina a vapor	17,94	10,77
Instalações de ciclo combinado	8,97	5,38
Instalações de cogeração renovável	17,94	10,77

Os dois prémios visados anteriormente são contratados e pagos pelo CUR, sendo a sua tarifa de referência fixada por uma portaria publicada pelo Governo, tendo como base a opinião emitida pela ERSE. [3]

A duração da modalidade especial do regime remuneratório vigorará durante 120 meses (10 anos), caso se mantenham as suas condições de atribuição. Caso o cogrador deseje prolongar essa duração, existe a possibilidade de o fazer por mais 60 meses, em detrimento dos anteriores 120 meses, estando os prémios de elevada eficiência e energia renovável sujeitos a revisão de acordo com a legislação em vigor. [3]

Modalidade Geral

De acordo com o n.º 1 do artigo 4.º -B do DL agora republicado e indo de encontro ao que já foi referido anteriormente, a modalidade geral passa então a dividir-se em duas submodalidades [3]:

- Submodalidade A

Esta submodalidade engloba as cogerações a atuar em regime de autoconsumo de eletricidade produzida, vendendo os excedentes ao CUR, e com uma potência máxima de injeção igual a 20 MW.

O funcionamento em autoconsumo por parte da unidade de cogeração, definido pelo n.º 2 do artigo 4.º -B, consiste no consumo de energia elétrica (para além dos serviços auxiliares) por parte de uma instalação de utilização associada.

Para que o cogrador possa efetuar contrato de venda dos excedentes ao CUR, este necessita de estar de acordo com o artigo 5.º -A. Este artigo indica que o contrato não pode ter uma duração superior a 10 anos, embora posteriormente possa ser renovado por períodos de 5 anos em caso de entendimento mutuo, a faturação pelo CUR deve ser pelo menos a cada 2 meses. Porém, a DGEG pode opor-se à renovação desse contrato, caso apresente razões devidamente fundamentadas.

No caso de o cogrador não optar por vender a eletricidade ao CUR, preferindo realizar um contrato bilateral ou vender a mercados organizados a eletricidade excedente resultante, será integrado na submodalidade B.

- Submodalidade B

Na submodalidade B encontram-se os cogradores que decidiram vender total ou parcialmente a energia produzida na sua unidade de cogeração através de mercados organizados ou contratos bilaterais.

Os cogradores têm a possibilidade de vender a energia térmica e elétrica que é produzida nas suas instalações, sendo os preços de venda estabelecidos em concertação entre produtor e cliente ou clientes. No caso do preço de venda da energia elétrica estabelecido entre ambas as partes, se o cliente ou clientes estiverem diretamente ligados à respetiva instalação de cogeração, este preço está ainda sujeito ao acréscimo do valor da tarifa de uso global do sistema (TUGS) mas não sendo necessário o pagamento da tarifa de acesso à rede.

A eletricidade pode também ser vendida aos comercializadores de energia, a um preço acordado entre ambas as partes. Resta ainda a possibilidade de entregar essa energia em mercados organizados, sendo o preço resultante estabelecido pelas vendas sucedidas nesses mercados.

Compensação pelas instalações de cogeração em autoconsumo

Independentemente da submodalidade em que estejam inseridos os produtores, caso as suas instalações tenham como finalidade o autoconsumo ou alimentem de alguma forma as instalações de utilização associadas, se estiverem ligados à RESP ficarão submetidas durante 10 anos ao pagamento de uma compensação mensal fixa. O valor dessa compensação é determinado através da seguinte expressão [3]:

$$C_{COG_{\alpha,t}} = P_{COG} \times V_{CIEG_{\alpha,t}} \times K_t \quad (4.6)$$

Em que:

- $C_{COG_{\alpha,t}}$ indica a compensação a pagar, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, correspondente ao mês ‘m’, por cada kW de potência instalada, em [€];
- P_{COG} indica a potência instalada da unidade de cogeração e que conta no respetivo certificado ou licença de exploração, em [kW];
- $V_{CIEG_{\alpha,t}}$ indica o valor que permite reaver os custos originados pelos CIEG, no ano ‘t’, da respetiva instalação de cogeração, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, em [€/kW];
- K_t indica o coeficiente de ponderação, que varia entre 0% e 50%, a aplicar à parcela $V_{CIEG_{\alpha,t}}$, contemplando a potência total das instalações de cogeração (com potência instalada igual a 20 MW) registadas, no ano ‘t’, no SEN;

- ‘t’ indica o ano em que foi emitido o título de exploração da respetiva instalação de cogeração;
- ‘α’ indica o nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada de pelo menos 20,7 kVA ou BTN com potência contratada inferior a 20,7 kVA;

Relativamente ao coeficiente de ponderação (K_r) escrito na expressão anterior, este pode tomar os seguintes valores [3]:

- 0% → Caso o resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade A e quando adicionado ao resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade B, se as instalações entregarem total ou parcialmente a energia produzida às respetivas instalações de utilização, seja inferior a 5% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- 30% → Caso o resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade A e quando adicionado ao resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade B, se as instalações entregarem total ou parcialmente a energia produzida às respetivas instalações de utilização, se situe entre os 5% e os 7,5% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- 50% → Caso o resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade A e quando adicionado ao resultado da soma da potência instalada em cada instalação de cogeração da submodalidade B, se as instalações entregarem total ou parcialmente a energia produzida às respetivas instalações de utilização, seja superior a 7,5% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

É ainda necessário definir o valor de $V_{CIEG_{\alpha,t}}$, o que pode ser feito com base na seguinte expressão [3]:

$$V_{CIEG_{\alpha,t}} = \sum_{n=0}^2 CIEG_{i(t-n)}^p \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 CIEG_{i,h(t-n)}^e \times \frac{1}{3} \times \frac{4500}{12} \quad (4.7)$$

Onde:

- $CIEG_{i(t-n)}^p$ é medido em [€/kWh] e refere-se à soma dos valores das parcelas ‘i’ do CIEG, que se encontram na alínea c) do nº 1 do artigo 3º da Portaria n.º 332/2012 e variam de acordo com o nível de tensão em cada unidade de cogeração. Os valores dessas parcelas são publicados pela ERSE para o ano ‘t-n’;
- $CIEG_{i,h(t-n)}^e$ é medido em [€/kWh] e refere-se à soma da média aritmética simples para cada período horário ‘h’ e de cada uma das parcelas ‘i’ dos CIEG, que se encontram nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), e) e j) do nº1 do artigo 3º da Portaria n.º 332/2012 e variam de

acordo com o nível de tensão em cada instalação de cogeração. Os valores dessas parcelas são publicados pela ERSE para o ano ‘t-n’;

- ‘i’ indica a alínea em questão no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012;
- ‘h’ indica o período horário de fornecimento de energia elétrica aos clientes finais, de acordo com a Portaria n.º 332/2012;
- ‘t’ indica o ano em que foi emitido o certificado de exploração da instalação de cogeração.

De encontro ao que já foi dito anteriormente e de acordo com o centro de informação da REN, mais especificamente o documento intitulado “Informação Mensal do Sistema Electroprodutor Março 16”, a potência instalada a nível nacional é de 18562 MW. [66]

4.3 Conclusão

O estudo das leis aplicáveis à atividade de pequena produção e cogeração teve como principal objetivo tentar perceber qual seria a viabilidade legal do projeto de instalação fotovoltaico para a alimentação de serviços auxiliares numa central de cogeração.

A legislação que rege a atividade de cogeração é o DL n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que contém a republicação do DL n.º 23/2010, de 25 de março. No artigo 2.º-A, dessa republicação, pode encontra-se a definição de cogeração renovável, que é descrita como sendo uma cogeração em que a energia primária deve ser total ou parcialmente de origem renovável (as fontes de energia consideradas renováveis estão explicitadas no artigo 2.º do DL n.º 172/2006, de 23 de agosto). A energia solar é uma dessas fontes de energias considerada renovável e, quando se julga a cogeração como sendo simplesmente a produção conjunta de calor e eletricidade, poder-se-á então pensar que ao adicionar uma instalação fotovoltaica ao sistema de cogeração, esta tornar-se-ia a chamada cogeração renovável, o que não é verdade. Para confirmar essa afirmação recorreu-se à definição de cogeração, presente no mesmo artigo acima referenciado, que descreve a cogeração como sendo a produção simultânea de energia elétrica, térmica e por vezes também mecânica, tudo isto num processo integrado. A junção de uma cogeração e de um sistema fotovoltaico, associados a uma mesma instalação de utilização, não representa um sistema integrado. Como tal não se pode considerar uma cogeração e consequentemente também não será uma cogeração renovável. [3, 61]

Relativamente ao enquadramento legal da atividade de pequena produção, encontrou-se o conceito de UPAC que se refere a unidades de produção para autoconsumo, no qual se enquadra o objetivo da presente dissertação. A principal conclusão obtida, quanto à viabilidade de realizar uma instalação fotovoltaica para alimentação dos serviços auxiliares de uma cogeração, é apresentada na forma do diagrama da figura 4.1:

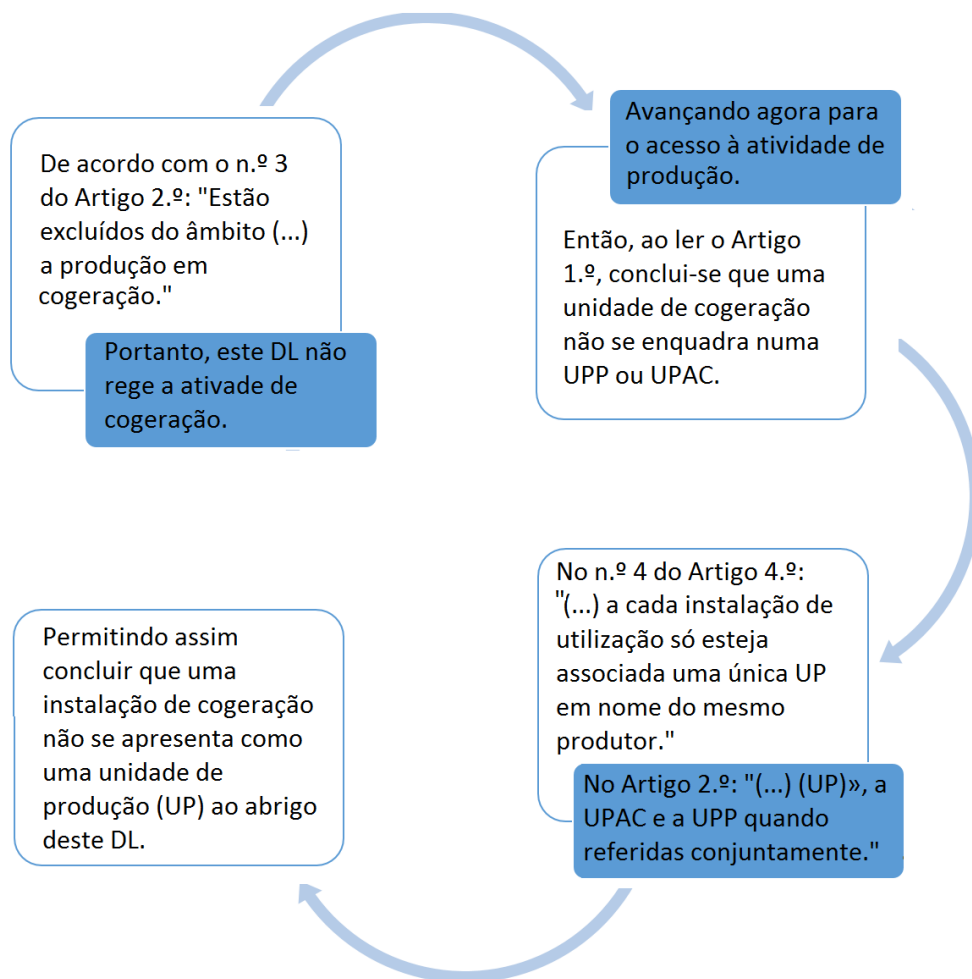


Figura 4.1: Diagrama baseado no DL n.º153/2014 e aplicado ao caso em estudo.

Se uma instalação de cogeração não é considerada uma unidade de produção ao abrigo do DL n.º 153/2014, isto significa que se pode ter uma unidade de cogeração e um sistema fotovoltaico associados a uma mesma instalação de utilização. E, mesmo considerando uma unidade de produção por cogeração uma UP, podem-se instalar duas ou mais UP numa mesma instalação de utilização associada, desde que estejam em nome de produtores diferentes. [37]

Uma conclusão importante que se obteve é que as UPAC, quando ligadas à rede, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal durante 10 anos, no entanto, enquanto o valor de potência instalada total das UPAC a funcionarem em Portugal for inferior a aproximadamente 185 MW (que corresponde a 1% do total de potência instalada de centro electroprodutores do SEN, referido aquando da equação 4.3), a dita compensação a pagar é nula. A potência total de UPAC neste momento situa-se na ordem dos 19 MW, ou seja, ainda está muito longe dos referidos 185 MW. [37, 66, 86]

Capítulo 5

Estudo da viabilidade técnica e económica de um sistema fotovoltaico para integração numa central de cogeração

O presente capítulo pretende avaliar qual a viabilidade técnico-económica da instalação de um sistema fotovoltaico para alimentação, em baixa tensão (BT), dos serviços auxiliares de uma central de cogeração. Serão analisadas duas situações representativas de casos reais, duas centrais de produção de energia em cogeração, daqui em diante denominados "caso de estudo A" e "caso de estudo B".

Os casos de estudo irão diferir basicamente nos seguintes aspetos:

- Irradiação incidente no local;
- Localização da central de cogeração;
- Energia consumida pelos serviços auxiliares;
- Remuneração obtida na venda de energia proveniente da produção por cogeração;
- Espaço para montagem do SFV;
- Custo de aluguer do espaço onde será implementado o SFV (eventualmente).

A integração do sistema fotovoltaico no esquema elétrico da cogeração, será feito conforme apresentado na figura [5.1](#):

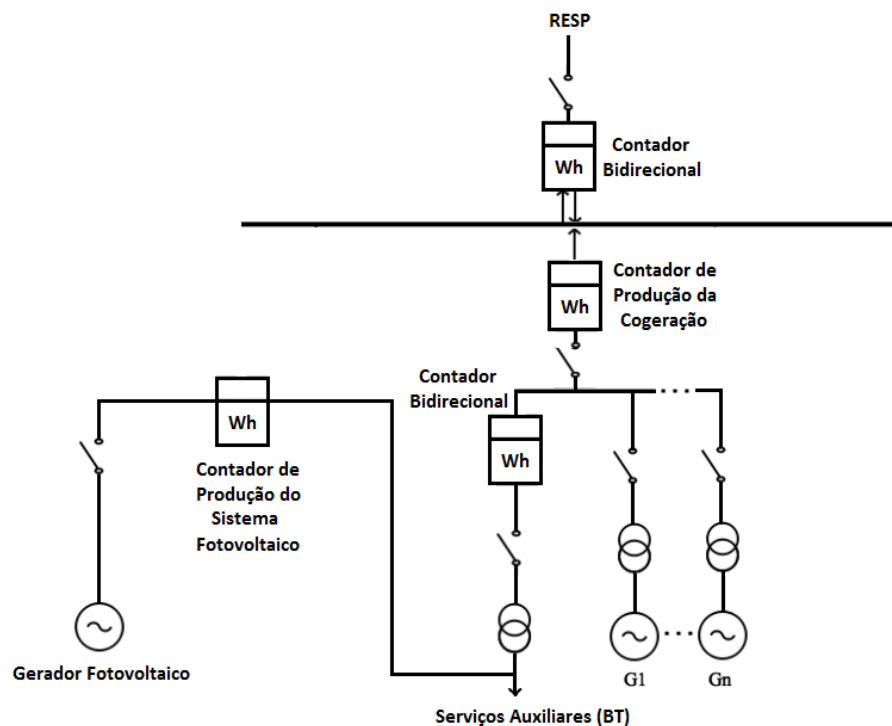


Figura 5.1: Esquema ilustrativo da integração do sistema fotovoltaico na central de cogeração. Adaptado de [61].

5.1 Estratégia seguida para realização do estudo

A avaliação da viabilidade económica do sistema fotovoltaico para integração na central de cogeração, será feita com base no "tempo de retorno do investimento" (*payback*). A viabilidade técnica prende-se essencialmente com o espaço disponível para instalação do SFV e também, embora não tão relevante nesta situação, com a distância do mesmo ao quadro elétrico dos serviços auxiliares.

Os cálculos necessários para a realização dessa avaliação serão efetuados com o auxílio de uma folha *Excel*, que assenta sobre um código desenvolvido na linguagem de programação *Visual Basic*, para aplicações (VBA). O código desenvolvido encontra-se no anexo C e a figura 5.2 apresenta, de forma simples, o algoritmo seguido para atingir os objetivos pretendidos:

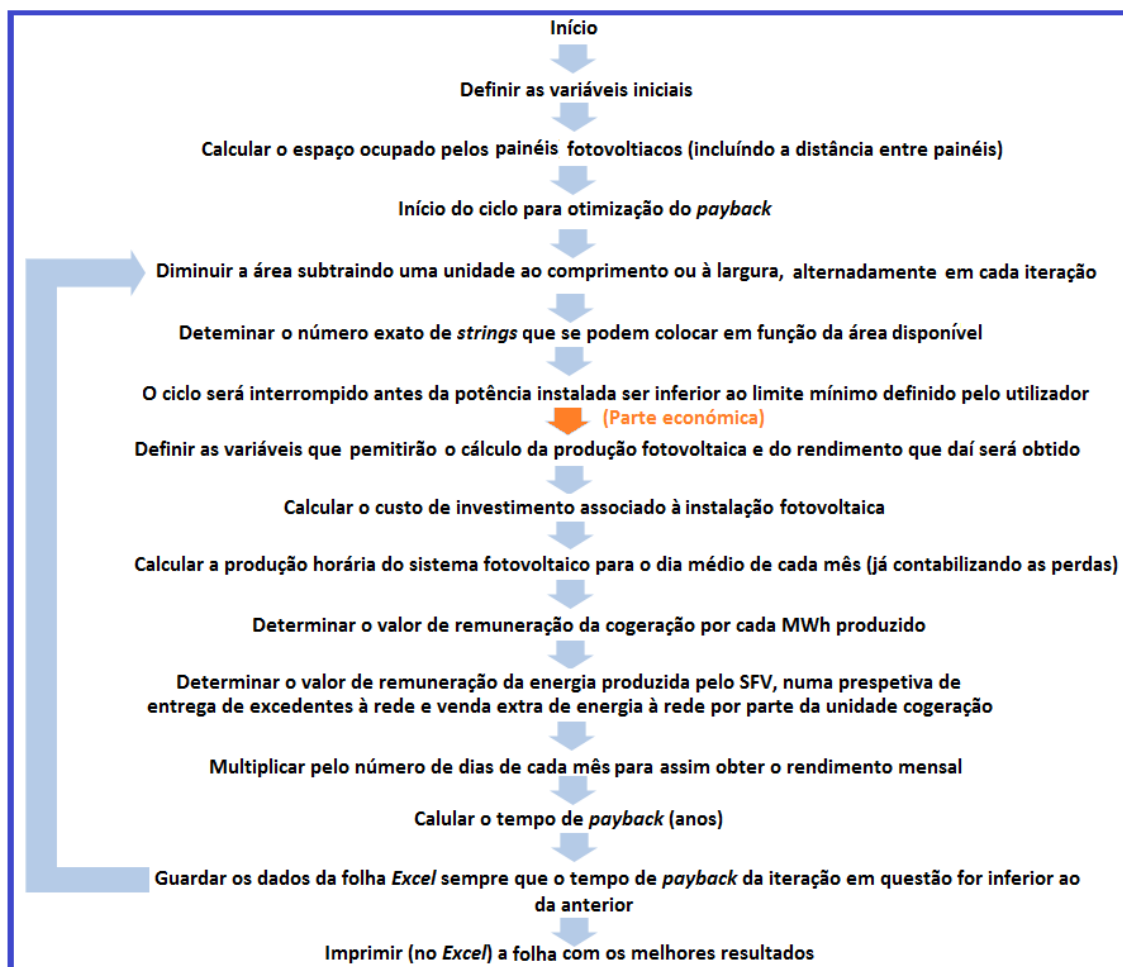


Figura 5.2: Algoritmo seguido para construção do ficheiro *Excel* e código VBA.

Antes de iniciar a exposição do procedimento seguido, convém referir que as expressões apresentadas na subsecção 2.3.2.3 foram utilizadas de uma forma mais precisa e com outra notação, com o objetivo de facilitar o seu entendimento. Relativamente à subsecção 2.3.2.4, a equação 2.6 não foi utilizada porque a potência instalada do SFV foi definida em função da área disponível e otimizada de acordo com o tempo *payback*, e não diretamente em função do consumo.

Em seguida será realizada uma análise de algumas das etapas contempladas no algoritmo anteriormente apresentado, para que se torne mais clara a forma serão analisados os casos de estudo A e B.

5.1.1 Determinação de alguns parâmetros do painel fotovoltaico

A temperatura ambiente (T_a) influencia o desempenho do painel fotovoltaico, como tal, convém analisar o que acontece com os parâmetros de tensão e corrente do mesmo quando esta varia. Alguns dos valores indicados na folha de características de qualquer módulo fotovoltaico são as seguintes (os parâmetros de tensão, corrente e potência são definidos para uma $T_a = 25^\circ\text{C}$):

- V_{OC} – Tensão em circuito aberto, em [V];
- V_{MPP} – Tensão nominal, em [V];
- I_{SC} – Corrente em curto-circuito, em [A];
- I_{MPP} – Corrente nominal, em [A];
- P_{MPP} – Potência nominal, em [W];
- **NOCT** – *Nominal Operating Cell Temperature*, em [$^{\circ}\text{C}$];
- $\alpha_{I_{SC}}$ – Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito, em [$\%/^{\circ}\text{C}$];
- $\beta_{V_{OC}}$ – Coeficiente de variação da tensão em circuito aberto, em [$\%/^{\circ}\text{C}$];
- $\gamma_{P_{MPP}}$ – Coeficiente de variação da potência máxima, em [$\%/^{\circ}\text{C}$].

Com vista a observar essas alterações tomar-se-á como referência os seguintes valores de temperatura ambiente e irradiância (G) [87]:

- $T_a = 25^{\circ}\text{C} \rightarrow G = 1000 \text{ W/m}^2$;
- $T_a = 0^{\circ}\text{C} \rightarrow G = 500 \text{ W/m}^2$;
- $T_a = 35^{\circ}\text{C} \rightarrow G = 1100 \text{ W/m}^2$.

A temperatura da célula (T_C) varia naturalmente com a temperatura ambiente e, uma vez que a célula se encontra integrada num módulo fotovoltaico juntamente com outras, a sua temperatura será superior. A determinação do seu valor pode ser feito com base na seguinte expressão [9, 87]:

$$T_C = T_a + G \times \frac{NOCT - 20}{800} \quad (5.1)$$

Encontrada a forma como varia T_C em função de T_a , podem ser determinadas as expressões que demonstram como variam alguns dos parâmetros do módulo fotovoltaico [87]:

- $V_{OC}(T_a)$:

$$V_{OC(T_a)} = V_{OC(25^{\circ})} + \beta_{V_{OC}} \times (T_{C_{T_a}} - T_{C(25^{\circ})}) \quad (5.2)$$

- $V_{MPP}(T_a)$:

$$V_{MPP(T_a)} = V_{MPP(25^{\circ})} + \beta_{V_{OC}} \times (T_{C_{T_a}} - T_{C(25^{\circ})}) \quad (5.3)$$

- $I_{SC}(T_a)$:

$$I_{SC(T_a)} = I_{SC(25^{\circ})} + \alpha_{I_{SC}} \times (T_{C_{T_a}} - T_{C(25^{\circ})}) \quad (5.4)$$

- $I_{MPP}(T_a)$:

$$I_{MPP(T_a)} = I_{MPP(25^{\circ})} + \alpha_{I_{SC}} \times (T_{C_{T_a}} - T_{C(25^{\circ})}) \quad (5.5)$$

- $P_{max}(T_a)$:

$$P_{MPP(T_a)} = P_{MPP(25^\circ)} + \gamma_{P_{MPP}} \times (T_{C_{Ta}} - T_{C(25^\circ)}) \quad (5.6)$$

- Corrente de curto-circuito máxima:

$$I_{SC_{max}} = (V_{OC(25^\circ)} + \beta_{V_{OC}} \times (T_{C_{T_{350}}} - T_{C(25^\circ)})) \times \frac{G_{Ta(35^\circ)}}{G_{Ta(25^\circ)}} \quad (5.7)$$

5.1.2 Dimensionamento de cabos e proteções

A energia entregue pelo SFV está dependente das perdas a que este está sujeito, sendo que os cabos são responsáveis por uma parte significativa dessas perdas de energia. Portanto, convém dimensionar os mesmos para que assim se possam estimar e minimizar as perdas. Além disso serão ainda dimensionadas as proteções para os cabos da DC (*strings*) e AC. O dimensionamento destes equipamentos é realizado de seguida.

5.1.2.1 Cablagem DC

O dimensionamento da secção do cabo deve ser feito de forma a que este suporte a corrente máxima que lá poderá circular (deverá ser considerado o pior caso para efeitos de dimensionamento). Além disso deverá ainda ser levado em conta que a escolha de um cabo de maior secção, em detrimento de uma inferior, fará com que as perdas por efeito Joule diminuam. A secção mínima que o cabo deverá ter é dada pela seguinte expressão [8]:

$$\text{Secção} > \frac{2 \times L \times I_{cabo}}{1\% \times N_{MS} \times V_{MPP_s} \times k_c} \quad (5.8)$$

Onde:

- L – Comprimento total de cada string, em [m];
- I_{cabo} – Corrente que circula no cabo, em [A];
- N_{MS} – Número de módulos por *string*;
- V_{MPP_s} – Tensão nominal da *string*, em [V];
- k_c – Condutividade do material condutor ($k_{c_{cobre}} = 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ ou $k_{c_{alumínio}} = 34 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

Deve ainda ser garantido que o cabo seja capaz de suportar uma corrente cujo valor seja superior em 25% comparativamente à corrente de curto-circuito máxima dos painéis ($I_{SC_{max}}$), ou seja [8]:

$$I_{cabo} > I_{SC_{max}} \times 1.25 \quad (5.9)$$

5.1.2.2 Fusíveis para proteção das *strings*

O fusível de fileira protegerá a mesma contra eventuais sobrecargas, protegendo o cabo, os módulos e o inversor. A escolha do fusível deve respeitar as seguintes condições [8]:

- Tensão suportada pelo fusível:

$$V_{\text{fusível}} \geq V_{OC} \times N_{MS} \times 1,15 \quad (5.10)$$

- Corrente nominal do fusível (com vista a evitar cortes intempestivos):

$$I_n \geq I_{SC} \times 1,56 \quad (5.11)$$

5.1.2.3 Cablagem AC e suas proteções

Relativamente ao dimensionamento da cablagem AC deve respeitar as condições de funcionamento que a seguir serão apresentadas. Refira-se que a cablagem AC é dividida em dois troços, um a partir da saída do inversor até ao quadro elétrico do sistema fotovoltaico (deverá ser considerado o pior caso para efeitos de dimensionamento) e outro desde esse ponto até ao quadro elétrico dos serviços auxiliares da cogeração. Ambos os troços são trifásicos e ligados em BT.

A opção por esta solução tem em vista uma redução das perdas de energia, porque a componente de maior comprimento utiliza cabos de maior secção e portanto com uma menor resistência interna. O primeiro troço utilizará um cabo AC por inversor, já no segundo troço utilizar-se-á o número de cabos necessários para fazer transferência da energia produzida no sistema fotovoltaico para os serviços auxiliares.

Troço 1: Desde a saída do inversor até ao quadro elétrico do sistema fotovoltaico (T1).

A corrente à saída do inversor é obtida pela seguinte expressão (considerar-se-á o fator de potência como sendo unitário):

$$I_{INV} = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} \times U_c} \quad (5.12)$$

Onde:

- I_{INV} simboliza a corrente à saída do inversor, em [A];
- P_{INV} indica a potência nominal do inversor, em [W];
- U_c simboliza a tensão composta, em [V];

As condições para o bom funcionamento dos equipamentos de proteção e condução de energia são os seguintes [88]:

- Condição de Aquecimento → A corrente máxima admissível (I_z), em [A], do cabo escolhido deve ser superior à corrente nominal à saída do inversor:

$$I_{INV} \leq I_z \quad (5.13)$$

- Condição de Sobrecarga → Esta condição é utilizada para dimensionar a proteção, disjuntor neste caso, que assegurará a integridade do cabo em caso de sobrecarga. Para tal as seguintes condições devem ser respeitadas:

$$I_{INV} \leq I_n \leq I_z \quad (5.14)$$

Em que:

- I_n – Corrente nominal da proteção em questão, em [A];
- I_{INV} – Corrente de Serviço, em [A];
- I_z – Corrente máxima admissível, em [A].

Deve ainda ser garantido que a corrente convencional de funcionamento da proteção em questão (I_f) seja:

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \quad (5.15)$$

- Condição de Queda de Tensão → Para garantir o correto funcionamento do sistema não convém que a tensão esteja sujeita a uma queda, provocada pelo cabo, que a afaste consideravelmente da tensão da rede. O valor da queda de tensão é dado por (com fator de potência unitário):

$$\Delta V = r_F \times L \times I_{INV} \quad (5.16)$$

Onde:

- r_F – Resistência do condutor de fase à temperatura máxima de funcionamento, em [Ω/km];
- L – Comprimento do cabo, em [km].
- Condição de Curto-Circuito → Deve ainda ser verificado se o tempo que o cabo demora a atingir fadiga térmica é inferior ao tempo de atuação da proteção. O tempo de fadiga térmica (t_c) é dado por:

$$t_c = \left(k_r \times \frac{S_N}{I_{cc\min(F-N)}} \right)^2 \quad (5.17)$$

Legenda:

- k_r – Coeficiente de correção da resistência, em $\text{A} \cdot \text{S}^{\frac{1}{2}}/\text{mm}^2$;
- S_N – Secção de Neutro, em [mm^2];
- $I_{cc\min(F-N)}$ – Corrente de curto-circuito mínima entre a fase e o neutro, em [A].

Troço 2: Desde o quadro do SFV até ao quadro elétrico dos serviços auxiliares (T2).

As expressões utilizadas para este dimensionamento são idênticas às anteriormente consideradas, diferindo nos seguintes aspetos:

- A potência a considerar será o somatório das potências nominais de todos os inversores;
- A corrente será também a soma das correntes de saída de cada inversor, uma vez que a tensão é constante e igual à da rede.
- A condição de queda de tensão merece agora especial atenção, uma vez que a soma de ΔV em ambos os troços deve ser inferior a 5% da U_c ;
- Condição de Seletividade → Esta, quando respeitada, garante que em caso de defeito apenas a proteção imediatamente a montante atua. Sendo assim, a proteção deste troço deverá respeitar a seguinte condição:

$$1,6 \times I_{n_{jusante}} \leq I_{n_{montante}} \quad (5.18)$$

5.1.2.4 Perdas nos cabos DC

A determinação das perdas DC dependerá do cabo escolhido e da corrente que irá circular no mesmo. Sabendo a potência injetada pelos painéis fotovoltaicos em cada *string*, calcula-se posteriormente a potência à entrada do inversor; subtraindo uma à outra obtém a potência dissipada. A potência injetada pelos painéis fotovoltaicos em cada string é dada pela expressão:

$$P_{injetada\ na\ string} = P_{MPP} \times N_{MS} \quad (5.19)$$

Em que:

- $P_{injetada\ na\ string}$ – Potência injetada na *string* pelos módulos fotovoltaicos, em [W];
- N_{MS} – Número de módulos fotovoltaicos em cada *string*.

Para que se possa determinar a potência à entrada do inversor, é necessário calcular a queda de tensão no cabo [88]:

$$\Delta V_{DC} = L \times I_{MPP} \times \frac{r_{F_{20^\circ}}}{1000} \quad (5.20)$$

Em que:

- ΔV_{DC} – Queda de tensão na *string*, em [V];
- $r_{F_{20^\circ}}$ – Resistência do condutor à temperatura de 20°C, em [Ω/km] ou [$\text{V}/(\text{A} \cdot \text{km})$].

Torna-se assim possível determinar a potência à entrada do inversor:

$$P_{injetada\ no\ inversor} = I_{MPP} \times (V_{MPP_S} - \Delta V_{DC}) \quad (5.21)$$

Em que:

- $P_{injetada\ no\ inversor}$ – Potência injetada no inversor, em [W].

A potência dissipada em cada string é dada por:

$$P_{perdas_{DC}} = P_{injetada\ na\ string} - P_{injetada\ no\ inversor} \quad (5.22)$$

Em que:

- $P_{perdas_{DC}}$ – Potência dissipada em cada *string*, em [W];

Finalmente determina-se a percentagem de perdas em cada *string* ($Perc_{perdas_{DC}}$), em [W]:

$$Perc_{perdas_{DC}} = \frac{P_{perdas_{DC}}}{P_{injetada\ na\ string}} \quad (5.23)$$

5.1.2.5 Perdas nos cabos AC

Relativamente às perdas nos cabos AC, estas são mais simples de obter uma vez que se sabe antecipadamente qual o valor da queda de tensão sofrida (calculada aquando do dimensionamento dos condutores). Tal como acontece na determinação das perdas DC, basta apenas calcular a potência no início e no fim de cada troço, subtraindo depois uma à outra, respetivamente. O cálculo da potência é efetuado através da generalização da equação 5.12, considerando a corrente no cabo como sendo constante:

$$P = \sqrt{3} \times U_c \times I \quad (5.24)$$

A percentagem de perdas nos cabos AC ($Perc_{perdas_{AC}}$), em [W], é dada pela seguinte expressão:

$$Perc_{perdas_{AC}} = \frac{P_{início} - P_{fim}}{P_{início}} \quad (5.25)$$

Onde:

- $P_{início}$ – Potência no ponto inicial do cabo, considerando o sentido da corrente, em [W];
- P_{fim} – Potência no ponto terminal do cabo, considerando o sentido da corrente, em [W];

5.1.3 Ciclo para otimização do *payback*

O ciclo tem em vista a análise do tempo de *payback* para vários valores de potência instalada, realizando assim a sua otimização. A potência instalada inicial depende da área máxima disponível que se possa utilizar para colocar os painéis fotovoltaicos. Em cada iteração, o comprimento ou a largura são decrementados, alternadamente, de uma unidade (começando pela área menos favorável, normalmente considerada a mais distante da cogeração). Esse decréscimo na área fará diminuir a quantidade de módulos que se podem colocar nas áreas em questão. Consequentemente a potência que se poderá instalar reduzirá, potência essa para a qual a simulação será realizada.

5.1.3.1 Determinação do número máximo de painéis que poderá ser instalado na área disponível

Quando o painel é montado com uma determinada inclinação torna-se necessário criar um espaçamento entre os painéis (filas ou linhas de painéis) por forma a evitar o fenómeno de sombreamento. Tal como foi demonstrado na equação 2.7 e ilustrado através da figura 2.26.

Como os painéis são normalmente instalados por linhas (filas) e colunas, avaliar-se-á qual o número de painéis que se poderá introduzir segundo este método. Torna-se ainda relevante referir que o ficheiro *Excel* desenvolvido apenas permite a introdução de valores para áreas retangulares:

- Determinar número de colunas ($n_{colunas}$):

$$n_{colunas} = \frac{C_{\text{área}}}{c_{\text{painel}}} \quad (5.26)$$

Onde:

- $C_{\text{área}} \rightarrow$ Comprimento da área introduzida, em [m];
- $c_{\text{painel}} \rightarrow$ Comprimento do painel FV, em [m];
- Determinar número de linhas (n_{linhas}), ou filas, quando o painel está pousado na superfície (inclinação do painel e superfície iguais) :

$$n_{linhas} = \frac{L_{\text{área}}}{l_{\text{painel}}} \quad (5.27)$$

Onde:

- $L_{\text{área}} \rightarrow$ Largura da área introduzida, em [m];
- $l_{\text{painel}} \rightarrow$ Largura do painel FV, em [m];
- Determinar número de linhas (n_{linhas}) quando o painel está inclinado em relação à superfície:

$$n_{linhas} = \frac{L_{\text{área}}}{d} \quad (5.28)$$

Em que:

- $d \rightarrow$ Distância entre *strings* (fileiras), valor calculado com base na equação 2.7, em [m];

Resta ainda dizer que cada área terá um número inteiro de *strings* e que por sua vez, cada uma, terá o mesmo número de painéis fotovoltaicos.

5.1.3.2 Condição de paragem

A potência fotovoltaica deverá ser suficiente para alimentar uma parte considerável dos serviços auxiliares, para isso deve ser definida uma potência instalada mínima. Assim que esse valor for atingido, o ciclo termina e é definido o melhor resultado de *payback* encontrado:

$$P_{inst_y} \leq P_{inst_{mínima}} \quad (5.29)$$

- P_{inst_y} – Potência fotovoltaica instalada na iteração 'y' do ciclo, em [kW];
- $P_{inst_{mínima}}$ – Potência fotovoltaica mínima a instalar, em [kW].
- y – Número da iteração;

5.1.3.3 Calcular o custo de investimento

Na avaliação da viabilidade do projeto, para os dois casos em estudo, o custo de investimento é definido na perspectiva "chave-na-mão", ou seja, é estipulado um preço que representa o custo de investimento em função da potência que se pretende instalar [€/W]. Além disso não deve ser esquecida a taxa de registo da respetiva UP, indicadas na subsecção 4.1.4.

O custo de investimento é então determinado pela seguinte expressão:

$$Investimento_y = P_{inst_y} \times 1000 \times custo_{SFV} + taxa_{registo} \quad (5.30)$$

- $Investimento_y$ – Custo de investimento para a potência fotovoltaica instalada calculada na iteração 'y' do ciclo, em [€];
- $custo_{SFV}$ – Custo por *watt* instalado do SFV, em [€/W].
- $taxa_{registo}$ – Taxa de registo da UPAC para a potência que se pretende instalar, em [€];

5.1.3.4 Cálculo da produção do sistema fotovoltaico

O cálculo da produção do sistema fotovoltaico é feito em função da sua potência instalada e da radiação incidente no local onde estão colocados os painéis. No entanto não devem ser desprezadas as perdas a que este está sujeito, sendo normalmente as seguintes:

- Perdas nas *strings* (DC);
- Perdas de cada ligação entre os inversores e o quadro do SFV;
- Perdas no cabo, ou cabos, que liga o quadro do SFV ao quadro dos serviços auxiliares;
- Outras perdas → Esta percentagem pretende representar as perdas no sistema que não foram calculadas, mas no entanto a sua soma é significativa (considerou-se esse valor como sendo 10%). Esta engloba perdas como as que ocorrem devido a elevadas temperaturas (figura 2.21), as provocadas por funcionamento fora do MPP, entre outras...

Tomando em consideração o que foi dito anteriormente, a produção do SFV, em cada hora, será dada pela seguinte expressão:

$$E_{prod_{hy}} = P_{inst_y} \times \frac{H_{hm}}{1000 \text{ W/m}^2} \times \left(1 - Perc_{perdas_{DC_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{perdas_{AC(T1)_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{perdas_{AC(T2)_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{outras \text{ perdas}}\right) \times \eta_{INV} \quad (5.31)$$

Com:

- $E_{prod_{h(m)_y}}$ – Energia produzida pelo sistema fotovoltaico durante a hora 'h' do mês 'm', para potência instalada calculada na iteração 'y' do ciclo, em [kWh];
- H_{hm} – Irradiação incidente na hora 'h' para o mês 'm', em [kWh/m²];
- $Perc_{perdas_{DC_y}}$ – Percentagem de perdas em cada *string*, perdas DC, em cada iteração 'y';
- $Perc_{perdas_{AC(T1)_y}}$ – Percentagem de perdas AC em cada cabo do troço T1, na iteração 'y';
- $Perc_{perdas_{AC(T2)_y}}$ – Percentagem de perdas AC em cada cabo do troço T2, na iteração 'y';
- $Perc_{outras \text{ perdas}}$ – Percentagem que simboliza outras perdas do sistema;
- η_{INV} – Rendimento do inversor utilizado;
- **h** – Hora para a qual se realiza o cálculo;
- **m** – Mês a que pertence a hora para a qual se realiza o cálculo.

5.1.3.5 Sistema de seguimento solar

A avaliação da viabilidade de um sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo foi realizada de forma muito simples, considerando uma variação no custo de investimento e na produção do gerador FV. A variação da energia produzida foi estipulada através do *software* PV-GIS. Após a realização de várias simulações foi possível concluir que a produção aumenta cerca de 30%, ou seja, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico passa a tomar o seguinte valor [12]:

$$E_{seg_{hy}} = P_{inst_y} \times \frac{H_{hm}}{1000 \text{ W/m}^2} \times \left(1 - Perc_{perdas_{DC_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{perdas_{AC(T1)_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{perdas_{AC(T2)_y}}\right) \times \left(1 - Perc_{outras \text{ perdas}}\right) \times \eta_{INV} \times 1.3 \quad (5.32)$$

- $E_{seg_{h(m)_y}}$ – Energia produzida pelo sistema fotovoltaico com seguimento solar durante a hora 'h' do mês 'm', para potência instalada calculada na iteração 'y' do ciclo, em [kWh];

5.1.3.6 Rendimento económico do Sistema Fotovoltaico

O cálculo do rendimento económico exige que seja feita uma análise comparativa entre a produção horária do sistema fotovoltaico e o consumo dos serviços auxiliares, para duas situações:

- Produção energética do SFV igual ou inferior ao consumo dos serviços auxiliares → Analisar-se-á o rendimento do SFV com base no preço de venda da energia da cogeração, porque parte (ou a totalidade) da energia produzida pela unidade de cogeração é destinada aos auxiliares, passa agora a ser injetada na rede e remunerada com base na tarifa de elétrica da cogeração.

Por forma a clarificar o que foi dito anteriormente apresenta-se a seguinte equação:

$$Rendimento_{h(m)y} = \frac{E_{prod_{h(m)y}}}{1000} \times (remuneração_m \times (1 - queda_{preço})) \quad (5.33)$$

Legenda:

- **Rendimento_{h(m)y}** → Rendimento do SFV na hora 'h' do mês 'm', calculado durante a iteração 'y' do ciclo, em [€];
 - **E_{prod_{h(m)y}}** – Energia produzida pelo sistema fotovoltaico durante a hora 'h' do mês 'm', para potência instalada calculada na iteração 'y' do ciclo, em [kWh];
 - **remuneração_m** → Valor pago pela energia produzida na unidade cogeração e injetada na rede, no mês 'm', em [€/MWh].
 - **queda_{preço}** → Percentagem de queda no preço da energia elétrica vendida pela cogeração.
- Produção energética do SFV superior ao consumo dos serviços auxiliares → Quando o SFV produzir mais energia do que aquela que os serviços auxiliares necessitarem poderá optar-se pela venda dos excedentes à RESP, tal como indica o Decreto-Lei n.º 153/2014. A remuneração dessa energia é feita com base na equação 4.2. No entanto, se por algum motivo não for possível considerar a injeção da energia na rede terá de ser colocado um sistema que limite a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico. Relativamente à simulação, para que não se considere a venda de excedentes à rede basta considerar a remuneração da UPAC como sendo nula (OMIE_m = 0 €/MWh). A remuneração dos excedentes das UPAC é feita com base na equação 4.2, portanto a expressão apresentada a seguir é muito semelhante [37]:

$$Rendimento_{h(m)y} = \frac{E_{prod_{h(m)y}}}{1000} \times \frac{OMIE_m}{1000} \times 0.9 \quad (5.34)$$

Após a aplicação das duas expressões anteriores obtém-se a produção de energia em cada hora para o dia médio de cada mês. Com vista a obter o valor da remuneração mensal basta somar todos os valores de remuneração horária do dia médio de cada mês e multiplicar pelo número de dias de cada um (para simplificar, considerou-se que todos os meses têm 30 dias).

As instalações de cogeração propriamente ditas não têm telhados com boas condições para colocação de painéis fotovoltaicos, portanto será necessário utilizar os telhados da instalação de utilização associada (industrial, em ambos os casos de estudo a analisar). Normalmente a unidade de cogeração e a instalação industrial, como acontece nos casos de estudo A e B, não pertencem à mesma entidade. Portanto, o cogrador terá de pedir autorização ao detentor da instalação industrial para que este permita utilizar os seu telhados, o que implica o pagamento de uma renda mensal (custo de aluguer dos telhados).

A expressão 5.35 resume, em termos práticos, o que foi dito nos dois parágrafos anteriores:

$$Rendimento_{m_y} = \left(\sum_{h=0}^{23} Rendimento_{h(m)_y} \right) \times 30 - custo_{aluguer} \quad (5.35)$$

Em que:

- **Rendimento_{m_y}** → Rendimento do SFV no mês 'm', calculado durante a iteração 'y' do ciclo, em [€];
- **custo_{aluguer}** → Montante pago ao detentor da instalação de utilização associada à cogeração por aluguer dos telhados da mesma, este valor assume-se constante, em [€];
- **h** – Hora para a qual se realiza o cálculo (bastaria apenas somar entre as 5h e as 19h porque, de acordo com o PVGIS, fora desse intervalo horário o SFV não será capaz de produzir energia).

O custo de aluguer dos telhados referido na equação anterior, o custo por unidade de potência instalada e a percentagem de queda do preço de venda à rede por parte da cogeração foram definidos de acordo com informações da *Capwatt-Brainpower SA*.

5.1.3.7 Payback

O "tempo de recuperação do investimento" (em anos) é simples de determinar, bastando para isso dividir o valor do investimento pelo valor do rendimento total durante o ano analisado:

$$Payback_y = \frac{Investimento_y}{\sum_{m=1}^{12} Rendimento_{m_y}} \quad (5.36)$$

Em que:

- **Payback_y** → "Tempo de recuperação do investimento", calculado durante a iteração 'y' do ciclo, em [anos];
- $\sum_{m=1}^{12} Rendimento_{m_y}$ → Rendimento anual, em [€/ano].

O ciclo de otimização do *payback* faz isso mesmo, procura o seu menor valor em função da equação 5.36. Sempre que o valor do *payback* da nova iteração é inferior ao da anterior ($Payback_y < Payback_{y-1}$) guarda os valores associados a essa iteração. Por fim cria uma folha *Excel* com os valores finais.

5.2 Escolha do módulos fotovoltaico, do inversor e dos cabos para realização dos estudos

5.2.1 Módulo fotovoltaico

A escolha do módulo recai sobre o inversor da marca REC, mais precisamente o modelo é "REC250PE", cujas características são apresentadas na tabela 5.1:

Tabela 5.1: Características do painel fotovoltaico utilizado na simulação. Adaptado do anexo E.1.

Caraterísticas do painel (REC <i>Peak Energy Series</i> -REC250PE)		
Comprimento	1,665	m
Largura	0,991	m
Espessura	0,038	m
Voc (Ta=25°C)	37,4	V
Vmpp (Ta = 25)	30,2	V
Isc (Ta=25°C)	8,86	A
Impp (Ta=25°C)	8,3	A
Pmax (Ta=25°C)	0,25	kW
NOCT	45,7	°C
α (Isc)	0,024	%°C
β (Voc)	0,27	%°C
γ (Pmax)	0,4	%°C
Peso	18	kg
Tensão máxima do sistema	1000	V
Temperatura de operação	-40 a 85	°C

Tal como foi referido anteriormente, a avaliação da viabilidade do projeto será realizada numa perspetiva "chave-na-mão", ou seja, o custo por *watt* de potência instalada é previamente definido. Este custo tem por base a escolha de painéis fotovoltaicos da tecnologia mais comum no mercado (ocupando cerca de 90% do mesmo), isto é, painéis de silício policristalino (como referido na subsecção 2.5.1), uma vez que é o mais provável de ser utilizado pela entidade instaladora. Portanto, a escolha do modelo "REC250PE" da marca REC deve ser vista apenas como uma opção exemplificativa e genérica. [6]

5.2.2 Inversor fotovoltaico

Relativamente ao inversor fotovoltaico, foi selecionado o modelo TLX 10 da *Danfoss*. As suas principais características são aprestadas na tabela 5.2:

Tabela 5.2: Características do inversor fotovoltaico utilizado na simulação. Adaptado do anexo E.2.

Caraterísticas do inversor (<i>Danfoss</i> TLX 10 kW)		
Comprimento	0,7	m
Largura	0,525	m
Espessura	0,25	m
Potência nominal ativa	10	kW
Potência máxima de entrada	10,3	kW
Número de MPPT	2	-
Potência fotovoltaica máxima por MPPT	8	kW
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT	12	A
Tensão nominal AC (3P+N+PE)	230/400±20%	V
Tensão nominal DC	430-800	V
Tensão máxima DC	1000	V
Intensidade nominal CA	3 x 14,5	A
Intensidade máxima CA	3 x 14,9	A
Frequencia	50 ± 5	Hz
Peso	35	kg
Tensão máxima do sistema	1000	V
Temperatura de operação	-25 a 60	°C
Eficiência	98	%

Como se pode ver na tabela anterior, a sua eficiência é bastante boa. Optou-se por utilizar um inversor com apenas duas entradas pois é uma solução bastante comum, com um preço ajustado e, como apenas tem duas *strings* a si ligadas, pode dizer-se que a fiabilidade do sistema também se encontra a um bom nível. Melhor fiabilidade exigiria uma maior despesa, daí não ser tão utilizada. Tal como na escolha do painel fotovoltaico, o inversor TLX 10 da *Danfoss* deve ser visto apenas como uma opção exemplificativa e genérica.

5.2.3 Cabos

5.2.3.1 Cabo para *strings*

O cabo que interligará módulos fotovoltaicos em cada uma das *strings* neste estudo será o TOPsolar PV ZZ-F de 6mm². Este foi escolhido após uma breve comparação entre vários cabos e de acordo com os subcapítulos 5.1.2.1 e 5.1.2.4, nomeadamente em termos de queda de tensão e preço de aquisição. As suas principais caraterísticas são [88, 89]:

- Corrente máxima admissível ao ar livre → 70 A;
- Corrente máxima admissível à superfície → 57 A;
- Queda de tensão a 20°C → 9,49 V/A.km.

5.2.3.2 Cabo para o primeiro troço AC (T1)

A partir de cada inversor sairá um cabo genérico do tipo LSVV 4x16 que se ligará ao quadro elétrico do SFV, escolhido de acordo com os subcapítulos 5.1.2.3 e 5.1.2.5. As suas principais características são [88, 90]:

- Material do condutor → Alumínio maciço;
- Grau de flexibilidade → Condutor rígido;
- Material do isolamento → Policloreto de vinilo (PVC);
- Material das bainhas → PVC;
- Secção de cada condutor → 16 mm²;
- Resistência a 20°C (r_{20°) → 1,91 Ω/km;
- Corrente máxima admissível (Cabos multicondutores fixados às paredes) → 59 A.

5.2.3.3 Cabo para o segundo troço AC (T2)

O cabo que partirá do quadro elétrico do SFV e chegará ao quadro dos serviços auxiliares será do tipo do tipo LSVV 4x70, também este escolhido de acordo com os subcapítulos 5.1.2.3 e 5.1.2.5, cujas principais características são [88]:

- Material do condutor → Alumínio maciço;
- Grau de flexibilidade → Condutor rígido;
- Material do isolamento → Policloreto de vinilo (PVC);
- Material das bainhas → PVC;
- Secção de cada condutor → 70 mm²;
- Resistência a 20°C (r_{20°) → 0,443 Ω/km;
- Corrente máxima admissível (Cabos multicondutores fixados às paredes) → 140 A.

5.3 Caso de estudo A

5.3.1 Radiação incidente no local da instalação

A unidade de cogeração encontra-se localizada na zona de Barcelos, estando associada a uma instalação de utilização de cariz industrial. No edifício existem cerca de 2000 m² de telhados orientados a Sul, para a instalação de painéis fotovoltaicos. Aquando da simulação com sistemas de seguimento solar será considerado que existe a mesma área de solo desimpedido, o que não se afasta muito da realidade.

Os dados de irradiação incidente no local, obtidos através do *software* PVGIS, correspondem à irradiação global horária durante o dia médio de cada mês do ano. Dados esses que exigiram um tratamento por forma a que posteriormente pudessem ser utilizados. Na tabela 5.3 apresentam-se os dados relativos ao mês de maio como exemplo:

Tabela 5.3: Irradiação global medida em vários instantes de tempo para o dia médio do mês de maio. Incidente numa superfície com inclinação igual a 35°. Adaptado de [12].

Maio					
Time	G (W/m ²)	Time	G (W/m ²)	Time	G (W/m ²)
05:07	35	09:52	659	14:37	607
05:22	49	10:07	682	14:52	577
05:37	62	10:22	702	15:07	544
05:52	68	10:37	718	15:22	510
06:07	103	10:52	733	15:37	473
06:22	142	11:07	744	15:52	434
06:37	183	11:22	753	16:07	394
06:52	225	11:37	758	16:22	353
07:07	268	11:52	761	16:37	311
07:22	311	12:07	761	16:52	268
07:37	353	12:22	758	17:07	225
07:52	394	12:37	753	17:22	183
08:07	434	12:52	744	17:37	142
08:22	473	13:07	733	17:52	103
08:37	510	13:22	718	18:07	68
08:52	544	13:37	702	18:22	62
09:07	577	13:52	682	18:37	49
09:22	607	14:07	659	18:52	35
09:37	634	14:22	634	19:07	21

A organização dos dados foi feita através do *software Excel*, considerando que a hora é definida desde o minuto 30 da hora anterior até ao minuto 30 da hora que se pretende definir. Posteriormente procede-se ao cálculo da média dos valores nesse intervalo. Por exemplo, para as 9 horas determina-se a média utilizando os seguintes instantes de tempo:

- 08:37
- 08:52
- 09:07
- 09:22

Após cumpridos esses passos, os valores obtidos para o caso de estudo A são apresentados na tabela 5.4:

Tabela 5.4: Irradiação global horária incidente numa superfície com inclinação igual a 35°, durante o dia médio de cada mês do ano. No local da instalação a que se refere o caso de estudo A.

Irradiação global horária para o dia médio de cada mês Wh/m²												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
5	0	0	0	0	42	54	42	0	0	0	0	0
6	0	0	57	80	94	103	90	71	51	0	0	0
7	0	116	173	218	247	262	255	241	185	126	0	0
8	160	255	357	383	414	435	442	442	391	286	193	163
9	299	415	518	525	560	586	609	622	582	447	342	285
10	399	536	638	631	669	701	738	760	731	569	453	386
11	459	610	711	695	737	772	819	846	824	644	520	448
12	480	636	735	717	760	796	846	875	856	670	543	468
13	459	610	711	695	737	772	819	846	824	644	520	448
14	399	536	638	631	669	701	738	760	731	569	453	386
15	299	415	518	525	560	586	609	622	582	447	342	285
16	160	255	357	383	414	435	442	442	391	286	193	128
17	0	85	173	218	247	262	255	241	185	101	0	0
18	0	0	0	69	94	103	90	71	39	0	0	0
19	0	0	0	0	35	41	36	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5.3.2 Dados relativos ao funcionamento da cogeração

Os dados da central de cogeração utilizados são o preço de venda à rede por parte da cogeração, o autoconsumo total mensal e o horário dos serviços auxiliares (tabela 5.5).

Tabela 5.5: Dados da central de cogeração relativos ao caso de estudo A.

Caso de estudo A	Un.	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Percentagem de Autoconsumo	%	0,9%	0,9%	1,1%	1,2%	1,3%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,2%	1,2%	1,0%
Total energia Autocosoumo	MWh	13,2	12,9	16,5	16,9	18,0	21,2	23,6	20,6	20,0	18,4	16,9	13,8
Autoconsumo horário	kWh	32,5	33,6	39,4	42,9	46,2	52,8	54,1	51,7	48,2	43,4	42,2	36,9
Preço venda à rede	€/MWh	160,1	162,9	165,2	145,4	143,6	143,0	137,3	138,5	135,6	135,8	132,5	131,4

Em relação ao "autoconsumo horário", este refere-se ao consumo médio horário dos serviços auxiliares, durante as horas de funcionamento da central de cogeração em cada mês.

5.3.3 Área de telhado disponível

A instalação de utilização associada à unidade de cogeração tem vários telhados inclinados a Sul, o que facilita a colocação dos painéis e proporciona um melhor aproveitamento da área. Uma vez que os telhados já se encontram inclinados, não será necessário fazer um espaçamento tão elevado como se os telhados fossem horizontais. São ainda avaliadas as zonas ao nível do solo que possam permitir a instalação de painéis fotovoltaicos com sistemas de seguimento a dois eixos.

A figura 5.3 mostra os telhados da instalação de utilização orientados a Sul, disponíveis para colocação dos módulos fotovoltaicos e também a localização cogeração, relativamente ao caso de estudo A:

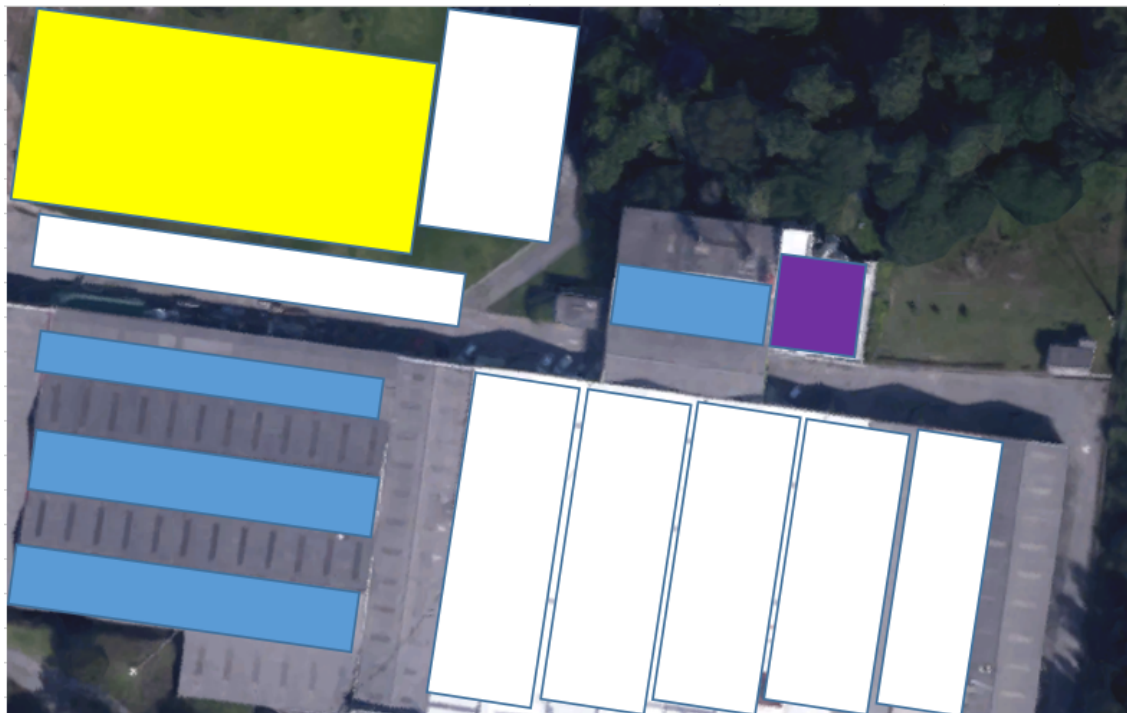


Figura 5.3: Central de cogeração e instalação de utilização industrial associada, a que se refere o caso de estudo A. (Fonte: Google Earth)

Identificação das várias zonas da figura 5.3:

- Zona Azul – Locais onde se pretende instalar os painéis fotovoltaicos;
- Zona Amarela – Local onde se poderão instalar os painéis fotovoltaicos com sistema de seguimento de duplo eixo (embora também possam ser instalados sem esse sistema ao nível do solo);
- Zona Roxa – Localização da cogeração.

É de salientar que se considerou que a área a amarelo é aproximadamente igual à assinalada a azul. Tal como foi explicado no subcapítulo 5.1.3.5, a análise dos sistemas com seguimento solar é abordado de uma forma muito simplificada. As dimensões das áreas assinaladas a azul na figura 5.3 são apresentadas na tabela 5.6:

Tabela 5.6: Medidas das áreas disponíveis para colocação de módulos fotovoltaicos no caso de estudo A.

Designação da área	Comprimento (m)	Largura (m)
A1	26	9
A2	55	4
A3	55	9
A4	55	8

As medições foram realizadas utilizando o *software* Google Earth e como tal podem não estar totalmente corretas. As áreas serão posteriormente utilizadas de acordo com o subcapítulo 5.1.3.1. Torna-se ainda importante referir que as áreas estão organizadas por distância crescente à instalação de cogeração.

5.3.4 Resultados da Simulação

A execução da simulação em busca do tempo de *payback* mais favorável exigiu a escolha de uma potência mínima a instalar. Com base nos dados relativos ao "Autoconsumo horário", constantes na tabela 5.5, estabeleceu-se que a potência instalada mínima considerada nesta simulação seria de **55 kW**.

Nesta subsecção serão apresentados os resultados de várias simulações, que variam em função das condições iniciais definidas. Apenas uma simulação será analisada com algum detalhe, que corresponderá aquela cujas as condições iniciais se aproximem mais do caso real. Em todas as simulações será considerado que os telhados têm a inclinação ideal. Mesmo que isso não seja verdade as medidas da tabela 5.6 já incluem uma certa margem de segurança que permita a inclinação e espaçamento dos painéis.

5.3.4.1 Simulação 1

A primeira simulação foi realizada utilizando as condições iniciais que mais se podem aproximar da realidade, condições essas que são as seguintes:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 200 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 24 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 25\%$;
- Sem sistema de seguimento solar.

Os resultados da simulação, com base nas condições iniciais referidas, são apresentados na tabela 5.7:

Tabela 5.7: Rendimento económico e tempo de *payback* para diversos valores de potência instalada no caso de estudo A.

Potência a Instalar (kW)	Rendimento (€)							
	80	60	70	105	120	150	175	195
Janeiro	614,68	382,97	480,13	904,68	966,16	1129,15	1193,34	1244,69
Fevereiro	1033,73	650,14	879,30	1253,32	1318,68	1449,42	1610,18	1670,75
Março	1356,93	878,34	1165,75	1627,77	1719,31	1956,69	2061,78	2145,86
Abril	1291,52	780,49	989,08	1575,82	1670,34	1916,76	2030,80	2122,04
Maio	1410,87	853,11	1028,63	1724,52	1830,49	2103,04	2233,43	2337,75
Junho	1434,20	904,33	1088,39	1931,33	2043,44	2362,12	2500,60	2611,38
Julho	1404,75	895,48	1078,05	1882,07	1991,82	2306,78	2443,04	2552,05
Agosto	1484,92	906,89	1141,88	1810,84	1916,74	2208,14	2337,45	2440,90
Setembro	1311,54	810,01	1108,21	1600,64	1692,98	1963,45	2076,67	2167,25
Outubro	933,38	559,80	686,43	1195,52	1362,63	1493,11	1601,84	1754,04
Novembro	535,42	351,02	442,86	849,73	1000,89	1199,08	1268,46	1323,97
Dezembro	414,14	260,14	336,83	684,08	816,53	991,03	1047,61	1092,87
Anual	13226,09	8232,72	10425,54	17040,32	18330,03	21078,74	22405,21	23463,55
Investimento (€)	80250,00	60250,00	70250,00	105500,00	120500,00	150500,00	175500,00	195500,00
Payback (anos)	6,07	7,32	6,74	6,20	6,58	7,14	7,84	8,34

Através da tabela 5.7 é possível constatar que ao fim de pouco mais de 6 anos o sistema fotovoltaico estaria pago. A garantia dada pelo fabricante do painel fotovoltaico é de 10 anos, para um tempo de vida esperado de 25 anos (de acordo com o anexo 5.1). Tais valores, comparados com o tempo de *payback*, demonstram que o projeto é economicamente viável. No entanto, não convém desprezar os valores de potência instalada com rendimentos anuais superiores, porque a longo prazo são mais aliciantes, caso as condições iniciais não se alterem significativamente.

A distribuição da instalação de 80 kW pelos telhados indicados na tabela 5.6 seria realizada da seguinte forma:

Tabela 5.8: Distribuição do sistema fotovoltaico pelas várias áreas no caso A.

Nome da área	Número de painéis para as áreas finais			
	A1	A2	A3	A4
Total de painéis	120	120	120	0
Total de Inversores	3	3	3	0
Número de Strings	6	6	6	0

As perdas do sistema fotovoltaico são ainda bastante significativas, como demonstra a tabela 5.9:

Tabela 5.9: Perdas do sistema fotovoltaico para uma potência instalada de 80 kW, no caso de estudo A.

Local	Percentagem de perdas de potência
Strings (DC)	0,5%
1º troço dos cabos AC	1,2%
2º troço dos cabos AC	0,3%
Inversor	2,0%
Outras Perdas	10,0%
Total	14,0%
Potência Instalada (kW)	80
Total (kW)	11,2

Na eventualidade de se pretender diminuir essas perdas, existem formas de o fazer, como por exemplo, aumentar a secção dos cabos e/ou colocar elementos de refrigeração para assim combater as significativas perdas por aquecimento dos módulos fotovoltaicos (como ventoinhas, que aumentariam a circulação de ar em contacto com os painéis fotovoltaicos).

Por fim apresentam-se ainda outros dados relativos a este sistema fotovoltaico e que serão iguais nas restantes simulações (também no caso de estudo B analisado a seguir), uma vez que não dependem das condições iniciais:

Tabela 5.10: Outras informações do sistema fotovoltaico.

Outras informações do sistema fotovoltaico		
Nº total de painéis por inversor	40	-
Potência total ligada a cada inversor	10	kW
Potência total por String	5	kW
Vf max sistema ($V_{oc_max} * 1,15 * N_{paineis}$)	955,6	V
Impp_max ($T_a = 25^{\circ}C$; $1000W/m^2$) por string	8,30	A
Vmpp string ($T_a = 25^{\circ}C$; $1000W/m^2$) nos paineis	604	V
Vmpp string ($T_a = 25^{\circ}C$; $1000W/m^2$) no inversor	599	V
Queda de tensão max Cabo ($T_a = 25^{\circ}C$; $1000W/m^2$)	5,0	V

5.3.4.2 Simulação 2

Nesta simulação pretende-se avaliar quais as vantagens que podem advir da utilização de um sistema de seguimento solar, para tal as condições iniciais são as seguintes:

- $custo_{aluguer} = 300 \text{ €/mês}$ (neste caso não é o aluguer dos telhados mas sim do terreno);
- $custo_{SFV} = 1,5 \text{ €/W}$;
- $OMIE_m = 24 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $queda_{preço} = 25\%$;

- Com sistema de seguimento solar (mais 30% de produção horária).

A melhor potência a instalar, para estas condições iniciais, seria:

Tabela 5.11: Rendimento económico e tempo de *payback* para um sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo, aplicado ao caso de estudo A.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	80
Janeiro	801,14
Fevereiro	1149,56
Março	1522,50
Abril	1470,38
Maio	1618,43
Junho	1824,88
Julho	1775,76
Agosto	1704,75
Setembro	1495,33
Outubro	1090,16
Novembro	744,56
Dezembro	579,82
Anual	15777,26
Investimento (€)	120250,00
Payback (anos)	7,63

A potência instalada ideal para o sistema fotovoltaico com seguimento solar a dois eixos mantém-se constante, no entanto o valor do *payback* aumento em mais de um ano.

Os painéis fotovoltaicos com sistemas de seguimento solar fazem um melhor aproveitamento da radiação solar e a longo prazo compensam, mas estão mais sujeitos avarias, uma vez que têm partes móveis. Além disso exigem um maior investimento e, ao contrário dos painéis sem sistema de seguimento que podem ser colocados em telhados, estes necessitam de ocupar espaço ao nível solo e de uma maior estrutura de suporte. Provavelmente estarão sujeitos ainda ao pagamento de uma renda mensal superior tal como foi considerado nas condições iniciais.

5.3.4.3 Simulação 3

Nesta simulação pretende-se avaliar a importância da ligação à RESP por parte do SFV e a respetiva remuneração associada, de forma a perceber qual sua importância para o "tempo de recuperação do investimento". Sendo assim, as condições iniciais são as seguintes:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 200 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 0 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 25\%$;

- Sem sistema de seguimento solar.

Nesta situação a melhor potência a instalar, para estas condições iniciais, seria 80 kW, tal como indica a tabela 5.12:

Tabela 5.12: Resultados da simulação do SFV desligado da RESP, no caso de estudo A.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	80
Janeiro	614,13
Fevereiro	1010,96
Março	1330,28
Abril	1278,94
Maio	1399,98
Junho	1431,72
Julho	1398,22
Agosto	1468,86
Setembro	1289,51
Outubro	929,77
Novembro	535,38
Dezembro	414,10
Anual	13101,84
Investimento (€)	80175,00
Payback (anos)	6,12

Ao comparar o resultado da tabela 5.7 (o melhor caso) com o desta tabela é possível ver que o valor do *payback* passou de 6,07 para 6,12 anos, o que mostra uma diferença pouco significativa (nem um mês). Tal resultado indica que a ligação à RESP não é relevante, o que é enganador. Como o cálculo da produção do sistema fotovoltaico utiliza o valor radiação global horária para um dia médio de cada mês, os picos de radiação são atenuados. Sendo assim, é praticamente certo que a produção do sistema fotovoltaico ultrapasse mais vezes o valor da potência consumida. Além disso, quando a unidade de cogeração estiver parada por opção técnica ou económica, o sistema fotovoltaico pode continuar a produzir.

5.3.4.4 Simulação 4

Na última simulação pretende-se analisar os resultados para condições iniciais bastante pessimistas, como são as apresentadas a seguir:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 300 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1,2 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 0 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 30\%$;

- Sem sistema de seguimento solar.

A melhor potência a instalar, para estas condições iniciais, seria de 95 kW, como se pode ver pela tabela 5.13:

Tabela 5.13: Resultados da simulação para as condições iniciais de uma perspectiva pessimista, para o caso de estudo A.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	95
Janeiro	733,98
Fevereiro	1047,78
Março	1384,84
Abril	1347,85
Maio	1365,83
Junho	1541,65
Julho	1494,47
Agosto	1433,51
Setembro	1244,84
Outubro	981,22
Novembro	655,84
Dezembro	420,12
Anual	13651,95
Investimento (€)	114175,00
Payback (anos)	8,37

Um valor de *payback* de 8,37 anos ainda é um bom resultado quando comparado com o tempo de vida esperado do painel fotovoltaico. O que torna o investimento no SFV para a alimentação dos serviços auxiliares da cogeração no caso de estudo A como sendo viável do ponto de vista económico.

5.4 Caso de estudo B

5.4.1 Radiação incidente no local da instalação

Relativamente ao caso de estudo B, a unidade de cogeração e a respetiva instalação de utilização associada (industrial) encontram-se localizadas na zona de Vale de Cambra. A área de telhados orientados a sul disponíveis para colocação de painéis fotovoltaicos é muito superior à do caso de estudo A, sendo cerca de 4500 m². Mais uma vez considerar-se-á que a área disponível para colocação do SFV com seguimento solar é aproximadamente igual (embora sendo um pouco inferior) à área dos telhados referidos, esta consideração não irá afetar o resultado da simulação.

Tal como no caso de estudo anterior, foi necessário obter os dados de irradiação incidente no local, nomeadamente a global horária durante o dia médio de cada mês do ano. Foi então realizada uma análise idêntica à da subsecção 5.3.1 e os resultados obtidos são indicados na tabela 5.14:

Tabela 5.14: Irradiação global horária incidente numa superfície com inclinação igual a 35°, durante o dia médio de cada mês do ano. No local da instalação a que se refere o caso de estudo B.

Irradiação global horária para o dia médio de cada mês Wh/m²												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
5	0	0	0	0	42	45	40	0	0	0	0	0
6	0	0	54	74	94	98	86	68	47	0	0	0
7	0	87	161	198	233	247	248	235	180	107	28	0
8	142	248	332	346	382	409	433	433	383	275	185	133
9	295	403	479	472	512	550	599	612	571	434	330	285
10	394	521	590	565	609	658	727	750	718	555	437	389
11	455	594	657	622	668	724	807	836	811	631	502	452
12	476	619	679	641	688	747	835	865	842	656	525	474
13	455	594	657	622	668	724	807	836	811	631	502	452
14	394	521	590	565	609	658	727	750	718	555	437	389
15	295	403	479	472	512	550	599	612	571	434	330	285
16	158	248	332	346	382	409	433	433	383	275	185	140
17	21	83	151	198	233	247	248	235	180	86	47	0
18	0	0	32	61	94	98	86	68	27	0	0	0
19	0	0	0	0	34	39	34	24	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ao comparar a tabela 5.14 com a 5.4 é possível perceber que a intensidade da radiação solar é ligeiramente inferior neste segundo caso de estudo.

5.4.2 Dados relativos ao funcionamento da cogeração

Os dados da cogeração referentes ao caso de estudo B são apresentados na tabela 5.15:

Tabela 5.15: Dados da central de cogeração relativos ao caso de estudo B.

Caso de estudo B	Un.	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Porcentagem de Autoconsumo	%	2,1%	2,1%	2,4%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%
Total energia Autocosumo	MWh	19,9	26,9	32,8	31,7	31,0	31,1	33,5	30,8	13,9	26,9	14,2	29,5
Autoconsumo horário	kWh	69,4	71,2	81,1	83,6	82,6	80,2	80,0	80,1	79,1	78,4	77,3	77,5
Preço venda à rede	€/MWh	163,3	168,9	172,3	153,1	150,9	150,0	143,9	145,6	137,8	151,9	139,0	146,1

Tal como no caso A, o "autoconsumo horário" é referente ao consumo médio horário dos serviços auxiliares, nas horas de funcionamento da central de cogeração em cada mês.

5.4.3 Área de telhado disponível

A figura 5.4 apresenta a central de cogeração e a instalação de utilização industrial associada, mais precisamente os locais onde se poderão colocar os painéis fotovoltaicos (as cores da figura simbolizam o mesmo que as da figura 5.3):



Figura 5.4: Central de cogeração e instalação de utilização industrial associada, a que se refere o caso de estudo B. (Fonte: Google Earth)

Tal como na subsecção 5.3.3, são indicadas as áreas consideradas para simulação do SFV:

Tabela 5.16: Medidas das áreas disponíveis para colocação de módulos fotovoltaicos no caso de estudo B.

Designação da área	Comprimento (m)	Largura (m)
A1	100	4
A2	100	4
A3	50	4
A4	45	4
A5	45	4
A6	45	4
A7	55	4
A8	50	4
A9	50	4
A10	50	4
A11	17	4
A12	17	4
A13	65	4
A14	65	4
A15	65	4
A16	65	4
A17	65	4
A18	65	4
A19	65	4
A20	65	4

A organização das áreas continua a ser realizada da mesma forma, ou seja, por distância crescente à unidade de cogeração.

5.4.4 Resultados da Simulação

Tal como já foi referido aquando da simulação do caso de estudo A, esta procura o menor tempo de *payback*. Desta vez, no caso de estudo B, optou-se por um valor de potência mínima igual a **85 kW** (com base na tabela 5.15). As condições iniciais consideradas neste caso de estudo, para realização das simulações, serão as mesmas previamente estabelecidas aquando da realização as simulações para o caso de estudo A.

5.4.4.1 Simulação 1

Considere-se então as condições iniciais que mais se aproximam da realidade prevista:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 200 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{SFV} = 1 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 24 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 25\%$;
- Sem sistema de seguimento solar.

Os resultados da simulação, partindo das referidas condições iniciais, foram os seguintes:

Tabela 5.17: Rendimento económico e tempo de *payback* para diversos valores de potência instalada no caso de estudo B.

Potência a Instalar (kW)	Rendimento (€)							
	160	85	115	140	180	245	325	600
Janeiro	1360,81	633,11	927,16	1172,19	1796,17	2281,37	2699,36	3525,20
Fevereiro	2398,29	1007,35	1433,48	2042,86	2531,88	3040,55	3379,44	4362,68
Março	2994,35	1280,15	1802,55	2338,78	3171,82	3804,44	4405,11	5607,35
Abril	2522,63	1112,88	1576,25	1962,39	2915,60	3545,43	4130,00	5367,38
Maio	2869,52	1237,70	1745,12	2259,72	3060,66	3704,51	4297,07	5638,57
Junho	2910,04	1339,58	1882,96	2537,51	3264,82	3880,37	4304,64	5682,04
Julho	3028,50	1397,72	2211,41	2675,19	3181,35	3771,80	4205,63	5617,21
Agosto	3030,41	1427,99	2232,98	2685,88	3179,65	3760,11	4177,74	5568,56
Setembro	2526,37	1222,82	1951,02	2363,47	2817,06	3363,09	3716,37	5025,09
Outubro	2171,53	965,74	1377,18	1806,44	2494,43	3017,56	3367,96	4394,91
Novembro	1310,81	606,42	891,04	1128,23	1734,21	2223,07	2654,75	3526,48
Dezembro	1158,39	525,07	780,98	994,23	1335,44	2129,97	2573,71	3207,74
Anual	28281,64	12756,54	18812,13	23966,90	31483,08	38522,78	43911,79	57523,20
Investimento (€)	160500,00	85250,00	115500,00	140500,00	180500,00	245500,00	325750,00	600750,00
Payback (anos)	5,68	6,69	6,14	5,87	5,74	6,38	7,42	10,45

Ao comparar os resultados obtidos com os da tabela 5.7 é possível concluir que a aplicação do SFV nesta situação é ainda mais vantajosa. A razão dessa vantagem advém essencialmente do maior preço pago pela energia vendida à rede por parte da unidade de cogeração.

A instalação de 160 kW é distribuída pelas áreas apresentadas na tabela 5.18 da seguinte forma:

Tabela 5.18: Distribuição do sistema fotovoltaico pelas várias áreas no caso de estudo B.

Nome da área	Número de painéis para as áreas finais				
	A1	A2	A3	A4	...
Total de painéis	240	240	120	40	0
Total de Inversores	6	6	3	1	0
Número de Strings	12	12	6	2	0

As perdas do sistema fotovoltaico são ainda superiores neste caso de estudo porque a distância à unidade da cogeração (considerando o pior caso) é maior que no caso de estudo A. Em termos absolutos também se deve ao facto de que a potência instalada ser mais elevada neste caso, como demonstra a tabela 5.19:

Tabela 5.19: Perdas do sistema fotovoltaico para uma potência instalada de 160 kW, no caso de estudo B.

Local	Percentagem de perdas de potência
Strings (DC)	0,5%
1º troço dos cabos AC	1,0%
2º troço dos cabos AC	1,8%
Inversor	2,0%
Outras Perdas	10,0%
Total	15,3%
Potência Instalada (kW)	160,0
Total (kW)	24,5

Uma vez que os equipamentos utilizados são os mesmos, também os dados mais genéricos do sistema fotovoltaico se mantêm iguais aos do caso de estudo A (tabela 5.10).

5.4.4.2 Simulação 2

Tal como na simulação número 2 do caso de estudo A, as condições iniciais para consideração de um sistema de seguimento solar são as seguintes:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 300 \text{ €/mês}$ (neste caso não é o aluguer dos telhados mas sim do terreno);
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1,5 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 24 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 25\%$;
- Com sistema de seguimento solar (mais 30% de produção horária).

Os resultados da simulação foram os seguintes:

Tabela 5.20: Rendimento económico e tempo de *payback* para um sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo, aplicado ao caso de estudo B.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	125
Janeiro	1292,72
Fevereiro	2319,25
Março	2922,19
Abril	2458,06
Maio	2799,50
Junho	2842,03
Julho	2952,48
Agosto	2953,82
Setembro	2611,35
Outubro	2101,22
Novembro	1241,69
Dezembro	1086,16
Anual	27580,47
Investimento (€)	188000,00
Payback (anos)	6,82

Comparativamente ao melhor caso apresentado na tabela 5.17 é de notar que o tempo de *payback* aumentou em mais de um ano.

5.4.4.3 Simulação 3

Nesta simulação pretende-se perceber a importância da ligação à RESP no tempo de *payback* para o caso de estudo B, para tal as condições iniciais definidas são as seguintes:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 200 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 0 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 25\%$;
- Sem sistema de seguimento solar.

Os resultados obtidos são indicados a seguir:

Tabela 5.21: Resultados da simulação do SFV desligado da RESP, no caso de estudo B.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	160
Janeiro	1368,22
Fevereiro	2378,38
Março	2978,90
Abril	2524,27
Maió	2853,49
Junho	2862,41
Julho	2939,47
Agosto	2927,14
Setembro	2439,17
Outubro	2158,82
Novembro	1317,97
Dezembro	1164,84
Anual	27913,08
Investimento (€)	160300,00
Payback (anos)	5,75

Tal como já tinha acontecido na simulação 3 do caso de estudo A (5.3.4.3) a diferença entre os tempos de recuperação do investimento é pouco significativa e, portanto, as conclusões retiradas são as mesmas.

5.4.4.4 Simulação 4

Falta agora analisar os resultados gerados pelas condições iniciais bastante pessimistas, condições essas que novamente são:

- $\text{custo}_{\text{aluguer}} = 300 \text{ €/mês}$;
- $\text{custo}_{\text{SFV}} = 1,2 \text{ €/W}$;
- $\text{OMIE}_m = 0 \text{ €/MWh}$ (valor referente ao mês de maio);
- $\text{queda}_{\text{preço}} = 30\%$;
- Sem sistema de seguimento solar.

A melhor potência a instalar volta a ser 160 kW, tal como mostra a tabela 5.22:

Tabela 5.22: Resultados da simulação para as condições iniciais de uma perspectiva pessimista, para o caso de estudo B.

	Rendimento (€)
Potência a Instalar (kW)	160
Janeiro	1163,67
Fevereiro	2226,76
Março	2806,67
Abril	2319,43
Maio	2674,64
Junho	2678,57
Julho	2791,43
Agosto	2781,91
Setembro	2272,21
Outubro	1972,99
Novembro	1116,78
Dezembro	973,85
Anual	25778,90
Investimento (€)	192300,00
Payback (anos)	7,46

O valor obtido nesta simulação, para o caso de estudo B, mostra que o investimento no SFV para a alimentação dos serviços auxiliares da cogeração tem ainda uma maior viabilidade que o caso de estudo A.

5.5 Inviabilidade do sistemas de armazenamento de energia nos casos de estudo A e B

As baterias de acumuladores poderiam ser utilizados para armazenamento da energia excessiva produzida nas horas de maior incidência de irradiação solar. Esta seria posteriormente utilizada para alimentar os serviços auxiliares nas horas em que o seu consumo fosse superior à produção do SFV. Portanto, teria uma remuneração igual ao preço de venda à rede por parte da cogeração.

Com base na subsecção 2.3.5, nomeadamente os três tipos de baterias mais comuns, e considerando o preço de venda à rede por parte da cogeração como sendo igual a 160 €/MWh (valor superior ao real), foi possível obter a tabela 5.23:

Tabela 5.23: Resultados da análise a alguns equipamentos de armazenamento de energia.

Parâmetros	Pb-acid		NiCd		Li-ion	
Remuneração da energia injetada pelas baterias:	0,16	€/kWh	0,16	€/kWh	0,16	€/kWh
Ciclos de vida:	1000	-	3000	-	10000	-
Custo das baterias:	300	€/kWh	1000	€/kWh	1800	€/kWh
Potência instalada de baterias:	50	kWh	50	kWh	50	kWh
Investimento:	15000	€	50000	€	90000	€
Ciclos de vida para recuperação do investimento	1875	-	6250	-	11250	-
	Inviável		Inviável		Inviável	

Da tabela 5.23 é possível concluir que os ciclos de vida (ciclo carga/descarga) das tecnologias consideradas é inferior aos ciclos de vida necessários para que o investimento possa ser recuperado, tornando-o assim inviável.

5.6 Produção anual do sistema fotovoltaico nos casos de estudo A e B

A presente secção visa mostrar uma breve comparação entre produção fotovoltaica anual obtida através do *Excel*, nos casos de estudo A e B, e aqueles que foram obtidos no *software* PVSYST por forma a autenticar a veracidade dos resultados obtidos. Esta ferramenta permite dimensionar o sistema fotovoltaico utilizando o mesmo painel e inversor referidos anteriormente.

A primeira simulação do caso de estudo A (com as condições mais próximas da realidade prevista) realizada em *Excel* indicou que o sistema fotovoltaico de 80 kW produziria 131,5 MWh/ano, enquanto que no PVSYST esse valor é de 124,9 MWh/ano, tal como apresentado figura seguinte extraída do mesmo:

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation		tilt	35°	azimuth 0°
PV modules		Model	REC 250PE-BLK	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules		320	Pnom total 80.0 kWp
Inverter		Model	FLX Pro 10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units		8.0	Pnom total 80.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			
Main simulation results				
System Production		Produced Energy	124.9 MWh/year	Specific prod. 1561 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	86.1 %	

Figura 5.5: Dados de um sistema fotovoltaico com 80 kW. (Fonte: PVSYST)

No caso de estudo B a primeira simulação, para uma potência de 160 kW, indicou uma produção de 250,5 MWh/ano. No PVSYST obteve-se o valor de 249,8 MWh/ano, tal como mostra a figura 5.6:

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation		tilt	35°	azimuth 0°
PV modules		Model	REC 250PE-BLK	Pnom 250 Wp
PV Array		Nb. of modules	640	Pnom total 160 kWp
Inverter		Model	FLX Pro 10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	16.0	Pnom total 160 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		
Main simulation results				
System Production		Produced Energy	249.8 MWh/year	Specific prod. 1561 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	86.1 %	

Figura 5.6: Dados de um sistema fotovoltaico com 80 kW. (Fonte: PVSYST)

Concluindo assim este capítulo, é possível ver que os valores anais de produção fotovoltaica obtidos no *Excel* não diferem significativamente daquelas apresentados pelo *software* PVSYST, o que torna os resultados mais credíveis. Convém ainda referir que este último utiliza dados de radiação solar que poderão estar desatualizados, uma vez que se referem ao ano de 1990.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões

A energia solar fotovoltaica tem, atualmente, um enorme potencial, e daí o despertar um vasto leque de investimentos um pouco por todo o mundo. Portugal tem apostado neste tipo de tecnologia, tal pode ser comprovado pela evolução da potência instalada fotovoltaica no país. No início de 2016 a potência fotovoltaica ligada à RESP já era de 429 MW e, até 2020 prevê-se que atinja os 670 MW, aos quais devem ser ainda acrescentados mais 50 MW em energia solar fotovoltaica conseguida através de sistemas de concentração. [29, 32, 52]

A primeira geração dos sistemas solares fotovoltaicos utiliza painéis com células feitas à base de silício cristalino e representa cerca de 90% do mercado atual (geração dos painéis fotovoltaicos utilizados no capítulo 5). A segunda geração refere-se à tecnologia de filmes finos. A terceira geração engloba os novos conceitos e tecnologias de produção que ainda estão em desenvolvimento. Finalmente, a quarta geração é relativa à tecnologia fotovoltaica de concentração. [9, 6]

A queda no preço da tecnologia fotovoltaica fez com que esta passasse a ser também acessível aos consumidores domésticos e a pequenas indústrias, quer numa perspetiva de venda total da energia produzida à rede, quer num modelo de autoconsumo. Juntamente com outras tecnologias, ela fez com que a produção de energia deixasse de ser da competência exclusiva dos grandes centros produtores. Este acontecimento deu origem ao paradigma da produção descentralizada, que coloca em causa a capacidade da rede elétrica para suportar possíveis inversões no fluxo de potência e as consequências que o fenómeno acarreta. [36, 38]

A modalidade de produção de energia fotovoltaica para autoconsumo foi estudada com maior detalhe nesta dissertação, por forma a perceber até que ponto seria viável a sua implementação para alimentação dos serviços auxiliares de uma unidade de cogeração.

A cogeração consiste na produção de energia térmica e elétrica de uma forma simultânea e num processo integrado, cuja principal vantagem é sua superior eficiência comparativamente a centrais convencionais, cuja produção destes dois tipos energia é realizada separadamente. Da utilização desta tecnologia, advêm vantagens económicas e ambientais, porque para a produção do mesmo valor de energia útil é consumida uma menor quantidade de energia primária, o que por

sua vez diminui a quantidade de emissões poluentes que são enviadas para a atmosfera. Embora utilizem normalmente uma fonte de energia não renovável, como o gás natural, têm a possibilidade de utilizar outros combustíveis como o biogás. [6, 61]

A viabilidade da implementação de um sistema fotovoltaico numa central de cogeração não se restringe às componentes técnicas e económicas, sendo ainda essencial o estudo do enquadramento legal em que esta solução se poderá integrar. Atualmente, a atividade de produção distribuída (pequena produção e em autoconsumo) é regida pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, o qual indica de forma clara que não engloba a produção em cogeração. No entanto, este indica que por cada instalação de utilização pode ser estabelecida uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e, como cada uma das unidades de cogeração estudadas têm uma instalação de utilização associada, nada impede que possa ser instalado um sistema fotovoltaico, que posteriormente forneça eletricidade aos serviços auxiliares da central de cogeração. Relativamente à legislação que regula a produção de energia por unidades de cogeração, mais precisamente o Decreto-Lei n.º 68-A/2015, este não considera a solução pretendida nesta dissertação, portanto não se verifica nada que impeça a implementação de uma UPAC na cogeração. [3, 37]

A análise técnica e económica foi realizada para dois casos de estudo reais e, para cada um, contemplou o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico para alimentação dos serviços auxiliares de cada cogeração numa perspetiva de minimização do "tempo de recuperação do investimento". Os resultados mais relevantes foram os seguintes:

- Caso de estudo A:
 - Condições iniciais mais próximas da realidade prevista → *Payback* = 6,07 anos;
 - Condições iniciais numa perspetiva pessimista → *Payback* = 8,37 anos.
- Caso de estudo B:
 - Condições iniciais mais próximas da realidade prevista → *Payback* = 5,68 anos;
 - Condições iniciais numa perspetiva pessimista → *Payback* = 7,46 anos.

Em ambos os casos de estudo, os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, porque o "tempo de recuperação do investimento" é relativamente curto quando comparado com o tempo de vida previsto para os painéis fotovoltaicos, que é cerca de 25 anos. O tempo de garantia do painel REC250PE, utilizado neste estudo, é de 10 anos o que só por si já é superior ao tempo de *payback* nas condições mais pessimistas utilizadas na simulação.

De uma forma muito simples, foi ainda avaliada a potencialidade de sistema fotovoltaico com seguimento solar de duplo eixo. Embora em ambos os casos de estudo a solução tenha um tempo de *payback* inferior a 8 anos, este tipo de solução exige um maior investimento e manutenção. [9, 6]

A conclusão mais importante a reter é que quer do ponto de vista técnico, quer do ponto de vista económico, se revela promissora a utilização de um sistema solar fotovoltaico para o fornecimento de pelo menos parte da energia elétrica despendida nos serviços auxiliares de uma

central de cogeração. Em termos legais, a legislação não contempla, pelo menos de uma forma clara, este tipo de situações. No entanto, com base no estudo realizado neste trabalho, não se encontrou nenhum impedimento que leve a que esta solução não possa ser adotada.

6.2 Trabalho Futuro

O software *Excel* permite a obtenção do valor ideal estimado de potência a instalar e também o respetivo tempo de *payback*. A sua aproximação à realidade dependerá muito da precisão dos dados introduzidos, nomeadamente os dados relativos à irradiação incidente em cada hora do dia e os dados de consumo dos serviços auxiliares no mesmo intervalo. Nesta dissertação considerou-se que a irradiação incidente na superfície terrestre em cada hora de cada dia do mês é sempre a mesma (utilizou-se o valor médio), o que não é verdade, tal como o consumo dos serviços auxiliares não é sempre constante. Seria portanto interessante otimizar a folha de cálculo, de modo a permitir a inserção de dados horários mais precisos.

As unidades de produção são divididas em UPP e UPAC, de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014. Esta dissertação analisou a aplicação de uma UPAC em duas centrais de cogeração, cuja a venda dos excedentes é remunerada a um valor inferior a 24 €/MWh. O "lucro" da cogeração com o sistema fotovoltaico provém da forma como a energia produzida na unidade de cogeração, que era destinada à alimentação dos serviços auxiliares, passa agora a ser injetada na rede com um valor próximo dos 140 €/MWh. No entanto, fruto da redução do preço dos combustíveis fósseis a que se tem assistido, este valor tem vindo a diminuir estando atualmente em torno 110 €/MWh. Perante esta situação seria interessante avaliar a potencialidade das unidades de pequena produção (UPP), que injetam toda a energia gerada na rede. Optando pelas UPP, os serviços auxiliares continuariam a ser alimentados pela cogeração. O interesse desta hipótese advém da remuneração da energia produzida por esta unidade, que toma o valor fixo de 95€/MWh (mas que pode ainda atingir os 105€/MWh dependendo do contrato), estabelecido na Portaria n.º 15/2015. Concluindo, seria importante saber qual seria a solução financeiramente mais vantajosa, UPAC ou UPP. [81]

Anexo A

Determinação da posição do Sol e respetiva irradiação

Antes de se avançar para esta análise é necessário saber que entre o plano do equador e a direção Sol-Terra é formado um ângulo, em graus, a que se dá o nome de declinação (δ), podendo ser obtido pela seguinte equação [9, 15, 16]:

$$\delta = 23.45 \times \sin \left(2\pi \frac{284 + d_n}{365} \right) \quad (\text{A.1})$$

Onde:

- d_n – dia do ano, de 1 a 365.

A variação da declinação em função da expressão anterior pode ser observada na figura A.1:

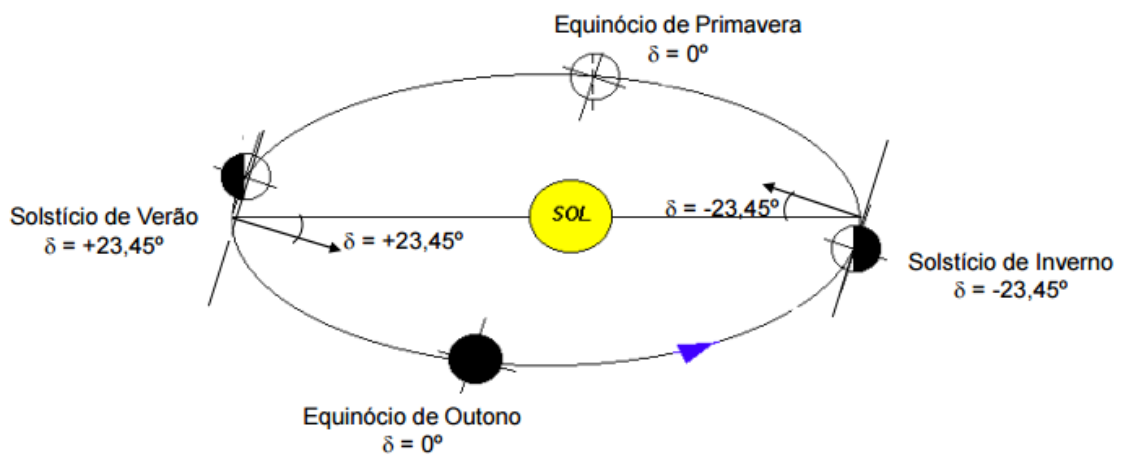


Figura A.1: Variação da declinação em função do dia do ano. [9]

A.1 Posição do Sol relativamente ao plano horizontal

Observe-se agora a figura A.2:

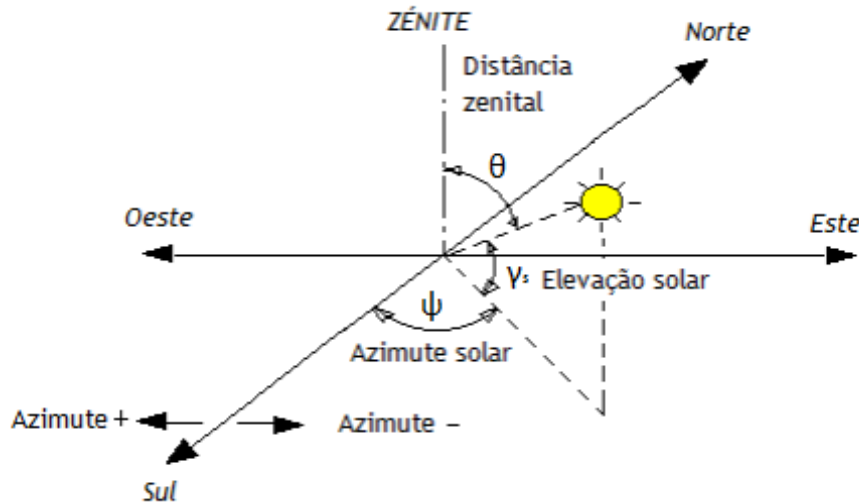


Figura A.2: Posição do Sol relativamente ao plano horizontal e os ângulos a ela associados. Adaptado de [9].

Onde:

- γ_s – Representa o ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra, é designado de elevação solar;
- θ – Representa o ângulo entre zénite e a linha Sol-Terra, é designado de distância zenital solar;
- ψ – Representa o ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra, ou seja, o azimute solar.

Com base nesta figura é possível determinar a distância zenital, elevação e azimute solares (é de relembrar que ϕ representa a latitude em graus):

- Distância zenital e elevação solares [9]:

$$\theta = 90^\circ - \gamma_s = \arccos(\sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega) \quad (\text{A.2})$$

- $\gamma_s \rightarrow$ Representa o ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra, é designado de elevação solar;
- $\phi \rightarrow$ Latitude;
- $\delta \rightarrow$ Declinação;
- $\omega \rightarrow$ Ângulo horário.

- Azimute solar [9]:

$$\psi_s = \arccos\left(\frac{\sin \gamma_s \times \phi - \sin \theta}{\gamma_s \times \cos \phi}\right) \quad (\text{A.3})$$

Sendo $\omega < 0$ e $\psi_s = -\psi_s$.

Uma vez que a irradiação extraterrestre incidente nesse plano horizontal varia de acordo com o movimento aparente do Sol, é necessário determinar uma expressão que permita calcular o seu valor. A forma como a irradiância atinge a superfície da atmosfera é demonstrada na figura A.3 (I_{0Z} representa a irradiância segundo o eixo de zenital):

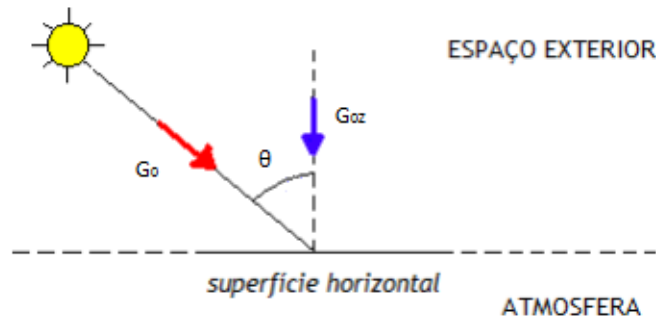


Figura A.3: Ângulo de incidência da radiação no plano horizontal. Adaptado de [16].

E a expressão que a permite determinar é a seguinte [9, 16]:

$$G_0 = G_{SC} \times \left(1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{2\pi \times d_n}{365}\right)\right) \times \cos(\theta) \quad (\text{A.4})$$

Em que:

- G_0 – Irradiância extraterrestre, em W/m^2 ;
- G_{SC} – Constante Solar, igual a 1353 W/m^2 ;
- d_n – Dia do ano, de 1 a 365;
- θ – Distância zenital.

O valor da irradiância (W/m^2), potência, que atinge a superfície terrestre incidindo num plano horizontal é obtida em função do dia do ano, da latitude a que se encontra o local, do ângulo da declinação solar e da hora do dia [9, 16]:

$$G_0 = G_{SC} \times \left(1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{2\pi \times d_n}{365}\right)\right) \times (\sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega) \quad (\text{A.5})$$

Pode ainda determinar-se a irradiação incidente diária (Wh/m^2), nesse plano horizontal ao longo do dia d_n , para isso basta integrar a equação da irradiância segundo esse termo (24 horas), de onde se obtém a seguinte expressão [9, 16]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \times G_{SC} \times \left(1 + 0.033 \times \cos \left(\frac{2\pi \times d_n}{365} \right) \right) \times (|\omega_s| \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \sin |\omega_s|) \quad (\text{A.6})$$

Na equação anterior, ω_s (em radianos) representa o ângulo horário de saída do Sol e é obtido por [9, 16]:

$$\omega_s = -\omega_p = -\arccos(-\tan \delta \times \tan \phi) \quad (\text{A.7})$$

Onde:

- ω_p – Ângulo de pôr-do-Sol;

A.2 Posição do Sol relativamente à superfície inclinada

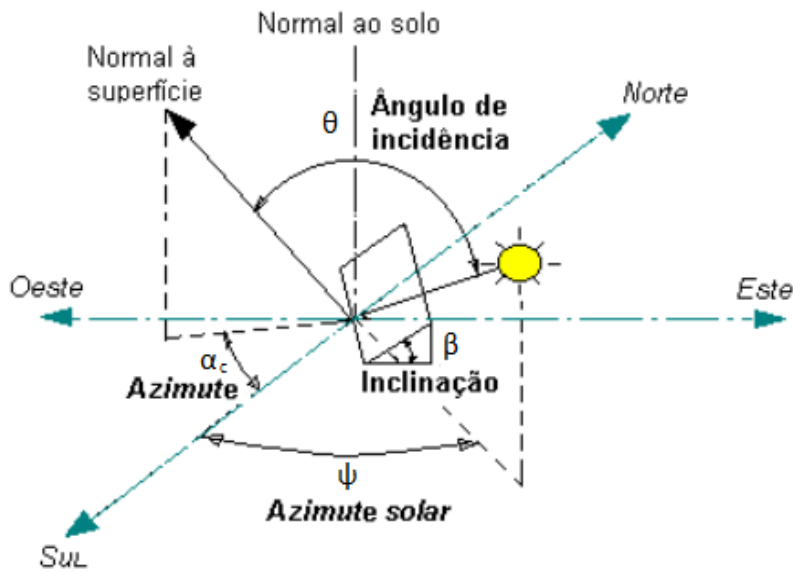


Figura A.4: Posição do Sol relativamente ao plano inclinado e os ângulos a ela associados. Adaptado de [16].

Em que:

- β – Representa o ângulo de inclinação da superfície de incidência (painel ou coletor) em relação ao plano horizontal;
- α_c – Representa o ângulo azimute da superfície de incidência, em relação a Sul, no plano horizontal;

- θ – Representa o ângulo entre a normal ao plano e a linha Sol-Terra, é designado de ângulo incidência solar ou distância zenital solar;
- ψ – Representa o ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra, ou seja, o azimuth solar.

Mais uma vez com o auxílio de uma figura, neste caso será a número A.4, pode determinar-se o ângulo de incidência solar, que é definido entre o plano inclinado e a linha Sol-Terra. E, este vem em função dos parâmetros δ , ϕ , β , α_c e ω , falados anteriormente :

- Ângulo de incidência solar [9, 16]:

$$\theta = \arccos(\sin \delta \times \sin \phi \times \cos \beta - \sin \delta \times \cos \phi \times \sin \beta \times \cos \alpha_c + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \beta \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \phi \times \sin \beta \times \cos \alpha_c \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \alpha_c \times \sin \omega \times \sin \beta) \quad (A.8)$$

- Ângulo de incidência solar para planos orientados a sul [9, 16]:

$$\theta_s = \arccos(\sin \delta \times \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \times \cos(\phi - \beta) \times \cos \omega) \quad (A.9)$$

- Ângulo solar em que o a luz solar deixa de incidir na superfície inclinada [9, 16]:

$$\omega_{ss} = \max(\omega_s; -\arccos(\tan \delta \times \tan(\phi - \beta))) \quad (A.10)$$

O cálculo da irradiação extraterrestre diária incidente no plano inclinado é mais complexo, uma vez que exige o cálculo prévio da irradiação diária incidente no plano horizontal (indicado na expressão 2.5). De seguida é necessário encontrar o valor da irradiação diária (Wh/m^2), o que pode ser feito através da consulta desse valor numa estação meteorológica próxima do local onde se pretende determinar o mesmo ou, caso isso não seja possível, pode-se estimar esse valor com base no índice de insolação, o que é feito a partir da seguinte expressão [9, 16]:

$$H_g = H_0 \times \left(a + b \times \frac{n}{N} \right) \quad (A.11)$$

- H_g – Irradiação global diária, em $[\text{Wh/m}_2]$;
- H_0 – Irradiação extraterrestre diária calculada para o plano horizontal, em $[\text{Wh/m}^2]$;
- **a e b** – Parâmetros típicos para cada região, em Portugal ‘a’ toma o valor de 0,18 e b de 0,62;
- **n** – Define o número de horas de insolação por dia em que a irradiância é superior a 1000 W/m;
- **N** – Número de horas desde que o Sol nasce até que se põe (duração do "dia");
- $\frac{n}{N}$ – Índice de insolação.

Nem toda a irradiação incide diretamente sobre o plano inclinado porque, durante o seu percurso na atmosfera terrestre, está sujeita a efeitos de reflexão e difusão, que acarretam uma diminuição da sua intensidade. Para levar em consideração esse facto existe o índice de atenuação (K_T), sendo assim representada a atenuação da atmosfera terrestre. Este índice é obtido para o plano horizontal através da seguinte expressão [9, 16]:

$$K_T = \frac{H_g}{H_0} \quad (\text{A.12})$$

Como foi referido no parágrafo anterior, a irradiação ao atravessar a atmosfera sofre fenómenos de difusão, a essa quantidade de irradiação atribui-se o nome de irradiação difusa (H_d). A obtenção desse valor pode ser feita através modelos de regressão diários (modelo de Collares-Pereira ou o modelo de Ruth e Chant) ou mensais (modelo de Page ou Iqbal) e pode ainda ser feito com base no índice de irradiação global H_g e do índice de atenuação K_T . Neste último caso as fórmulas para esse fim são [9, 16]:

- Se $K_T < 0$:

$$H_d = H_g \times 0.99 \quad (\text{A.13})$$

- Se $K_T \geq 0.17$:

$$H_d = H_g \times (1.188 - 2.272 \times K_T + 9.473 \times K_T^2 - 21.856 \times K_T^3 + 14.648 \times K_T^4) \quad (\text{A.14})$$

Como já foi dito, a irradiação global (H_g) divide-se em irradiação difusa (H_d) e irradiação direta (H_b), portanto, é possível determinar última a partir da seguinte expressão [9, 16]:

$$H_b = H_g - H_d \quad (\text{A.15})$$

Para determinar o valor da irradiação total que incide sobre a superfície inclinada pode obter-se pelo modelo isotrópico de Duffie e Beckman, este indica que o seu valor é dado por [9, 16]:

$$H_T = H_b \times R_b + H_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \times \right) + H_g \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \times \right) \rho \quad (\text{A.16})$$

Onde:

- ρ – Representa o coeficiente refletividade do solo;
- R_b – Representa o coeficiente que converte a irradiação direta que incide no plano horizontal na irradiação que atingirá a superfície inclinada (painel/coletor). Quando o valor da inclinação é β e o plano se encontra orientado para Sul, obtemos [9]:

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \times \cos \delta \times \sin |\omega_{ss}| + |\omega_{ss}| \times \sin(\phi - \beta) \times \sin \delta}{\cos \phi \times \cos \delta \times \sin |\omega_{ss}| + |\omega_{ss}| \times \sin \phi \times \sin \delta} \quad (\text{A.17})$$

A.3 Irradiação horária incidente no painel

Veja-se agora como ficam as expressões anteriormente faladas quando analisadas numa escala de tempo horária. A irradiação total horária (h_t) expressa-se em Wh/m^2 , tal como as suas componentes direta, difusa e global, e pode ser obtida pela expressão [9, 16]:

$$h_t = h_b \times R_b + h_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \times \right) + h_g \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \times \right) \rho \quad (\text{A.18})$$

- h_g – Representa a irradiação global horária;
- h_b – Representa a irradiação direta horária;
- h_d – Representa a irradiação difusa horária.

De seguida e para concluir apresentam-se três gráficos que mostram valores exemplificativos para os vários tipos de radiação, difusa, direta e global, respetivamente:

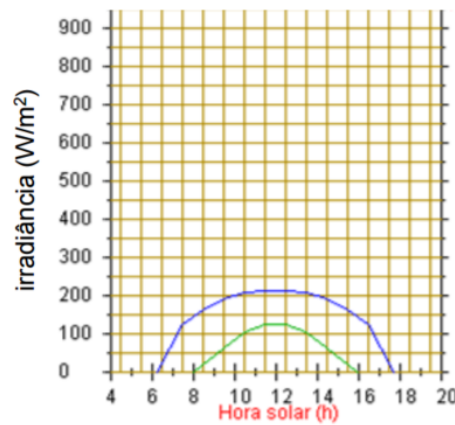


Figura A.5: Radiação difusa. [9]

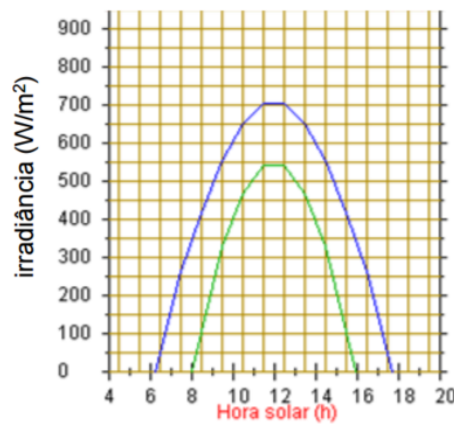


Figura A.6: Radiação direta. [9]

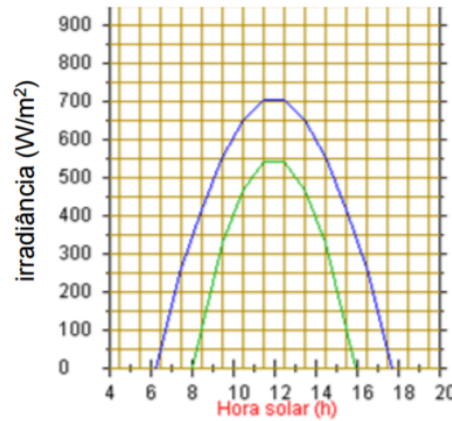


Figura A.7: Radiação global. [9]

Nos gráficos A.5, A.6 e A.7:

- Linha Azul – Representa dos valores do respetivo tipo de irradiação, no mês de julho, a uma latitude de 50° e uma inclinação do painel de 60° ;
- Linha Verde – Representa dos valores do respetivo tipo de irradiação, no mês de dezembro, a uma latitude de 50° e uma inclinação do painel de 60° .

Dos gráficos acima apresentados pode concluir-se que a irradiância direta representa a maior parte da irradiação total, cerca de 70% do seu valor. É ainda de referir que a importância da irradiação difusa no inverno é maior, porque a direta fica mais sujeita a perturbações, nomeadamente provocadas pelos dias nublados.

A.4 Radiação média diária

O valor aproximado da irradiância média diária vem em função do índice de atenuação e, na sequência do que foi dito anteriormente, da inclinação do painel, sendo condicionado pela diferença entre o ângulo de inclinação ótima e aquele em que os painéis foram ou serão instalados. Embora o valor obtido seja aproximado, a fórmula utilizada é mais simples, uma vez que não faz uso de dados horários. A expressão é [9]:

$$G_{média}(W/m^2) = (219 + 832 \times K_T \times FC) \quad (A.19)$$

Legenda:

- K_T – Índice de atenuação;
- FC – Fator de carga, este depende da inclinação ótima no dia (β_{otm}) em questão e a inclinação adotada (β).

A.5 Sombreamentos

Os sombreamentos são um dos principais problemas a que os sistemas de painéis solares fotovoltaicos e térmicos estão sujeitos, isto porque eliminam total ou parcialmente a irradiação direta h_b , fazendo com que na expressão da irradiação total horária A.18 essa componente seja eliminada, ficando a expressão na forma [9]:

$$h_t = h_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \times \right) + h_g \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \times \right) \rho \quad (\text{A.20})$$

Como já foi dito anteriormente, esta é a componente mais importante, portanto aquando do projeto deve ser prestada atenção a zonas de sombra que possam surgir no decorrer do dia ou até no futuro, criadas pelo crescimento de vegetação ou criação de infraestruturas.

Anexo B

Determinação dos parâmetros de uma célula fotovoltaica

B.1 Esquema elétrico da célula fotovoltaica

No esquema representado na figura B.1 apresenta-se o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, considerando as perdas de tensão e corrente:

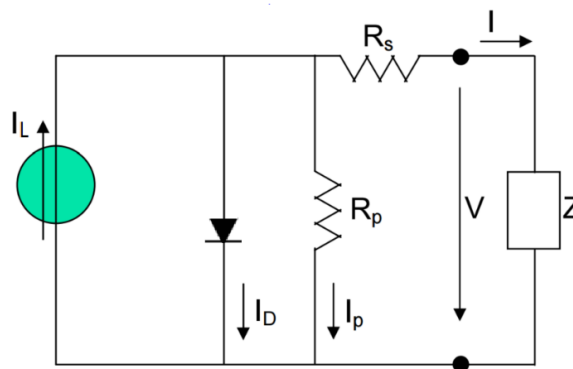


Figura B.1: Esquema elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. [39]

Onde:

- Z – Representa a carga;
- I – Corrente que alimenta a carga;
- V – Tensão aos terminais da carga;
- I_L – Representa a corrente gerada pela radiação solar;
- I_D – Representa a corrente unidirecional, interna da célula, provocada pela junção p-n que funciona como um díodo;

- R_p – Resistência que modeliza as correntes de fuga;
- R_s – Resistência que modeliza as quedas de tensão nos contactos exteriores da célula;
- I_p – Representa as correntes de fuga.

Do esquema acima obtêm-se as seguintes expressões [9]:

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (\text{B.1})$$

$$I = I_L - I_0 \times \left(e^{\frac{V + R_s \times I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s \times I}{R_p} \quad (\text{B.2})$$

Legenda:

- I_0 – Representa a corrente inversa de saturação do díodo;
- V_t – Representa a tensão térmica, que toma o valor de 25,7 mV para uma temperatura de 298 K (25°C), e pode ser obtido pela expressão:

$$V_t = \frac{k \times T_C}{q} \quad (\text{B.3})$$

- $k \rightarrow$ Constante de Stefan Boltzmann;
- $T_C \rightarrow$ Temperatura da célula (K);
- $q \rightarrow$ Carga do eletrão.

As equações acima apresentadas não são propriamente simples de entender e a sua resolução exige a aplicação de métodos numéricos, para além disso, I_L e I_0 não são fáceis de quantificar. De forma a facilitar a análise do circuito, foi estabelecido o modelo simplificado da célula fotovoltaica. Para isso, foram realizados alguns cálculos e simplificações ao modelo equivalente do circuito anteriormente referido. Começando por considerar este último modelo da célula FV em curto-circuito [6, 9]:

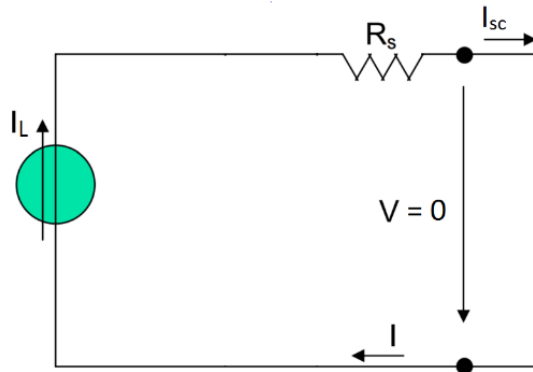


Figura B.2: Esquema elétrico simplificado de uma célula fotovoltaica. [39]

Onde:

- I_{sc} – Representa a corrente de curto-circuito.

Como a diferença de potencial entre os terminais da célula é nula ($V = 0$ V), o valor de R_s é desprezível face ao valor de R_p e a corrente I_D pequena. Portanto, com base na equação B.2 e no esquema apresentado, obtém-se a seguinte equação [9]:

$$I_{sc} = I_L \quad (\text{B.4})$$

De onde se retira que I_{sc} é aproximadamente igual a I_0 . De seguida, considere-se o circuito equivalente da célula FV em circuito aberto:

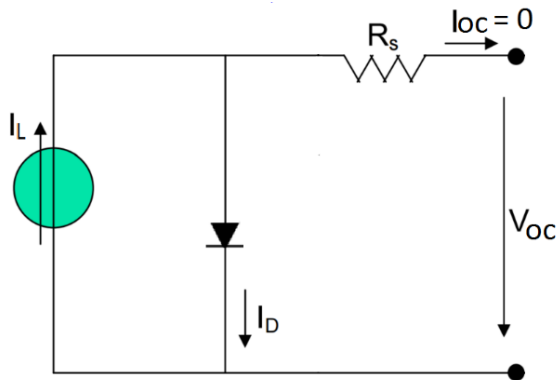


Figura B.3: Esquema equivalente da célula fotovoltaica em circuito aberto. [39]

Onde:

- V_{oc} – Representa a tensão aos terminais da célula em circuito aberto, em [V];
- I_{oc} – Representa a corrente da célula em circuito aberto, em [A].

Neste caso a corrente I_{OC} é nula, o termo exponencial da equação B.2 é muito maior que 1 e R_p já toma um valor significativamente superior a R_s . Partindo desta informação, com $V = V_{OC}$ (tensão de circuito aberto) e continuando a considerar $I_L = I_{SC}$, conclui-se o seguinte [9]:

$$I_0 = I_{SC} \times e^{-\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)} \quad (B.5)$$

Agora, substituindo as expressões encontradas nas equações B.4 e B.5 na fórmula 2.16 obtém-se a equação simplificada da célula [9]:

$$I_0 = I_{SC} \times \left(1 - e^{-\frac{V - V_{OC} + R_s \times I}{V_t}}\right) \quad (B.6)$$

Relativamente à expressão anterior note-se que mais uma vez se considera R_p muito maior que R_s , o que faz com que a última parcela da expressão B.2 seja anulada. O valor que R_p varia entre os 5 e os 300 Ω , enquanto que R_s se situa entre os 0,01 e 0,1 Ω [9].

Ainda com base na equação simplificada da célula FV pode proceder-se ao traçado das suas curvas características, as quais são apresentadas na figura B.4:

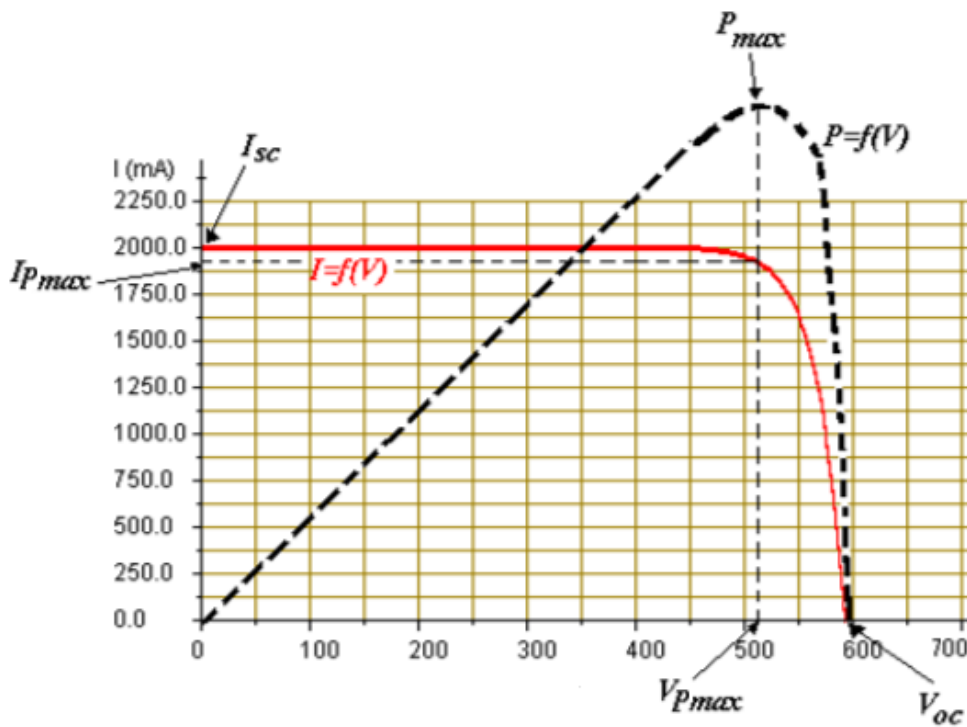


Figura B.4: Curva caraterística da célula fotovoltaica. [9]

As principais caraterísticas de uma célula FV podem ser encontradas no gráfico acima, sendo elas [9]:

- I_{SC} – Corrente de curto-circuito, em [A];
- V_{OC} – Tensão de circuito aberto, em [V];

- P_{max} – Potência máxima que a célula pode fornecer, em [W];
- I_{Pmax} – Corrente para a qual a potência fornecida pela célula é máxima, em [A];
- V_{Pmax} – Tensão para a qual a potência fornecida pela célula é máxima, em [V];
- **FF** – Fator de forma, dado pela expressão:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (B.7)$$

- η – Rendimento do processo fotovoltaico, que é dado por:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{irradiancia} \times A_{celula}} \quad (B.8)$$

Em que:

- P_{out} → Potência que a célula está a fornecer no momento, em [W];
- $P_{irradiancia}$ → Valor da irradiância que incide na célula, em [W/m²];
- A_{celula} → Área da célula, em [m²];

Anexo C

Código desenvolvido

C.1 Definição das variáveis

```

Private Sub CommandButton1_Click()

Dim pcomprimento As Double 'Comprimento do painel
    pcomprimento = Cells(8, 3)

Dim plargura As Double 'Largura do painel
    plargura = Cells(9, 3)

Dim j As Integer 'auxiliar

Dim inclinacaohor As Integer 'inclinação para os painéis em planos horizontais
    inclinacaohor = Cells(9, 7)

Dim tolerancia As Integer 'inclinação para os painéis em planos horizontais
    tolerancia = Cells(9, 11)

Dim distancia As Double 'Distância entre painéis que deve ser estabelecida

Dim colunas As Integer 'Comprimento da cobertura

Dim linhas As Integer 'Número de linhas

Dim totalpaineis As Integer 'Total de paineis na cobertura

Dim n_areas As Integer 'Número de áreas
    n_areas = Cells(10, 20)

Dim area_ocupada As Integer 'auxiliar

Dim z As Integer 'auxiliar para ajudar a apagar as folhas não desejadas do excel
    z = 2 'utilizado no fim

Dim y As Integer 'auxiliar

Dim w As Integer 'auxiliar para a redução das áreas a utilizar
    w = n_areas

Dim paineisstring As Integer ' Painéis por string

Dim total(1, 1 To 20) As Double 'valores totais de painéis por areas

Dim i As Integer

Dim aux As Integer

Dim a As Integer
    a = 0

Dim stringsinversor As Integer 'Número de strings por inversor

Dim Vmpp As Double 'Tensão no mpp do painel

Dim Impp As Double 'Corrente no mpp do painel (e string)

Dim Pmax As Double 'Potência do painel

Dim potinversor As Double 'Potência do inversor

Dim Pentrada_inv As Double 'Potência à entrada do inversor considerando as perdas

Dim Vmpp_string As Integer ' Tensão por string

Dim cabos_aux As Double

Dim Impp25 As Double

Dim Vf_maxsistema As Double 'Tensão máxima do sistema

Dim Voc_max As Double

Dim Impp35 As Double

```

```

Dim I_n As Double 'calibre do fusível
Dim Isc_max As Double
Dim queda_tensao As Double
Dim Vmppstring_inv As Double
Dim coeficiente1 As Double
Dim coeficiente2 As Double
Dim Perdas_string As Double
Dim Perdasperc As Double 'percentagem de perdas de uma string
Dim Perdas_aux As Integer
Dim total_cabos_ac As Integer 'Total de cabos AC
Dim eficiencia_inv As Double 'Eficiência do inversor
    eficiencia_inv = Cells(25, 12) * 100
Dim perc_perdas_caboac As Double ' perdas do cabo AC
    perc_perdas_caboac = Cells(91, 3)
Dim perc_perdas_ac_cabos_principais As Double
    perc_perdas_ac_cabos_principais = Cells(70, 3)
Dim perc_outras_perdas As Double
    perc_outras_perdas = 0.1
Dim dados(1 To 7, 1 To 12) As Double 'dados da empresa
Dim pvgis(1 To 1, 1 To 12) As Double 'dados do pvgis mensais sobre o local da instalação
Dim rendimento(1 To 1, 1 To 12) As Double
Dim investimento As Double
Dim payback As Double
Dim baterias As Integer 'potência das baterias em kW
Dim alugar_t As Double 'custo de aluguer dos telhados €/m2
Dim custo_sfv As Double 'custo de investimento do sfv €/W
Dim custo_bat As Double 'custo das baterias em €/Ah
Dim queda_preco As Double
Dim r_upac As Double 'remuneração da venda de excendentes por parte das UPAC
Dim dados_pvgis(1 To 17, 1 To 24) As Double 'dados do pvgis para o dia médio de cada mês
Dim prod_hor_men(1 To 17, 1 To 12) As Double 'produção horária média para cada mês
Dim sa(1 To 17, 1 To 12) As Double 'potência consumida pelos serviços auxiliares
Dim rendimento_aux(1 To 17, 1 To 12) As Double
Dim cabo As Integer
Dim paineisinversor As Integer 'painéis ligados a cada inversor
Dim pot_lig_inv As Integer 'Potência ligada ao inversor
Dim payback_aux As Double 'convém começar com um valor alto porque o objetivo é minimizar
    mesmo

```

```

payback_aux = 100

Dim areas(1 To 20, 1 To 2) As Double 'Podem assim ser citadas diversas areas retangulares
For j = 1 To n_areas
    areas(j, 1) = Cells(13 - 1 + j, 20)
    areas(j, 2) = Cells(13 - 1 + j, 21)
Next j

Dim Pinst As Double
Pinst = 999 'Para poder executar o ciclo FOR pelo menos uma vez completa

Dim seguimento As Double
If Cells(13, 7) = "Sim" Then
    seguimento = 1.3 'Nesse caso o rendimento aumenta em 30%
Else
    seguimento = 1
End If

Dim limite As Integer 'Define a potência mínima a ser instalada
limite = Cells(7, 6)

Dim total_aux2 As Integer 'Só para eu ver como vai o número de painéis
total_aux = 0

```

C.2 Procedimentos para determinação dos diversos parâmetros referidos no capítulo 5

```

'Para lembrar o utilizador que deve apagar a a folha que foi gerada sempre que pretente
executar o programa novamente
If (Cells(6, 3)) = "Não" Then
    Cells(2, 2) = "ERRO"
    Cells(3, 2) = "ERRO"
    Cells(4, 2) = "ERRO"

    Exit Sub
Else
    Cells(2, 2) = ":"
    Cells(3, 2) = ":"
    Cells(4, 2) = ":"
    Cells(6, 3) = "Não"
End If

distancia = (plargura * Sin((180 - inclinacaohor - tolerancia) / 180 *
Application.WorksheetFunction.Pi)) / Sin(tolerancia / 180 *
Application.WorksheetFunction.Pi)
Cells(12, 11) = Round(distancia, 2)

For j = 1 To n_areas ' calcular quantas linhas e colunas se podem fazer
    colunas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 1) / pcomprimento, 0)
    Cells(4, 24 - 1 + j) = colunas

    If (Cells(9, 7) = 0) Then 'no caso dos paineis terem de ser inclinados é preciso
    evitar sombreamentos
        linhas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 2) / plargura, 0)
        Cells(5, 24 - 1 + j) = linhas
    Else
        linhas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 2) / (distancia), 0)
        Cells(5, 24 - 1 + j) = linhas
    End If
    totalpaineis = colunas * linhas
    Cells(6, 24 - 1 + j) = totalpaineis
    total_aux2 = Cells(6, 24 - 1 + j) + total_aux2
Next j

'::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::
::::
For y = 0 To 500 'Ciclo para otimização do Payback

```

```

'Ciclo para interromper o programa quando já não valer a pena avaliar mais,
'o que acontece com áreas ou potências pequenas
'GIGANTE IF

If (Application.WorksheetFunction.IsEven(y)) Then
    areas(w, 1) = areas(w, 1) - a 'vai diminuindo (alternando entre a largura e o
    comprimento)
Else
    'a area das zonas de menor preferência
    areas(w, 2) = areas(w, 2) - a 'em busca do melhor paypack, para uma Pinst e area
    respetivos
End If
a = 1

If (areas(w, 1) * areas(w, 2)) = 0 Then 'Muda a zona se não há mais area na que está
a analisar
    w = w - 1
    n_areas = n_areas - 1
    Cells(10, 24 + n_areas) = 0
    Cells(11, 24 + n_areas) = 0

    If n_areas = 0 Then
        n_areas = 1
    Else
        End If
    Else
        End If

area_ocupada = 0

For j = 1 To n_areas 'calcular a area total ocupada
    area_ocupada = area_ocupada + areas(j, 1) * areas(j, 2)
Next j

paineisstring = Cells(27, 11) 'paineis por string

For j = 1 To n_areas 'Encontrar o total de painéis em cada área
    total(1, j) = Cells(6, 24 - 1 + j)
Next j

'-----
For j = 1 To n_areas ' calcular quantas linhas e colunas se podem fazer
    colunas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 1) / pcomprimento, 0)
    Cells(4, 24 - 1 + j) = colunas

    If (Cells(9, 7) = 0) Then 'no caso dos paineis terem de ser inclinados é preciso
    evitar sobreamentos
        linhas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 2) / plargura, 0)
        Cells(5, 24 - 1 + j) = linhas
    Else
        linhas = Application.WorksheetFunction.RoundDown(areas(j, 2) / distancia, 0)
        Cells(5, 24 - 1 + j) = linhas
    End If

    totalpaineis = colunas * linhas
    Cells(6, 24 - 1 + j) = totalpaineis
Next j

For j = 1 To n_areas 'Encontrar o total de painéis em cada área
    total(1, j) = Cells(6, 24 - 1 + j)
Next j

totalpaineis = 0
aux = 1
'Para ter um número certo de strings em cada área
For j = aux To n_areas
    For i = 1 To 500
        If Int(total(1, j) / paineisstring) = total(1, j) / paineisstring Then
            Cells(10, 24 - 1 + j) = total(1, j)
            Exit For
        Else
    
```

```

        Cells(10, 24 - 1 + j) = total(1, j)
        total(1, j) = total(1, j) - 1
    End If
Next i

    totalpaineis = totalpaineis + total(1, j) 'calcular o total de painéis
    Cells(20, 11) = totalpaineis
Next j

'-----
'Na primeira vez que se executa o programa é aqui que fica definida a
potência máxima do SFV
Pmax = Cells(15, 3)
If y = 0 Then
    Cells(7, 8) = totalpaineis * Pmax
Else
End If

stringsinversor = Cells(26, 11)

'Para calcular o número certo de inversores em cada area
For j = 1 To n_areas
    Cells(11, 24 - 1 + j) = Application.WorksheetFunction.RoundUp((total(1, j) /
stringsinversor) / paineisstring, 0)
Next j

'-----

Vmpp = Cells(12, 3)
Imp = Cells(14, 3)

'Calcula a potência instalada no sfv e tensão por string
Pinst = Pmax * totalpaineis

If Pinst < limite Then ' Não faz sentido a potência do sistema fotovoltaico ser
inferior à do autoconsumo
Cells(4, 1) = y
Exit For

Else
End If

Cells(23, 11) = Pinst
Vmpp_string = paineisstring * Vmpp
Cells(30, 11) = Vmpp_string

'Agora o número de strings para cada inversor
potinversor = Cells(24, 11)

'Definir o número de strings que vai ser ligada a cada inversor
stringsinversor = 0

Do While (stringsinversor * paineisstring * Pmax) < potinversor
    stringsinversor = stringsinversor + 1
Loop

stringsinversor = stringsinversor - 1
Cells(26, 11) = stringsinversor

paineisinversor = stringsinversor * paineisstring 'Determinar o número de
painéis por inversor
Cells(28, 11) = paineisinversor

pot_lig_inv = (paineisinversor * Pmax) / 2 'Potência com que cada string se liga
ao inversor

```

```

Cells(29, 11) = pot_lig_inv

'Dimensionamento dos condutores assumindo que a cada entrada do inversor
corresponde uma string
'Assumido ainda que os condutores são em cobre e que estão colocados em calhas
montadas à vista
'Apenas considere um tipos de cabo
cabo = Cells(41, 11)

Cells(42, 11) = 6
Cells(43, 11) = 57
Cells(5, 11) = 57
Cells(44, 11) = 9.49
Cells(45, 11) = 9.49

'Proteção para as strings e prevenindo a existência de cortes corrempestivos

Isc_max = Cells(46, 3)
Voc_max = Cells(47, 3)
Imp35 = Cells(42, 3)
I_n = Cells(3, 20)
cabo_aux = (2 * cabo * Imp35) / (0.01 * paineisstring * Vmpp * 56)
'56->condutor de cobre

If (Cells(42, 11) > cabo_aux) Then
    Cells(43, 15) = "Verifica"
Else
    Cells(43, 15) = "Não Verifica"
End If

'----- Dimensionamento de proteções e cabos
For j = 1 To 6
    If I_n > (1.25 * Isc_max) And ((I_n / 1.56) > Imp35) Then
        Cells(3, 11) = 1.25 * Isc_max
        Cells(4, 11) = I_n
        Exit For
    Else
        I_n = Cells(3 + j, 20)
    End If
Next j

For j = 1 To 6 'impedir cortes intempestivos
    If (I_n / 1.56) > Imp35 Then
        Cells(4, 11) = I_n
        Cells(48, 11) = I_n / 1.56
        Exit For
    Else
        I_n = Cells(3 + j, 20)
    End If
Next j

'Valores Finais

Vf_maxsistema = Voc_max * 1.15 * paineisstring
Cells(33, 11) = Vf_maxsistema

Imp25 = Cells(40, 3)

Cells(34, 11) = Imp25
Cells(35, 11) = Vmpp_string

'Queda de tensão

```

```

queda_tensao = (cabo / 1000) * Impp25 * Cells(44, 11) 'a célula contém a queda
de tensão no cabo em V/(A.km)
Cells(37, 11) = Application.WorksheetFunction.RoundUp(queda_tensao, 0)

'tensão da string à entrada do inversor
Vmppstring_inv = Vmpp_string - queda_tensao
Cells(11, 36) = Vmppstring_inv

Pentrada_inv = Impp25 * Vmppstring_inv
Cells(52, 11) = Pentrada_inv

Perdas_string = paineisstring * Pmax - Pentrada_inv / 1000
Cells(53, 11) = Application.WorksheetFunction.RoundUp(Perdas_string, 1)

Perdasperc = Perdas_string / (paineisstring * Pmax)
Cells(54, 11) = Perdasperc

'-----
'-----
'ANÁLISE ECONÓMICA
'Começar por ver de que caso (instalação) se está a a tratar:

    baterias = Cells(7, 16)

    alugar_t = Cells(32, 29)

    custo_sfv = Cells(33, 29)

    custo_bat = Cells(34, 29)

    queda_preco = Cells(35, 29) 'queda de preço mensal em relação ao ano dos
    dados da cogeração, em %

    r_upac = Cells(36, 29) * 0.9 'remuneração da UPAC

'-----
'Guardar os dados do PVGIS numa variável
aux = 0
    For j = 1 To 24
        For i = 1 To 17
            dados_pvgis(i, j) = Cells(7 + i - 1, 50 + aux)
            dados_pvgis(i, j + 1) = Cells(7 + i - 1, 51 + aux)
        Next i

        j = j + 1
        aux = aux + 7
    Next j

'-----
'Legenda da variável dados(i,j)
'1-Percentagem de Autoconsumo
'2-Total energia Autocosumo
'3-Autoconsumo horário
'4-Preço venda à rede
'5-Venda adicional com Autoconsumo 100% Solar
'6-Percentagem Solar a considerar
'7-Venda adicional com Autoconsumo Solar parcial

If Cells(39, 22) = "A" Then 'Depois poderá funcionar com outras instalações
    'definir as variáveis
    Cells(18, 25) = Cells(29, 23)

```

```

For j = 1 To 12
    For i = 1 To 7
        Cells(19 + i - 1, 27 + j - 1) = Cells(45 + i - 1, 23 + j - 1)
        dados(i, j) = Cells(19 + i - 1, 27 + j - 1)
    Next i
    'pvgis(1, j) = Cells(43 + j - 1, 29)
    Cells(6, 131 + j - 1) = dados(3, j)
Next j

'calcular o investimento
investimento = (Pinst * CLng(1000)) * custo_sfv
Cells(28, 27) = investimento

ElseIf Cells(39, 22) = "B" Then 'Depois poderá funcionar com outras instalações
    'definir as variáveis
    Cells(18, 25) = Cells(30, 23)
    For j = 1 To 12
        For i = 1 To 7
            Cells(19 + i - 1, 27 + j - 1) = Cells(54 + i - 1, 23 + j - 1)
            dados(i, j) = Cells(19 + i - 1, 27 + j - 1)
        Next i
        Cells(6, 131 + j - 1) = dados(3, j)
    Next j

    'calcular o investimento
    investimento = (Pinst * CLng(1000)) * custo_sfv
    Cells(28, 27) = investimento

Else
    Cells(40, 22) = "Erro"
End If
'-----
'Adicionar as taxas de registo da UP
If (1.5 < Pinst) And (Pinst <= 5) Then
    If r_upac = 0 Then
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(34, 40)
    Else
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(34, 39)
    End If

ElseIf (5 < Pinst) And (Pinst <= 100) Then
    If r_upac = 0 Then
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(35, 40)
    Else
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(35, 39)
    End If

ElseIf (100 < Pinst) And (Pinst <= 250) Then
    If r_upac = 0 Then
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(36, 40)
    Else
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(36, 39)
    End If

ElseIf (250 < Pinst) And (Pinst <= 1000) Then
    If r_upac = 0 Then
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(37, 40)
    Else
        Cells(28, 27) = investimento + Cells(37, 39)
    End If

End If

investimento = Cells(28, 27)

'Perdas AC
Perdas_aux = 0 'número de strings total
total_cabos_ac = 0 'contar inversores

```

```

For j = 1 To n_areas
    Perdas_aux = Perdas_aux + Cells(12, 24 + j - 1)
    total_cabos_ac = total_cabos_ac + Cells(11, 24 + j - 1)
Next j
'-----

'Dados de Produção do Sistema Fotovoltaico
' Perdas_aux = 0 'ATENÇÃO
For j = 1 To 12
    For i = 1 To 17 'Calcular a produção horária para as condições médias de
        radiação diárias de cada mês
        'produção          'coeficiente de modelização da irradiação
        'perdas nas strings 'perdas nos cabos AC
        'inversor          'seguimento = 0.3 se existir
        prod_hor_men(i, j) = ((dados_pvgis(i, j * 2) / 1000) * Pinst) * (1 -
        Perdasperc) * (1 - perc_perdas_caboac) * (1 -
        perc_perdas_ac_cabos_principais) * (1 - perc_outras_perdas) *
        eficiencia_inv * seguimento 'em kWh
    Next i
Next j

For j = 1 To 12
    For i = 1 To 17
        Cells(184 + i - 1, j) = prod_hor_men(i, j) 'não é propriamente
            necessário, só imprimo para ver se está tudo de acordo com o esperado
    Next i
Next j

'Dados dos Serviços Auxiliares da Cogeração

For i = 1 To 17
    For j = 1 To 12
        sa(i, j) = Cells(6 + i - 1, 131 + j - 1)
    Next j
Next i

'-----
'-----
'Calcular a remuneração tendo em conta o consumo diário
'Obtem-se a remuneração a cada hora de um dia médio do mês
For j = 1 To 12
    For i = 1 To 17
        If prod_hor_men(i, j) < sa(i, j) Then 'se a produção fotovoltaica
            não superar o autoconsumo
            rendimento_aux(i, j) = (prod_hor_men(i, j) / 1000) * (dados(4,
            j) - (dados(4, j) * queda_preco / 100)) '1000 para passar para MWh

        Else
            rendimento_aux(i, j) = (sa(i, j) / 1000) * dados(4, j) 'se a
            produção fotovoltaica superar o autoconsumo
            rendimento_aux(i, j) = rendimento_aux(i, j) + (prod_hor_men(i,
            j) / 1000 - sa(i, j) / 1000) * r_upac
        End If

        rendimento(1, j) = 0 ' depois vou poder apagar
    Next i
Next j

For j = 1 To 12 'Calcular o rendimento anual e mensal, assumindo que todos
    os meses têm 30 dias
    For i = 1 To 17

        rendimento(1, j) = rendimento(1, j) + rendimento_aux(i, j)
    Next i

    Cells(27, 27 + j - 1) = rendimento(1, j) * 30 - alugar_t 'considero que
        todos os meses têm 30 dias, posteriormente subtraio o custo de aluguer
        mensal dos terrenos
Next j

```

```
        payback = investimento / Cells(27, 39)

        If (payback < payback_aux) Then 'Imprimir uma nova folha excel de resultados se o
        novo payback for inferior ao anterior
            payback_aux = payback
            Cells(29, 27) = Application.WorksheetFunction.RoundUp(payback_aux, 2)
            Cells(50, 4) = z
            z = z + 1

            Worksheets("Sheet1").Copy After:=Worksheets("Sheet1")

        Else
        End If

    Next y

    'Apagar todas as folhas menos aquela com o melhor resultado
    Dim ws As Worksheet
    Application.DisplayAlerts = False
    For Each ws In Worksheets
        If ws.Name <> "Sheet1" And ws.Name <> Cells(50, 1) Then ws.Delete
    Next
    Application.DisplayAlerts = True

End Sub
```


Anexo D

Irradiação global em Portugal

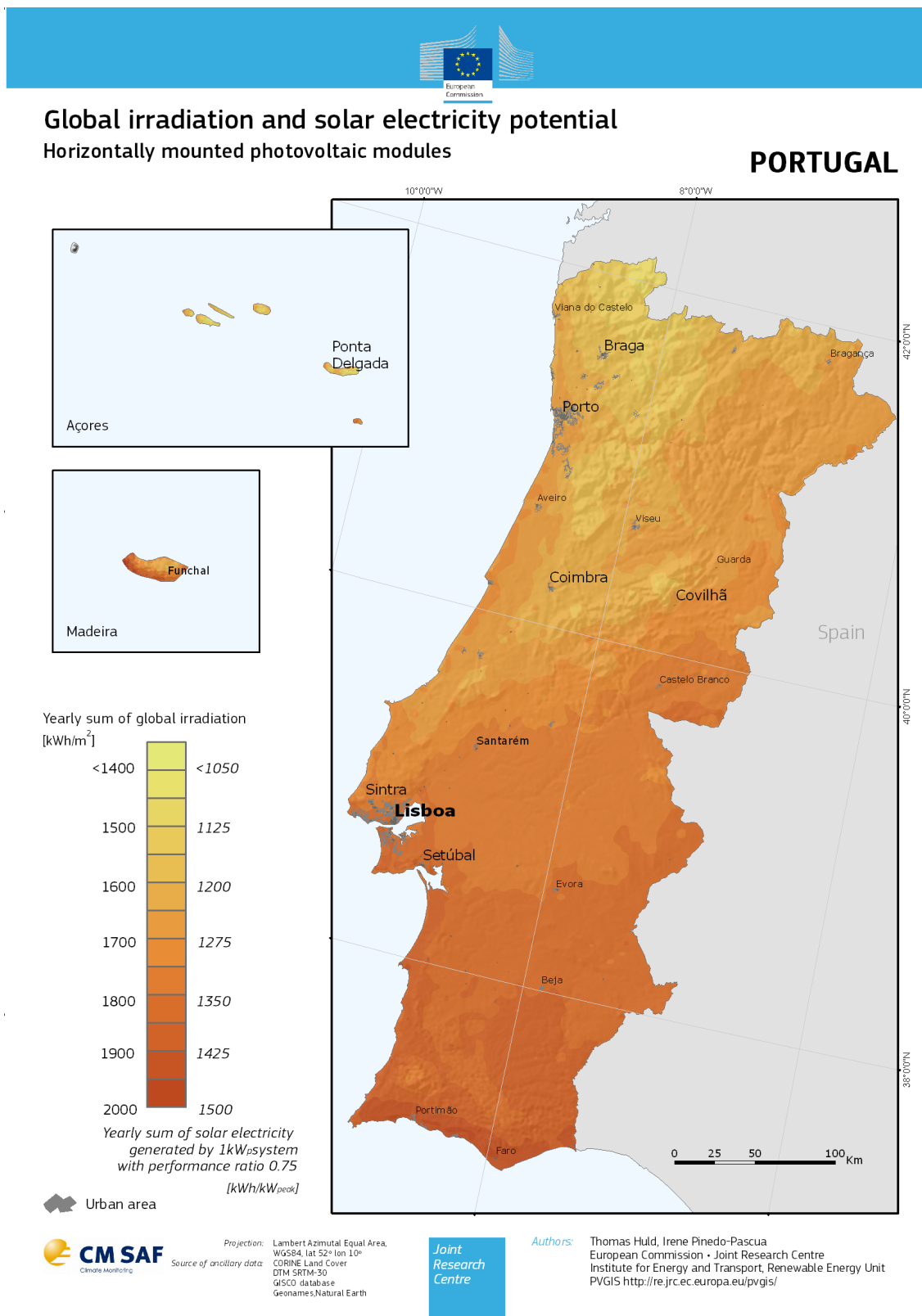


Figura D.1: Mapa de irradiação global horizontal para Portugal. [12]

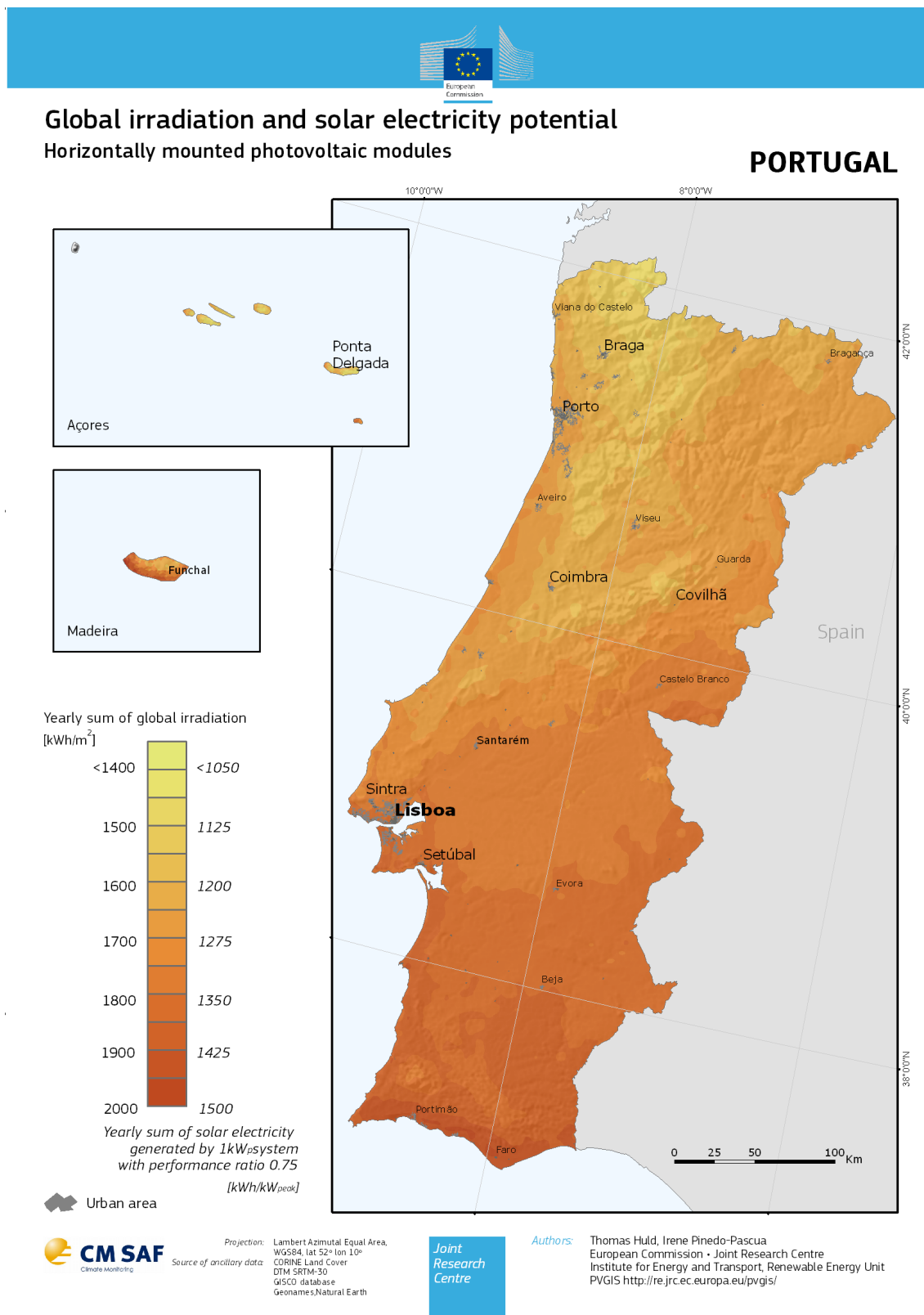


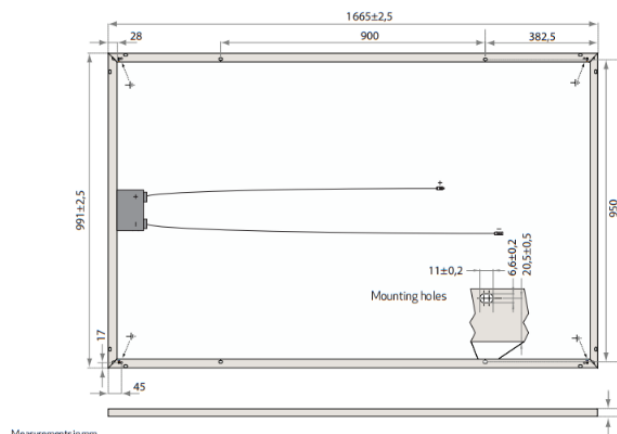
Figura D.2: Mapa de irradiação global para uma inclinação ótima em Portugal. [12]

Anexo E

Folhas de características

E.1 Painei Fotovoltaico

REC PEAK ENERGY SERIES



Measurements in mm.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	235	240	245	250	255	260
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	29.5	29.7	30.1	30.2	30.5	30.7
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.06	8.17	8.23	8.30	8.42	8.50
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.6	36.8	37.1	37.4	37.6	37.8
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.66	8.75	8.80	8.86	8.95	9.01
Module Efficiency (%)	14.2	14.5	14.8	15.1	15.5	15.8

Analysed data demonstrates that 99.7% of modules produced have current and voltage tolerance of $\pm 3\%$ from nominal values. Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C). At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	179	183	187	189	193	197
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	27.5	27.7	28.1	28.3	28.5	29.0
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	6.51	6.58	6.64	6.68	6.77	6.81
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	34.2	34.4	34.7	35.0	35.3	35.7
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	6.96	7.03	7.08	7.12	7.21	7.24

Nominal operating cell temperature NOCT (800 W/m², AM1.5, wind speed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

CERTIFICATIONS



IEC 61215 & IEC 61730, IEC 62716 (ammonia resistance) & IEC 61701 (salt mist - severity level 6).



Member of PV Cycle

WARRANTY

10 year product warranty
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.)
See warranty conditions for further details.

15.8% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS

Nominal operating cell temperature (NOCT) 45.7°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature coefficient of P_{MPP} -0.40 %/ $^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of V_{OC} -0.27 %/ $^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of I_{SC} 0.024 %/ $^\circ\text{C}$

GENERAL DATA

Cell type: 60 REC PE multi-crystalline
3 strings of 20 cells with bypass diodes
Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment
Back sheet: Double layer highly resistant polyester
Frame: Anodized aluminium (silver)
Junction box: IP67 rated
4 mm² solar cable, 0.9 m + 1.2 m
Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm²)
Origin: Made in Singapore

MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 ... +85°C
Maximum system voltage: 1000 V
Maximum snow load: 550 kg/m² (5400 Pa)
Maximum wind load: 244 kg/m² (2400 Pa)
Max series fuse rating: 25 A
Max reverse current: 25 A

MECHANICAL DATA

Dimensions: 1665 x 991 x 38 mm
Area: 1.65 m²
Weight: 18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

Rev. Q - 10-2013. This datasheet is EN 50380 compliant.

REC is a leading global provider of solar electricity solutions. With nearly two decades of expertise, we offer sustainable, high-performing products, services and investment opportunities for the solar and electronics industries. Together with our partners, we create value by providing solutions that better meet the world's growing electricity needs. Our 2,300 employees worldwide generated revenues of more than NOK 7 billion in 2012, approximately EUR 1 billion.



www.recgroup.com

E.2 Inversor

MAKING MODERN LIVING POSSIBLE



Serie de inversores TLX

Serie de inversores trifásicos sin transformador de 6 a 15 kW

La serie TLX incluye TLX, TLX+, TLX Pro y TLX Pro+



35 kg

El peso de 6 a 15 kW

Garantiza la instalación de inversores de alto rendimiento de modo sencillo y sin incidencias

Serie de inversores TLX trifásicos de elevado rendimiento y sin transformador, con una eficiencia del 98 % genera máxima energía en todas las condiciones.

Flexibilidad

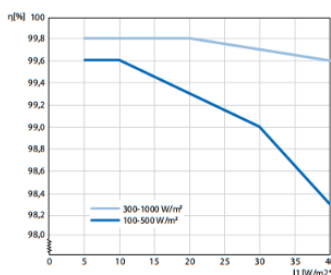
Al integrar 1000 V_{cc} a la entrada, un intervalo del MPP de 250-800 V y las múltiples entradas de CC en cada uno de los seguidores MPP individuales, permite más módulos en serie y cadenas más largas, mientras que proporciona una mayor flexibilidad en la configuración FV.

Sencillez

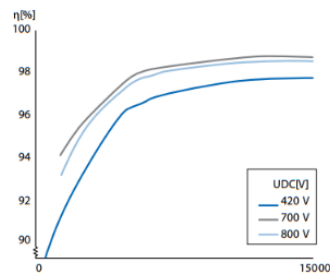
La serie TLX Pro incluye tecnología de inversor maestro capaz de controlar hasta 100 inversores desde un único inversor. Del mismo modo, el servidor web integrado permite controlar, monitorizar y ajustar su propio sistema FV desde cualquier dispositivo conectado a internet.

Dos mil millones de horas de experiencia

La serie TLX se ha instalado en todo el mundo, desde sistemas residenciales de 6 kW hasta grandes plantas de generación FV de hasta 100 MW.



Eficiencia MPP



Rendimiento de la serie TLX (15 kW)

- η98 %
- 1000 V_{cc}
- 250-800 V_{MPP}
- 3 × 230 V_{ca}
- 6-15 kW
- Barrido FV
- Dimensiones compactas
- 12 unidades por palé
- 35 días de almacenamiento de datos integrado
- 35 kg
- Monitorización totalmente integrada
- 2-3 seguidores MPP independientes
- SMS por opción GSM
- Repetición de ajustes a 100 inversores
- Múltiples idiomas y ajustes de red
- Compatible con ConnectSmart™



Para obtener más datos técnicos y descripciones funcionales, consulte el manual de referencia en www.danfoss.com/solar

Unidad	Parámetro	Serie TLX				
	CA					
[S]	Potencia nominal aparente	6,0 kVA	8,0 kVA	10 kVA	12,5 kVA	15 kVA
P _{ca,r}	Potencia nominal activa ¹⁾	6,0 kW	8,0 kW	10 kW	12,5 kW	15 kW
	Intervalo de potencia reactiva	0-3,6 kVAr	0-4,8 kVAr	0-6,0 kVAr	0-7,5 kVAr	0-9,0 kVAr
V _{ca,r}	Tensión de red nominal (intervalo)	3P + N + PE – 230 V / 400 V (±20 %)				
	Intensidad nominal de CA	3 × 8,7 A	3 × 11,6 A	3 × 14,5 A	3 × 18,1 A	3 × 21,7 A
I _{ca,máx.}	Intensidad máx. de CA	3 × 9,0 A	3 × 11,9 A	3 × 14,9 A	3 × 18,7 A	3 × 22,4 A
	Distorsión de intensidad de CA (THD %)	< 4 %		< 5 %		
cosφ _{ca,r}	Factor de potencia, sin regular	> 0,99 al 100 % de carga y 0,95 al 20 % de carga				
	Factor de potencia, regulado	0,8 inductivo - 0,8 capacitivo (TLX+ y TLX Pro+)				
	Pérdida de potencia «conectando»	10 W				
	Pérdida de potencia durante la noche (no conectado a la red)	< 5 W				
f _r	Frecuencia de red nominal (intervalo)	50 Hz ±5 Hz				
	CC					
P _{mpptmáx.}	Potencia de entrada FV máxima por MPPT	8,0 kW				
ΣP _{mpptmáx.}	Potencia de entrada FV convertida máx. / nom., total.	6,2 kW	8,25 kW	10,3 kW	12,9 kW	15,5 kW
V _{cc,r}	Tensión nominal de CC	700 V				
V _{mpptmín.} , V _{mpptmáx.}	Potencia nominal de tensión MPP ²⁾	260-800 V	345-800 V	430-800 V	358-800 V	430-800 V
	Seguidor MPP	2 (2 × MC4)			3 (3 × MC4)	
V _{ccmáx.}	Máx. tensión de CC	1000 V				
V _{ccactiva}	Tensión activada	250 V				
V _{ccinac.}	Tensión desactivada	250 V				
I _{ccmáx.}	Máx. intensidad de CC	2 × 12 A			3 × 12 A	
	Máx. corriente de cortocircuito de CC a STC	2 × 12 A			3 × 12 A	
	Potencia mínima de arranque	20 W				
	Eficiencia					
	Eficiencia máx.	97,8 %	97,9 %	98 %		
	Eficiencia Europea a V _{cc,r}	96,5 %	97,0 %	97,0 %	97,3 %	97,4 %
	Eficiencia MPP, estática	99,9 %				
	Protección					
	Dimensiones (al., an. y pr.)	700 × 525 × 250 mm				
	Peso	35 kg				
	Nivel de ruido acústico	máx. 56 db(A)				
	Intervalo de temperatura de funcionamiento	De –25 a 60 °C (de 45 a 60 °C, reducción a altas cargas)				
	Temperatura de almacenamiento	De –25 a 60 °C				
	Humedad relativa	<95 %, sin condensación				
	Servicios auxiliares					
	Potencia activa	Curvas de consigna fijas, controladas remotamente, mantenimiento de fallos				
	Potencia reactiva	Curvas de consigna constantes, controladas remotamente, mantenimiento de fallos (TLX+ y TLX Pro +)				
	Seguridad					
	Homologaciones y certificados	www.danfoss.com/solar → Download				
	Seguridad eléctrica	CEI 62109-1/CEI 62109-2 (Clase I, conectado a tierra, componente de comunicación de Clase II, PELV)				
	Seguridad funcional	Monitorización de la frecuencia y la tensión, detección de funcionamiento en isla, monitorización de intensidad residual				

¹⁾ A tensión de red nominal ($V_{ca,r}$), $\cos(\phi_i) = 1$

²⁾ A configuración de entrada simétrica. A configuración de entrada asimétrica. $V_{mpptmín.}$ a partir de 250 V.

Danfoss Solar Inverters A/S · C/ Caléndula 93, Edificio I, Miniparc III · 28019 Soto de la Moraleja, Alcobendas (Madrid) · España
Tel.: +34 902 65 67 99 · Fax: +34 902 611 935 · solar-inverters@danfoss.com · www.danfoss.es/solar

Danfoss no acepta ninguna responsabilidad por posibles errores que pudieran aparecer en sus catálogos, folletos o cualquier otro material impreso, reservándose el derecho de alterar sus productos sin previo aviso, incluyéndose los que estén bajo pedido, si estas modificaciones no afectan las características convenidas con el cliente. Todas las marcas comerciales de este material son propiedad de las respectivas compañías. Danfoss y el logotipo Danfoss son marcas comerciales de Danfoss A/S. Reservados todos los derechos.

Referências

- [1] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 215-B/2012. *Diário da República*, 1(194):5588–(45)–5588–(133), 2012. URL: <http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/DL215B2012.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [2] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-Lei nº 172/2006. *Diário da República*, páginas 6118–6156, 2006. URL: <http://eficiencia-energetica.com/images/upload/Decreto-Lei1722006.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [3] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e da Energia. Decreto-Lei n.º 68-A/2015. *Diário da República*, 1(84):2206–(24)–2206–(52), 2015. URL: https://www.portugal2020.pt/Portal2020/Media/Default/Docs/Legislacao/Nacional/DL68A_2015.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [4] Parlamento Europeu E Do Conselho. Diretiva 2012/27/UE. *Jornal Oficial da União Europeia*, página 56, 2012. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=EN>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [5] Matt Williams. The Life Cycle of The Sun, dec 2015. URL: <http://www.universetoday.com/18847/life-of-the-sun/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [6] Rui Castro. *Uma Introdução às Energias Renováveis*. IST Press, 1 edição, 2011.
- [7] Ministério do Ambiente. DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. URL: <http://www.dgeg.pt/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [8] Instituto Superior Técnico. Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação, 2004. URL: http://moodle.ciencias.ulisboa.pt/pluginfile.php/2697/mod_folder/content/0/6_-_systems/manual_instalacao_fotovoltaico.pdf?forcedownload=1. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [9] Cláudio Monteiro. Energia Eólica e Solar - Energia Fotovolcaica, 2015.
- [10] Focusolar. Potencial Solar Brasileiro. URL: <http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [11] Cristiana Honsberg e Stuart Bowden. Photovoltaic Education Network, 2013. URL: <http://www.pveducation.org/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [12] Institute of Energy and Transport. Photovoltaic Geographical Information System, 2011. URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [13] Solargis. Global Horizontal Irradiation. URL: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [14] Electrónica-PT. Instalação Sistemas Solares Fotovoltaicos. URL: <http://www.electronica-pt.com/instalacao-sistema-fotovoltaico>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [15] Ricardo Nuno Freitas Neves. Desenvolvimento de Modelos de Previsão de Produção de Centrais Solares Fotovoltaicas. Tese de mestrado, 2010. URL: <http://paginas.fe.up.pt/~ee02035/Tese.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [16] Márcio Filipe e Coelho Pereira. Estimativa da Produção de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edifícios. Tese de mestrado, 2009. URL: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60231/1/000142416.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [17] Ministério Do Ambiente Ordenamento Do Território E Energia. Decreto-Lei n.º 251/2015. *Diário da República*, páginas 9591–9611, 2015. URL: https://www.portugal2020.pt/Portal2020/Media/Default/Docs/Legislacao/Nacional/Portaria409_2015.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [18] ENAT. Energia Solar Térmica e Energia Solar Termodinâmica. URL: <http://pt.enat.pt/pt>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [19] ADENE. Painéis solares, 2010. URL: <http://www.paineissolares.gov.pt/index.html>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [20] Portal Energia. Energia Solar Térmica. URL: <http://www.portal-energia.com/funcionamento-paineis-solares-termicos-para-aquecimento/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [21] David S. Ginley e David Cahen. *Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability*. 2012.
- [22] Solar Cell Central. Early History of Solar. URL: http://solarcellcentral.com/history_page.html. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [23] John Perlin. The silicon Solar Cells Turns 50. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53:1689–1699, 2013. URL: http://www.nrel.gov/education/pdfs/educational_resources/high_school/solar_cell_history.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016]. arXiv:arXiv:1011.1669v3.
- [24] E R Hill e B G Keramidas. A model for the CdS solar cell. 1(3):189–193, 1966. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/jpa-00242713/document>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [25] Engineering and Technology History Wiki. Russell Ohl. URL: http://ethw.org/Russell_Ohl. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [26] U.S. Department of Energy. The history of solar. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93:1461–1470, 2011. URL: https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [27] Ciência Viva. Conversão Fotovoltaica da Energia Solar. URL: <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2006/home/guia4.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [28] IEA. Trends 2015 in Photovoltaic Applications. Relatório técnico, 2015. URL: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [29] REN21. Renewables 2015 - Global Status Report. Relatório técnico. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015-Onlinebook_low1.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [30] Solar Power Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019. página 32, 2014. URL: http://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2015_-2019_lr_v23.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [31] Clean Technica. China Overtakes Germany To Become World's Leading Solar PV Country. URL: <http://cleantechnica.com/2016/01/22/china-overtakes-germany-become-worlds-leading-solar-pv-country/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [32] DGEG. Renováveis - Estatísticas Rápidas nº135 - janeiro de 2016. Relatório técnico 1, 2016. URL: <http://www.dgeg.pt?cr=15181>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [33] Wikipédia. Energia solar em Portugal. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar_em_Portugal. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [34] Portal das Energias Renováveis. Solar. URL: http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [35] Diário de Notícias. Portugal Um país com imensa energia. 2012. URL: <http://www.dn.pt/revistas/nm/interior/portugal-um-pais-com-imensa-energia-2546081.html>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [36] Carlos Moreira. Produção Dispersa - Aspectos gerais sobre Produção Dispersa e Energias Renováveis, 2014.
- [37] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Decreto-Lei nº 153/2014. *Diário da República*, páginas 5298–5311, 2014. URL: <https://dre.pt/application/file/58428682>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [38] Cláudio Monteiro. Autoconsumo na perspetiva de consumidores industriais e não só. *Autoconsumo: oportunidades para consumidores domésticos e industriais*, páginas 1–46, 2014. URL: http://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/euniversity_autoconsumo_cdm_final.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [39] Rui M G Castro. Introdução à Energia Fotovoltaica, 2002. URL: http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [40] Daniel Da e Rosa Jorge. Ferramentas computacionais para apoio à manutenção de centrais fotovoltaicas. Tese de mestrado, 2015. URL: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79283/2/117068.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [41] Renováveis Magazine. Dimensionamento de um sistema FV autónomo para uma moradia unifamiliar. URL: https://cld.pt/dl/download/50950208-c8be-40c6-bfa8-a26bd12bb967/renovaveismagazine13_.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [42] Livre Power. Lda. Autoconsumo - Esquemas de ligação. URL: <http://livre.pt/pt/551-esquemas-de-ligacao-esquemas-de-ligacao.html>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [43] Duarte Val. Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Parques Eólicos. Tese de mestrado, 2015. URL: http://media.wix.com/ugd/5b9acc_b3daf2688ae2447fb47376cd7c58f8be.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [44] Sophia Ruester, Xian He, Jorge Vasconcelos, e Jean-Michel Glachant. Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. URL: <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/THINKTopic8online.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016], 2012.
- [45] Georg Fuchs, Benedikt Lunz, Matthias Leuthold, e Dirk Uwe Sauer. Technology Overview on Electricity Storage. Relatório técnico June, 2012. URL: http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SEFEP_ISEA.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [46] DECO PROTESTE. Energias Renováveis em Casa. URL: https://energias-renovaveis-emcasa.pt/solar_fotovoltaico/f/8/t/148. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [47] Abhishek Rao, Rohit Pillai, Monto Mani, e Praveen Ramamurthy. Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance. Em *Energy Procedia*, volume 54, páginas 690–700. ELSEVIER, 2014. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214011874>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [48] M. Vivar, R. Herrero, I. Antón, F. Martínez-Moreno, R. Moretón, G. Sala, J. Smeltink, e A.W. Blakers. Effect of soiling in CPV systems. *Solar Energy*, 84(7):1327–1335, 2010. URL: http://oa.upm.es/22357/1/INVE_MEM_2010_151942.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [49] Ricardo Jorge Cabral Lopes. Efeito do Sombreamento nos Paineis Fotovoltaicos. Tese de mestrado, ISEL, 2013. URL: <http://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/3217/1/Dissertaç~ao.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [50] Aline De Lima Pena. Dióxido de titânio para aplicação em células solares, 2015. URL: http://www.ufsj.edu.br/portal2-repositorio/File/coqui/TCC/Monografia-TCC-Aline_L_Pena-20151.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [51] Manuel Azevedo e António Cunha. Fazer uma célula fotovoltaica. *Physics on Stage*, página 3. URL: <http://www.cienciaviva.pt/docs/celulafotovoltaica.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [52] IEA. Solar Photovoltaic Energy. *Technology Roadmap*, página 60, 2014. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [53] Masafumi Yamaguchi, Tatsuya Takamoto, e Kenji Araki. Super high-efficiency multi-junction and concentrator solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(18-19):3068–3077, nov 2006. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024806002194>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [54] Sarah Kurtz. Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry. *National Renewable Energy Laboratory*, (November):35, 2012. URL: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/43208.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [55] Simon P Philipps, Andreas W Bett, Kelsey Horowitz, e Sarah Kurtz. Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. *National Renewable Energy Laboratory*, páginas 1–25, 2015. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/current-status-of-concentrator-photovoltaic-cpv-technology.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [56] Zachary S Judkins, Keith W Johnston, Charles Almy, Ryan J Linderman, Brian Wares, Nicholas A Barton, e Jack Peurach. Performance Results of a Low-Concentration Photovoltaic System Based on High Efficiency Back Contact Cells. (September):6–10, 2010. URL: <http://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-low-concentration-photovoltaic-system-performance-results-based-high-efficiency-back-contact-cells.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [57] Portal Energia - Energias Renováveis. Qual o tempo de vida útil real dos painéis solares fotovoltaicos. URL: <http://www.portal-energia.com/qual-o-tempo-de-vida-util-real-de-um-painel-solar>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [58] Voltimum. Pode a chuva carregar painéis solares num futuro próximo? 2016. URL: <http://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/pode-chuva-carregar-paineis-solares-num-futuro-proximo>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [59] International Energy Agency. Combined Heat and Power-Evaluating the benefits of greater global investment. *Paris, France:IEA*, 2008. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [60] Europe COGEN. What is cogeneration?, 2014. URL: http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration_19.html. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [61] André Filipe da Rocha Couto. Estudo de viabilidade de sistema de autoconsumo industrial com cogeração. Tese de mestrado, 2015. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79267/2/117066.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [62] COGEN Portugal. Cogeração em Portugal. URL: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2. [Data de último acesso: 09-05-2016].
- [63] IEA. Global CHP/DHC Data - Current Baseline, 2005. URL: <http://www.iea.org/chp/data/globalchpdhcddata-currentbaseline/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [64] Eurostat. Combined heat and power generation. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc350&plugin=1>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [65] REN. Sistema Eletroprodutor - Informação Mensal - dezembro 2015. Relatório técnico, 2015. URL: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/InformacaoMensal/INF_REN_dez15.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [66] REN. Sistema Eletroprodutor - Informação Mensal - março 2016. Relatório técnico, 2016. URL: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/InformacaoMensal/INF_REN_mar16.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [67] Telmo Rocha. Cogeração {1.^a parte - Noções Gerais}. *O eletricista*, páginas 88–96, 2011. URL: <http://static5.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/S/201204189302.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [68] André Fernando Ribeiro de Sá. Sistemas de Cogeração. *O eletricista*, páginas 36–43, 2012. URL: <http://static5.voltimum.com/sites/www.voltimum.pt/files/pt/flipbooks/others/4/20120419510201204196000.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [69] João Luís Azevedo. Apontamentos sobre Cogeração. Relatório técnico, 2001. URL: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779571244674/Cogera>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [70] Ministério da Economia. Decreto-Lei n.º 538/99 cogeração. *Diário da República*, 1999. URL: <https://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogeracao/RegulamentaoDocs/DL538-99.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [71] Ministério da Economia. Decreto-Lei n.º 313/2001. *Diário da República*, 1(284):8024–8027, 2001. URL: <https://dre.pt/application/dir/pdf1s/2001/12/284A00/80248027.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [72] COGEN Portugal. Manual de apoio ao cogerador, 2009. URL: http://www.cogenportugal.com/ficheirosUpload/Manual_de_Apoio_ao_Cogerador.pdf. [Data de último acesso: 09-05-2016].
- [73] Thiago Romanelli. Motores de Combustão Interna Parte I. URL: <http://pt.slideshare.net/catetoferraz1/mci-2014-tlrantonio-inacio-ferraz>. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [74] Encyclopaedia Britannica. Sir Charles Algernon Parsons. URL: <http://www.britannica.com/biography/Charles-Algernon-Parsons>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [75] Clarke Energy. Trigeneration / CCHP. URL: <https://www.clarke-energy.com/gas-engines/trigeneration/>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [76] CEEETA. Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos, 2001. URL: <http://www.marioloureiro.net/tecnica/energProdu/TecAproveitamentoCalor.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [77] European Commission. Supplier countries. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/supplier-countries>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [78] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-Lei n.º 34/2011. páginas 1316–1325, 2011. URL: http://www.oern.pt/documentos/legislacao/dl_dr/DL34_2011.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [79] Ministério Da Economia E Do Emprego. Decreto-Lei n.º 25/2013. *Diário da República*, 2013. URL: http://www.edpsu.pt/pt/PRE/Microproducao/RegulamentaoDocs/Decreto-Lei25_2013.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [80] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e da Energia. Portaria n.º 14/2015. *Diário da República*, páginas 524–531, 2015. URL: http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.14_2015.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [81] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Portaria n.º 15/2015. *Diário da República*, páginas 531–532, 2015. URL: http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.15_2015.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [82] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Portaria n.º 60-E/2015. *Diário da República*, (32):2014–2015, 2015. URL: http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.60-E_2015.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [83] Secretaria-Geral. Declaração de Retificação n.º 25/2012. *Diário da República*, páginas 2702–2713, 2015. URL: <https://dre.pt/application/file/67614414>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [84] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-Lei n.º 23/2010. *Diário da República*, 1(59):934–946, 2010. URL: <http://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogeracao/RegulamentaoDocs/DL23-2010.pdf>. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [85] Ministério da Economia e do Emprego. Portaria n.º 325-A/2012. *Diário da República*, 1(200):5902–(2)–5908–(5), 2012. URL: http://www.apren.pt/pt/legislacao/download.php?f=portaria_325a_2012_1351073287.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].

- [86] Filipe Pinto. Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída. páginas 1–28, 2015. URL: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].
- [87] Cláudio Monteiro. Energia Eólica e Solar - Dimensionamento (Folha de Cálculo), 2016.
- [88] J Neves Santos. *TABELAS , REGRAS E DADOS DIVERSOS (Para o Dimensionamento de Canalizações Eléctricas)*. 2009.
- [89] ASSolar. Lista de Precios Q1-2016. Relatório técnico, 2016.
- [90] General Cable. TABELA DE PREÇOS - Cabos elétricos. páginas 1–21, 2015. URL: http://www.rodel.pt/upload/docs/Rodel/Tabelas/CEL-CAT_2012_CabosElectricos.pdf. [Data de último acesso: 24-06-2016].