

Daniel Amaral Henriques

Metodologia de análise de um sistema de produção
FV para empresa industrial



Daniel Amaral Henriques

Metodologia de análise de um sistema de produção
FV para empresa industrial

Tese de Mestrado

Engenharia Eletrotécnica - Energia e Automação Industrial

Professor Doutor José Eduardo Monney de Sá Paiva



“O conhecimento cresce exponencialmente. Quanto mais soubermos, maior a nossa capacidade de aprender, e mais rápido expandimos a nossa base de conhecimento.”

Dan Brown

RESUMO

Na última década, o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos (FV) tem contribuído para a evolução da produção de eletricidade utilizando fontes de energia renovável. Os sistemas FV aproveitam a energia que é fornecida pelo sol sob a forma de radiação solar que incide sobre o planeta terra, para a produção de eletricidade. O sol é uma fonte de energia renovável praticamente inesgotável que permite produzir eletricidade livre de poluição (sem emissões de CO₂), quando comparado com fontes de energia fóssil.

Neste contexto de política energética, vigora atualmente em Portugal o Decreto-Lei n.º 153/2014 que prevê a produção de eletricidade para autoconsumo e a venda à rede elétrica de serviço público (RESP) com recurso a fontes de energia renovável. Pretende-se induzir comportamentos de eficiência energética e contribuir para a otimização dos recursos endógenos.

A presente dissertação enquadra-se no atual contexto de produção de eletricidade com recurso a fontes de energia renovável para autoconsumo, possuindo como objetivo principal o estudo da viabilidade da instalação de uma fonte FV, para alimentação de dois sistemas de produção de frio numa unidade industrial real, sediada na região de Viseu.

No estudo realizado, analisou-se o perfil solar concreto da zona e o perfil de carga. O primeiro, tendo em conta diversos cenários, como por exemplo, períodos em que a radiação solar é insuficiente para as necessidades energéticas. A abordagem tecnológica baseou-se numa revisão de literatura associada ao tema e à pesquisa sobre as alternativas existentes comercialmente. A estrutura tecnológica proposta engloba aspetos como: a análise da potência a instalar (área); a localização dos módulos FV (problemas de sombreamento) e a seleção dos equipamentos (tipo de tecnologia dos módulos FV, proteções, cabos e inversores). Também a análise de possibilidades de exploração como a venda da energia excedente em períodos que as necessidades energéticas estão satisfeitas, a adaptação da solução ao programa POSEUR (Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos) e a análise económica, são abordadas.

Tendo em conta que o trabalho desenvolvido poderá ter interesse por parte das empresas que pretendam instalar um sistema FV, foi elaborada uma ferramenta de apoio que poderá ajudar as empresas a encontrar uma solução mais apropriada para a sua instalação. Tendo as empresas acesso a uma ferramenta deste tipo, dá-se a conhecer a forma como os cálculos do tempo de recuperação do investimento devem ser feitos, nomeadamente tendo em conta que a radiação solar não é constante ao longo do tempo. Deste modo, evitam-se erros de cálculos do tempo de recuperação do investimento que entram com a energia máxima expectável.

ABSTRACT

In the last decade the development of photovoltaic systems (PV) has contributed for the evolution of production of electricity using renewable energy sources. PV systems harness the energy provided by the sun (solar radiation) for electricity production. Moreover, the sun is a source of renewable energy practically inexhaustible and free from CO₂ emissions when compared to traditional fossil energy sources.

In the context of energy policy, Portugal currently uses legislation n.º153/2014 that sustains the self-consumption production of electricity as well as the sale of electricity surplus to the grid (“*Rede Elétrica de Serviço Público*” RESP) that it is generated from renewable energy sources. It is intended to induce behaviors of energy efficiency and to contribute to optimize endogenous resources.

The present dissertation falls in the actual context of electricity production based on renewable sources for self-consumption. Its main goal lies in a feasibility study for the installation of a PV source in an industrial enterprise in the region of Viseu (Portugal), to supply two cooling units.

In the present study both the specific solar profile as well as the load profile has been analyzed. The former, considering different scenarios such as periods where solar radiation is insufficient to attain load needs. The technological approach is based on literature review, restrained to commercial alternatives. The proposed structure includes aspects as: analysis of the power to install (PV area); location of modules (shading problems) and selection of equipment (type of module technology, protections, cables and inverters). Analysis of operating potentialities, as the sale of surplus energy in periods where power needs are already satisfied, the adaptation of this solution to the POSEUR (“*Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos*”) program and economic analysis are also addressed in this study.

Enterprises can have interest in this study to install PV systems. A support tool was developed in order to help them to find a more appropriate solution for this type of installations. This tool, among others capabilities, gives an insight about the investment recovery time computation which is a major source of erroneous investment analysis, particularly when taking into consideration that solar radiation is nor constant nor maximal over the time (something that exerts an incorrect but irresistible attraction).

ZUSAMMENFASSUNG

In dem letzten Jahrzehnt, hat die Entwicklung von Photovoltaik Anlagen (PV) zur Evolution beigetragen um Strom mithilfe erneuerbare Energiequellen herzustellen. Die PV-Anlagen nutzen die Solarenergie in Form von Sonnenstrahlen, die auf die Erde strahlen, für die Erzeugung von Strom. Die Sonne ist eine erneuerbare Energiequelle die Umweltfreundlich ist (ohne CO₂ Emissionen) im Vergleich zu fossilen Energiequellen. Im Kontext der Energiepolitik gelten momentan in Portugal das Gesetz n.º153/2014, zur Erzeugung von Strom für den Eigenverbrauch und den Verkauf an das Netz (“*Rede Eléctrica de Serviço Público*” RESP), unter Verwendung von erneuerbaren Energiequellen. So ist es beabsichtigt ein energieeffizientes Verhalten zu fördern und so endogene Ressourcen zu optimieren.

Die vorliegende Diplomarbeit passt in den aktuellen Kontext der Stromproduktion mit erneuerbaren Energiequellen für den Eigenverbrauch. Der Schwerpunkt dieser Studie liegt in einer Durchführbarkeit für die Installation einer PV-Anlage in einem Industrieunternehmen in der Region von Viseu (Portugal). Hierbei werden zwei Kühleinheiten versorgt.

In der durchgeführten Studie, ist das spezifische Sonnenprofil von dieser Zone und das Belastungsprofil analysiert, mit Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien, wie zum Beispiel, in Zeiten in denen die Sonnenstrahlung nicht ausreichend ist für den Energiebedarf. Der technische Ansatz ist basiert in eine Literaturrecherche und auf handelsüblichen Alternativen zu diesem Thema. Der Vorschlag der technischen Struktur basiert auf den Aspekte wie: die Leistung die benötigt wird; der Standort der PV-Modulen (Schattierungsprobleme); Auswahl der Technik (Technologie der PV-Modulen, Schutz, Kabel und Wechselrichter). Auch die Möglichkeiten des Verkaufes der überschüssigen Energie in Zeiten wo der Energiebedarf erfüllt ist, die Anpassung an das POSEUR (“*Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos*”) Programm und die wirtschaftliche Analyse sind beigefügt.

Angegeben das Unternehmen die eine PV-Anlage installieren vollen Interesse an dieser Arbeit haben. Somit wurde ein Instrument entwickelt das die Unternehmen zu eine passende Lösung für die Installation hilfreich ist. Nachdem die Unternehmen Zugang auf dieses Instrument haben, wissen sie wie die Berechnungen der Amortisierung ihrer Investition werden, wobei sie berücksichtigen dass die Sonnenstrahlung nicht konstant ist. So werden Fehler vermeiden bei der Berechnung der Amortisationszeit durch die Erwartung von der maximale Energie.

PALAVRAS CHAVE

Autoconsumo
Energias Renováveis
Gestão Energética
Sistemas Fotovoltaicos
Avaliação Económica

KEYWORDS

Self-Consumption
Renewable Energy
Energy Management
Photovoltaic Systems
Financial Analysis

AGRADECIMENTOS

Gostaria de deixar uma palavra de agradecimento à minha família, especialmente, aos meus pais, pelo carinho, esforço, constante incentivo e pelo facto de me proporcionarem a possibilidade de alcançar este objetivo.

Ao meu orientador, Professor Doutor José Eduardo Monney de Sá Paiva, pela sua disponibilidade, dedicação e correções que contribuíram para a constante melhoria da presente dissertação.

Ao responsável da empresa TransAgri, Engenheiro José António, pela disponibilidade e fornecimento dos dados necessários para o desenvolvimento da tese.

Ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, que me permitiu o desenvolvimento quer a nível profissional, quer a nível pessoal, e em especial, ao Engenheiro João Ôlas pela disponibilidade, ajuda e palavras de incentivo.

Aos meus colegas, Marisa Oliveira, Miguel Almeida e Óscar Pereira, pela motivação, companheirismo e momentos de distração que me proporcionaram.

À minha amiga, Jéssica Rabaçal, um especial obrigado pelo constante apoio, incentivo e pelas suas palavras de conforto.

Por último, não menos importantes, a todos aqueles que de uma forma ou outra contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação, um obrigado.

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xix
ÍNDICE DE QUADROS	xxiii
ABREVIATURAS E SIGLAS	xxv
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação e objetivos	2
1.3 Organização do trabalho	2
2. Revisão da Literatura	5
2.1 Produção Fotovoltaica	5
2.1.1 Células Fotovoltaicas.....	5
2.1.2 Tipos de células existentes comercialmente.....	8
2.1.3 Características elétricas	10
2.1.3.1 Esquema equivalente	10
2.1.3.2 Curvas características de uma célula fotovoltaica	11
2.1.4 Radiação solar.....	12
2.1.5 Condicionantes	15
2.1.5.1 Radiação solar.....	15
2.1.5.2 Temperatura	16
2.1.5.3 Sombreamento	17
2.1.6 Defeitos de carácter eléctrico	20
2.1.7 Maximização da potência	27
2.2 Tipos de instalações fotovoltaicas	38
2.2.1 Sistemas Isolados.....	39
2.2.2 Sistemas interligados à rede	40
2.2.3 Sistemas mistos	41
2.2.4 Opções de instalação	43
2.3 Tipos de equipamentos de controlo e interligação.....	45
2.3.1 Inversores	45

ÍNDICE GERAL

2.3.2	Tipos de inversores	46
2.3.3	Tipos de estruturas inversores – FV	50
3.	Aplicação prática a um caso.....	57
3.1	Caracterização da instalação alvo	57
3.2	Caracterização do perfil de carga da instalação alvo	58
3.2.1	Obtenção do perfil de carga.....	58
3.2.2	Energia média condicionada pela temperatura.....	61
3.3	Estrutura proposta	63
3.3.1	Agrupamento de módulos FV	63
3.3.2	Interligação sistema FV à instalação elétrica	64
3.3.3	Condicionantes físicas e técnicas da implementação	65
3.4	Caracterização do perfil solar	69
3.4.1	Produção expectável.....	71
3.4.2	Adaptação do perfil solar ao perfil da carga.....	72
3.4.2.1	Análise de condicionantes (tensão mínima e temperatura dos módulos)....	72
3.4.2.2	Análise energética.....	75
3.4.2.2.1	Área mínima em função de V_{\min} do inversor e $T_{\text{células}}$	78
3.4.2.2.2	Área em função do equilíbrio de energia	80
3.4.2.2.2.1	Área para o melhor mês	80
3.4.2.2.2.2	Área para o pior mês	81
3.5	Análise económica.....	83
3.5.1	Análise de renumeração.....	83
3.5.2	Análise do investimento	84
3.5.2.1	Área mínima em função de V_{\min} do inversor e $T_{\text{células}}$	86
3.5.2.2	Área para o melhor mês	87
3.5.2.3	Área para o pior mês	87
3.6	Adaptação ao programa Portugal 20/20.....	88
4.	Conclusões	91
4.1	Desenvolvimentos potencialmente relevantes	93
	REFERÊNCIAS	95
	ANEXO A	99
	ANEXO B	103

ÍNDICE GERAL

ANEXO C	105
ANEXO D	109
ANEXO E.....	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2- 1:Processo de dopagem de uma célula FV.	6
Figura 2- 2:Princípio de funcionamento de uma célula FV.	6
Figura 2- 3:Agrupamento de células e módulos FV.....	7
Figura 2- 4:Símbolo de um módulo FV.	7
Figura 2- 5:Módulos FV. a)Tecnologia monocristalina. b)Tecnologia policristalinas. c)Tecnologia <i>Thin-film</i>	9
Figura 2- 6:Circuito equivalente de uma célula FV.	10
Figura 2- 7:Características elétricas: a) Curva I-V. b) Curva P-V.	11
Figura 2- 8:Tipos de radiação solar que incide numa superfície.	13
Figura 2- 9:Potencial solar na Europa [9].....	13
Figura 2- 10:Potencial solar em Portugal [9].....	14
Figura 2- 11:Posição do sol. a)Ao longo do ano. b)Ao longo do dia.	14
Figura 2- 12:Variação dos raios solares incidentes num módulo FV ao longo do ano. .	15
Figura 2- 13:Exemplo de variação da potência gerada em função da radiação solar [11].	16
Figura 2- 14:Exemplo de variação da potência gerada em função da temperatura [11].	16
Figura 2- 15:Exemplo de módulos FV com sombreamento.....	18
Figura 2- 16:Curva I-V característica de um díodo.	19
Figura 2- 17:Efeito de aquecimento excessivo (“ <i>Hotspot</i> ”)......	19
Figura 2- 18:Localização dos cabos do lado CC.	21
Figura 2- 19:Exemplos de defeitos que podem ocorrer.....	22
Figura 2- 20:Contribuição da RESP via díodos internos.....	23
Figura 2- 21:Localização do cabo CA.....	24
Figura 2- 22:Localização dos dispositivos de seccionamento.....	25
Figura 2- 23:Localização dos DST na instalação.	26
Figura 2- 24:Exemplo de sinalização para os sistemas FV.	27
Figura 2- 25:Exemplo de variação de MPP com a radiação solar e temperatura [11]. ..	28
Figura 2- 26:Sistema FV com controlador MPPT.....	28
Figura 2- 27:Inversor com pesquisa de MPP. a)De um andar. b) De dois andares.	29
Figura 2- 28:Método de MPPT P&O.	30
Figura 2- 29:Algoritmo de controlo do método P&O.	31
Figura 2- 30:Método de MPPT IncCond.....	32
Figura 2- 31:Algoritmo de controlo do método IncCond.....	33
Figura 2- 32:Exemplo de curva de P-V em função da variação da radiação solar.....	33
Figura 2- 33:Algoritmo de controlo do método CV.	34
Figura 2- 34:Algoritmo de controlo do método OV.....	35
Figura 2- 35:Exemplo de curva de I-V em função da variação da radiação solar e da temperatura, para OV e para SC.....	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2- 36:Algoritmo de controlo do método SC.....	37
Figura 2- 37:Classificação de instalações FV.....	38
Figura 2- 38:Sistema típico isolado.	39
Figura 2- 39:Sistema típico interligado à rede.....	40
Figura 2- 40:Exemplo de um sistema interligado à RESP.	40
Figura 2- 41:Sistema híbrido típico.	41
Figura 2- 42:Exemplo de um sistema híbrido com armazenamento.	42
Figura 2- 43:Sistemas posicionáveis. a)De um eixo, com posicionamento anual. b)De um eixo, com posicionamento diário. c)De dois eixos.....	44
Figura 2- 44:Exemplos de instalações FV.	44
Figura 2- 45:Exemplo de isolamento.	46
Figura 2- 46:Inversor com transformador. a)Alta frequência. b)Baixa frequência.	47
Figura 2- 47:Inversor sem transformador.	48
Figura 2- 48:Exemplo de uma curva de eficiência [42].	49
Figura 2- 49:Inversor centralizado de baixa tensão.	50
Figura 2- 50:Inversor centralizado de alta tensão.	51
Figura 2- 51:Inversor de fileira.....	52
Figura 2- 52: Multi-inversor de fileira.....	53
Figura 2- 53:Microinversor.	53
Figura 2- 54:Conversores CC/CC conectados em série.	54
Figura 2- 55: Conversores CC/CC conectados em paralelo.	55
Figura 3- 1:Unidades de produção de frio da instalação alvo.....	58
Figura 3- 2:Posicionamento dos analisadores de redes utilizados. Q.G-Quadro geral, Q.P-Quadro parcial, Q.C-Quadro de comandos, a)32 metros. b)10 metros.....	59
Figura 3- 3:Comportamento típico no arranque dos motores.....	59
Figura 3- 4:Perfil de carga diário das cargas em estudo.....	60
Figura 3- 5:Energia acumulada consumida pelas cargas.	60
Figura 3- 6:Evolução do consumo energético faturado, da unidade industrial.	61
Figura 3- 7:Variação do consumo energético com a influência da temperatura.	62
Figura 3- 8:Cenários para a localização da estrutura física da instalação FV.	65
Figura 3- 9:Instalação dos módulos FV numa fila única.....	67
Figura 3- 10:Instalação dos módulos FV em filas por patamares.	67
Figura 3- 11:Estrutura de suporte dos módulos FV com fixação ao telhado.	68
Figura 3- 12:Estrutura potencial de suporte aos módulos FV.	68
Figura 3- 13:Mecanismo de limpeza periódica dos módulos FV.....	69
Figura 3- 14:Variação diária ao longo dos meses da radiação solar.	69
Figura 3- 15:Variação, média e máxima, da radiação solar para Agosto e Dezembro. .	70
Figura 3- 16:Radiação solar real medida na região de Viseu (especificamente na ESTGV).	71
Figura 3- 17:Energia acumulada diária expectável para uma área coberta de 1m ²	72
Figura 3- 18:Curva I-V sobreposta da curva dos MPP.....	73
Figura 3- 19:Variação efetiva, média e máxima, da radiação em Agosto e Dezembro.	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3- 20:Exemplo de um gráfico de análise energética da ferramenta de apoio.....	76
Figura 3- 21:Identificação das curvas dos cenários contemplados.....	76
Figura 3- 22:Exemplo de um gráfico de análise energética para satisfação das cargas.	77
Figura 3- 23:Exemplo de um gráfico da energia a transacionar com a RESP.....	78
Figura 3- 24:Exemplo de um gráfico de variação da energia expectável.....	78
Figura 3- 25:Energia acumulada expectável, para uma área de $18m^2$	79
Figura 3- 26:Variação de energia líquida, para os cenários traçados.	79
Figura 3- 27:Energia acumulada expectável, para uma área de $48m^2$	80
Figura 3- 28:Variação de energia líquida, para uma área de $48m^2$	81
Figura 3- 29:Energia acumulada expectável, para uma área de $59m^2$	82
Figura 3- 30:Variação de energia líquida, para uma área de $59m^2$	82
Figura 3- 31:Evolução dos preços de energia injetada das UPAC na RESP.....	83
Figura A- 1:Exemplo de ação de controlo.....	99
Figura A- 2:Funcionamento do módulo FV com um conversor “ <i>Boost</i> ”.....	100
Figura A- 3:Funcionamento do módulo FV com um conversor “ <i>Buck</i> ”.....	101
Figura B- 1:Exemplos de pesquisa de MPP.....	103
Figura C- 1:Exemplo da conversão CC/CA trifásica.....	105
Figura C- 2:Exemplo da técnica de PWM.....	106
Figura C- 3:Modulação de um sinal em PWM.....	106
Figura C- 4:Classificação de inversores.	107
Figura C- 5:Exemplo de uma conversão CC/CA. a)Como fonte de tensão. b)Como fonte de corrente.	108
Figura C- 6:Exemplo de controlo. a)Em tensão. b)Em corrente.	108

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2- 1:Comparativo entre as tecnologias de células FV.	9
Quadro 2- 2:Comparação entre os diferentes métodos de MPPT.	37
Quadro 2- 3:Comparação entre as diferentes estruturas de inversores – FV.....	56
Quadro 3- 1: Características elétricas dos motores das unidades de produção de frio....	58
Quadro 3- 2:Resultados da análise de investimento para a área de 18m ²	86
Quadro 3- 3:Resultados da análise de investimento para a área de 48m ²	87
Quadro 3- 4:Resultados da análise de investimento para a área de 59m ²	88
Quadro D- 1:Classes de isolamento.	109
Quadro E- 1:Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, para 2016 [57].	115
Quadro E- 2:Taxas aplicadas às UPAC.....	115

ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCF	Custos Financeiros de Financiamento
CIEG	Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, de Sustentabilidade ou Interesse Económico Geral
CO ₂	Dióxido de Carbono
CUR	Comercializador de Último Recurso
D	<i>Duty-Cycle</i> – Ciclo de Trabalho
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DST	Descarregador de Sobretensão
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESTGV	Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu
I _{PV}	Corrente de Curto-Circuito
IRC	Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas
MLB	Meios Libertos Brutos
MPP	<i>Maximum Power Point</i> – Ponto de Potência Máxima
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> – Seguidor de Ponto de Potência Máxima
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> – Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
ORD	Operador de Rede de Distribuição
P.int	Potência Instalada
POSEUR	Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência do Uso de Recursos
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> – Modelação de Largura de Pulso
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RAI	Resultados Antes de Impostos
RL	Resultados Líquidos
ROI	<i>Return On Investment</i> – Retorno Económico
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registos da UPAC e UPP
Si	Silício
STC	<i>Standard Test Conditions</i> – Condições de Referência
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido
V _{OC}	Tensão de Circuito Aberto

1. Introdução

1.1 Enquadramento

As preocupações energéticas têm procurado orientar o consumo de energia para fontes renováveis, dado que as energias fósseis têm um consumo cada vez maior, são poluentes, as reservas disponíveis (na natureza) são limitadas e têm um tempo de formação demorado. Mais especificamente, a União Europeia tem vindo a desenvolver iniciativas para a adoção destas tecnologias nas empresas. Disso é exemplo o programa Estratégia Europa 2020, especificamente o seu objetivo clima/energia, refletido no nosso país no Portugal 20/20 – Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos, designadamente o programa POSEUR (Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos). Neste contexto, a adoção de fontes renováveis por parte das empresas para substituição de parte da energia elétrica consumida da rede, carece muitas vezes de conhecimentos especializados que, no tecido empresarial típico de Portugal (microempresas) ainda não é muito comum.

Embora soluções padronizadas “chave na mão” possam estar disponíveis comercialmente, um planeamento deste tipo de instalação poderá sempre beneficiar de um estudo técnico especializado. Neste contexto, o estudo de casos pode constituir-se num forte incentivo, não apenas de divulgação mas também de melhoria de sistemas baseados em fontes renováveis.

A adaptação do perfil solar concreto da zona às necessidades energéticas específicas, a especificação dos equipamentos a utilizar bem como as suas características técnicas, a definição das estruturas tecnológicas mais adequadas, a análise de possibilidades complementares tais como a hibridização, a par com a adaptação das soluções a programas de apoio ao desenvolvimento, são questões cujo estudo beneficiará sempre o resultado final. Desta forma, as empresas terão na sua posse uma ferramenta de apoio, que as ajudará a atingir de forma mais esclarecida a solução mais benéfica.

1.2 Motivação e objetivos

Esta dissertação surgiu da vontade de uma empresa¹ reduzir a faturação energética, dado que possui duas unidades de produção de frio que tem um consumo intensivo no período do verão (temperaturas elevadas) e no período de inverno do sistema de aquecimento. Para reduzir a faturação energética a empresa pretende instalar uma fonte de energia renovável, nomeadamente um sistema fotovoltaico.

Os objetivos da presente dissertação são os seguintes:

- Projetar um sistema de produção fotovoltaica viável, quer técnica quer financeiramente, para alimentação de duas unidades de produção de frio (duas câmaras frigoríficas de 2kVA) através de geração fotovoltaica.
- Definição de cenários baseados na análise do perfil solar da zona e do perfil energético necessário para as unidades, garantindo a máxima fiabilidade de resultados.
- Análise energética do sistema FV em função de variáveis influentes na produção e no consumo.
- Análise económica, integrando custos (investimento) e proveitos gerados pelo sistema FV.

1.3 Organização do trabalho

A presente dissertação está estruturada em quatro capítulos.

No **capítulo 1** é realizado o enquadramento do trabalho e os motivos que estiveram na sua origem. São ainda expostos os objetivos pretendidos com o desenvolvimento desta dissertação.

No **capítulo 2** faz-se uma abordagem ao estado de arte dos sistemas fotovoltaicos, focando pontos cruciais, como os problemas causados por sombreamentos, proteções necessárias e estruturas de inversores existentes.

No **capítulo 3** definem-se cenários com base na análise do perfil solar e do perfil de carga. Realiza-se a análise energética explorando o aumento da produção, e inclui-se no final, a análise económica.

¹ A empresa TransAgri está sediada na região de Mangualde e dedica-se à transformação e comercialização de frutos secos.

Por último, no **capítulo 4**, evidenciam-se as principais conclusões da presente dissertação e apresentam-se sugestões para eventuais trabalhos de desenvolvimento desta temática.

2. Revisão da Literatura

As instalações fotovoltaicas (FV) têm contribuído para o crescimento da produção de eletricidade utilizando fontes de energia renovável. Com o crescimento de instalações FV, diminui-se a dependência do uso de fontes de energia fóssil (p. ex. petróleo), quer na vertente de independência energética, quer na contribuição para a sustentabilidade energética através da redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂).

Este capítulo apresenta uma abordagem ao estado de arte das instalações FV, evidenciando-se pontos cruciais, como: tipos de tecnologias FV, problemas causados por sombreamentos, proteções específicas, métodos de controlo de pesquisa do ponto de potência máximo, tipos de inversores e adaptação da estrutura dos inversores – FV.

2.1 Produção Fotovoltaica

2.1.1 Células Fotovoltaicas

As células FV convertem a radiação solar em energia elétrica sobre a forma de corrente contínua (CC) através do efeito fotovoltaico² [1], [2]. As células FV são compostas por duas camadas finas de material semicondutor, tipicamente, silício (Si) puro, com espessuras que variam dos 0,2mm a 0,3mm [1] – [3]. O Si é um material semicondutor com propriedades elétricas, entre um condutor e um isolante. Como resultado, necessita de ser dopado³ para aumentar a condutividade elétrica.

² O efeito fotovoltaico sucede quando um material semicondutor é exposto à radiação solar, em que um eletrão da banda de valência é levado à banda de condução através da absorção de fotões (admitindo que os fotões tem energia suficiente).

³ A dopagem consiste em adicionar pequenas quantidades de impurezas ao material semicondutor.

Dopando o Si com átomos trivalentes (p. ex. Boro) e com átomos pentavalentes (p. ex. fósforo), obtém-se, respetivamente, a camada do tipo P (camada positiva) e a camada do tipo N (camada negativa). A camada do tipo P fica com carência de eletrões (lacunas) e a camada do tipo N com excesso de eletrões (ver a Figura 2- 1) [1], [2], [4].

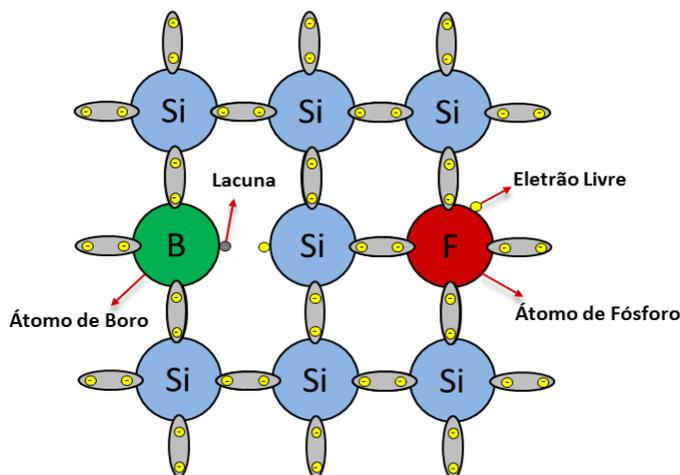


Figura 2- 1:Processo de dopagem de uma célula FV.

Na região de contacto entre as duas camadas, designada de junção P-N [1], [2], [4], os eletrões tendem a mover-se da camada P para a camada N, mas não conseguem movimentar-se da camada N para a camada P, o que gera um acumular de cargas negativas na camada N [1], [2].

Quando o material semiconductor é exposto à radiação solar e são absorvidos fotões é criada uma corrente elétrica através do movimento dos eletrões da camada P para a camada N. Ao conectarem-se condutores externos à camada N e à camada P, obtém-se um circuito fechado no qual a corrente elétrica flui. A Figura 2- 2 ilustra o princípio de funcionamento de uma célula FV.

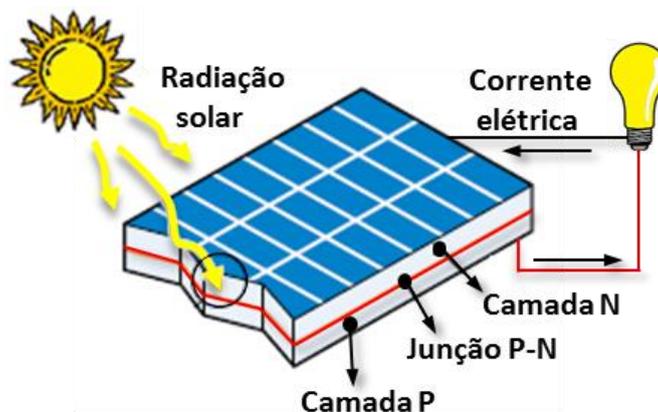


Figura 2- 2:Princípio de funcionamento de uma célula FV.

As células FV têm um valor de potência reduzido (na ordem de 1W a 3W [5], [6]), o que para a maioria das aplicações reais é insuficiente. Para se obterem potências mais elevadas, as células são agrupadas (em série e/ou paralelo⁴) formando um módulo FV (ver a Figura 2- 3). Tipicamente, um módulo é constituído por 36 células, distribuídas por 4 colunas interligadas em paralelo, onde as células são conectadas em série [2]. Os módulos FV comerciais, usualmente podem ter potências que variam dos 10W até aos 320W.

Caso se pretenda obter tensões ou correntes mais elevadas, do que um único módulo FV pode fornecer, conectam-se vários módulos em série⁵ e/ou paralelo, dando origem a uma matriz (“Array”) (ver a Figura 2- 3).

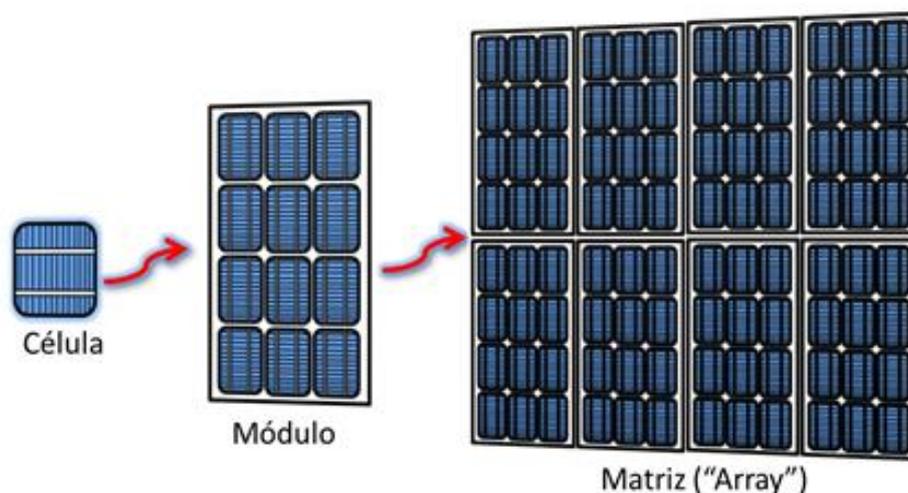


Figura 2- 3: Agrupamento de células e módulos FV.

Ao longo do presente estudo é utilizado o símbolo de um módulo FV, ilustrado na Figura 2- 4.

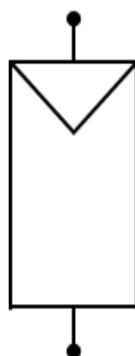


Figura 2- 4: Símbolo de um módulo FV.

⁴ A associação de células FV em série permite obter tensões mais elevadas, mantendo-se a corrente nominal. O agrupamento em paralelo possibilita aumentar a corrente, mantendo-se o nível de tensão nominal.

⁵ O agrupamento de módulos FV em série é, normalmente, designado de fileira.

2.1.2 Tipos de células existentes comercialmente

Atualmente existe uma vasta diversidade de tecnologias de construção das células FV no mercado. A pesquisa bibliográfica permite concluir que, em função da tecnologia de construção, as células FV podem ser divididas em três categorias: monocristalinas, policristalinas e de película fina [1], [2], [4].

• **Tecnologia monocristalina**

As células monocristalinas (“*Single-Crystalline Silicon*”) são a tecnologia mais difundida do mercado, sendo utilizada em cerca de 90% dos sistemas FV [2], [4]. Este tipo de módulo FV é apresentado na Figura 2- 5 a).

A construção deste tipo tecnologia é conseguida à custa do material semicondutor com elevado grau de pureza. Como principal vantagem, esta tecnologia apresenta um elevado rendimento – na ordem dos 12,5% a 18% [1], [5], [7]. Devido ao elevado rendimento, é necessário um menor número de módulos FV para produzir a mesma quantidade de energia, em comparação com as outras tecnologias. A desvantagem reside no elevado custo com a matéria-prima [5], sendo o processo de fabrico lento e intenso a nível energético, devido às técnicas de produção complexas [5].

• **Tecnologia policristalina**

A tecnologia das células policristalinas (“*Poly-Crystalline Silicon*”) é produzida com material semicondutor com um grau de pureza inferior comparado com a tecnologia anterior. Como consequência, o rendimento é menor – na ordem dos 11% aos 16% [1], [2], [7]. O aspeto do módulo é mostrado na Figura 2- 5 b).

Como vantagem, as células policristalinas têm um menor custo devido ao processo de produção mais rápido em comparação com a tecnologia monocristalina [2], [5]. Como o rendimento deste género de células FV é mais reduzido, origina a ocupação de uma área maior.

• **Tecnologia película fina**

As células de película fina (“*Thin-film*”) são constituídas por camadas muito finas⁶ de material semicondutor, dispostas sobre substratos de vidro, alumínio ou cerâmica [2], [7]. O seu aspeto é ilustrado na Figura 2- 5 c). A reduzida espessura permite a flexibilidade e portanto a adaptabilidade a diferentes tipos de superfícies. A tecnologia *thin-film* pode ser classificada segundo o material utilizado nos substratos:

- Silício Amorfo (“*Amorpheus-Silicion*” ou a-Si);
- Telureto de Cádmio (“*Cadmium Telluride*” ou CdTe);
- Ligas contendo Cobre, Selénio, Gálio e Índio (“*Indium diselenide and coper alloys*” ou CIS ou CIGS);

⁶ Mais finas, comparativamente com as tecnologias anteriormente referidas.

As vantagens deste tipo de tecnologia consistem no baixo custo da matéria-prima e de produção e de um tempo de produção inferior, quando comparado com as tecnologias anteriores [2], [4], [7]. O rendimento das células *thin-film* é relativamente baixo, variando de 7% a 13%, dependendo do tipo de material empregue nos substratos. Como resultado, para produzir a mesma quantidade de energia, é necessário uma maior área com módulos FV em comparação com as tecnologias anteriormente descritas.

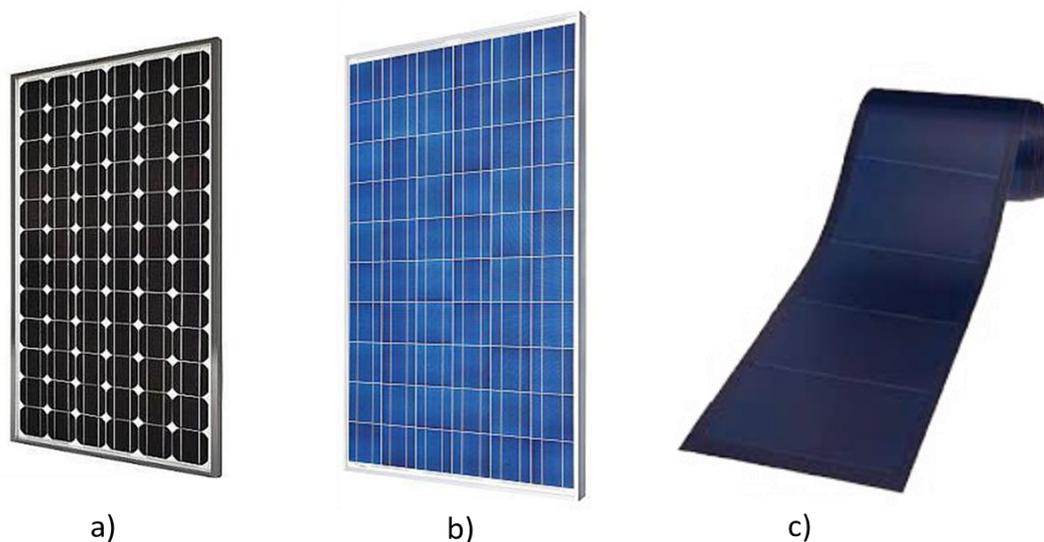


Figura 2- 5:Módulos FV. a)Tecnologia monocristalina. b)Tecnologia policristalinas. c)Tecnologia *Thin-film*.

De modo a realizar-se um estudo comparativo em termos de vantagens e desvantagens das tecnologias de células FV existentes comercialmente, apresenta-se o Quadro 2- 1.

Quadro 2- 1:Comparativo entre as tecnologias de células FV.

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Monocristalina	-Elevado rendimento; -Ocupação de espaço reduzido;	-Processo de produção complexo; -Elevado gasto de energia na produção das células FV; -Elevado custo com a matéria-prima;
Policristalina	-Baixo custo; -Produção simples;	-Rendimento inferior e ocupação de espaço maior em comparação com a tecnologia monocristalina;
<i>Thin-film</i>	-Baixo custo da matéria-prima e de produção; -Tempo de produção inferior;	-Baixo rendimento e ocupação de espaço maior comparado com as restantes tecnologias;

2.1.3 Características elétricas

2.1.3.1 Esquema equivalente

A constituição de uma célula FV pode ser representada por intermédio de um circuito equivalente. O circuito equivalente é construído pela representação de uma fonte de corrente (I_{PV}), um díodo (D) ligado em paralelo com a fonte, uma resistência série (R_S) e uma resistência paralelo (R_P) (ver a Figura 2- 6).

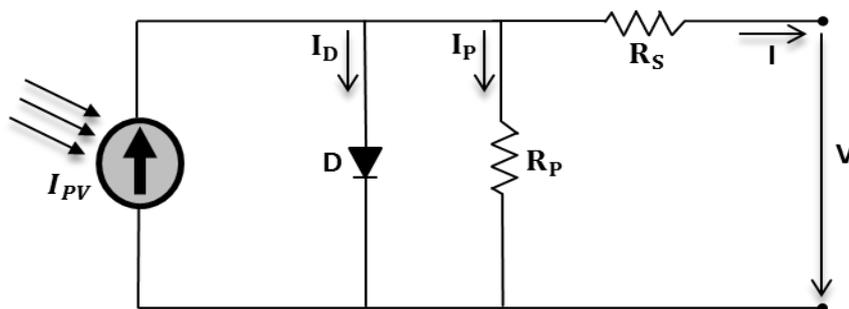


Figura 2- 6: Circuito equivalente de uma célula FV.

No esquema equivalente, a fonte I_{PV} representa a corrente que é gerada pela célula FV com a incidência de radiação solar. Note-se que I_{PV} é constante para uma determinada radiação solar, porém varia com a variação da radiação solar que incide na célula FV.

R_S traduz a resistência interna que depende da espessura do material semicondutor, nomeadamente da junção P-N, e das interconexões [2], [5], [8] (tipicamente, nas células de alta qualidade, R_S tem um baixo valor, na ordem dos $0,05\Omega$ a $0,10\Omega$ [2], [5]). Da mesma forma, a resistência R_P traduz as correntes de fuga à terra [2], [5], [8] (normalmente, nas células de alta qualidade, R_P tem um valor mais elevado em comparação com R_S , que varia entre 200Ω a 300Ω [2], [5]). É de evidenciar que a corrente fornecida pela célula é pouco influenciada pelas variações de R_P , embora as variações de R_S diminuam a corrente de saída da célula FV.

A corrente que a célula fornece (I) é igual a I_{PV} , descontando a corrente do díodo (I_D) e a corrente de fuga (I_P). A corrente fornecida pela célula FV é dada pela equação (2-1).

$$I = I_{PV} - I_0 \times \left(e^{\frac{Q \times (V + I \times R_S)}{n \times K \times T}} - 1 \right) - \frac{V + I \times R_S}{R_P} \quad (2-1)$$

Em que, I_{PV} é a corrente gerada pela célula FV, I_0 a corrente de saturação do díodo, Q a carga do eletrão [$Q=1,6 \times 10^{-19}$], V a tensão aos terminais da célula FV, I a corrente fornecida pela célula FV, n o fator de qualidade do díodo [varia de 1 a 5], K a constante de Boltzmann [$K=1,38 \times 10^{-23} \text{J}/^\circ\text{K}$] e T a temperatura absoluta da célula FV [K].

2.1.3.2 Curvas características de uma célula fotovoltaica

As células FV (ou módulos) são caracterizadas pela sua curva característica de corrente-tensão (I-V). A Figura 2- 7 a) mostra um exemplo de uma curva I-V, considerando a radiação solar e temperatura constantes.

Na curva I-V, existem dois parâmetros importantes que descrevem uma célula FV (ou módulo), que são: a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}). A V_{OC} é obtida através da medição da tensão aos terminais de uma célula FV, quando estes estão em aberto (sem carga). A V_{OC} corresponde ao valor máximo de tensão que uma célula (ou módulo) consegue fornecer [1], [2], [6]. A I_{SC} é conseguida através da medição da corrente, quando os terminais da célula FV (ou módulo) estão em curto-circuito, correspondendo ao valor máximo de corrente fornecida [1], [2], [6]. Note-se que, para os parâmetros mencionados (V_{OC} , I_{SC}), a potência fornecida pela célula FV (ou módulo) é nula.

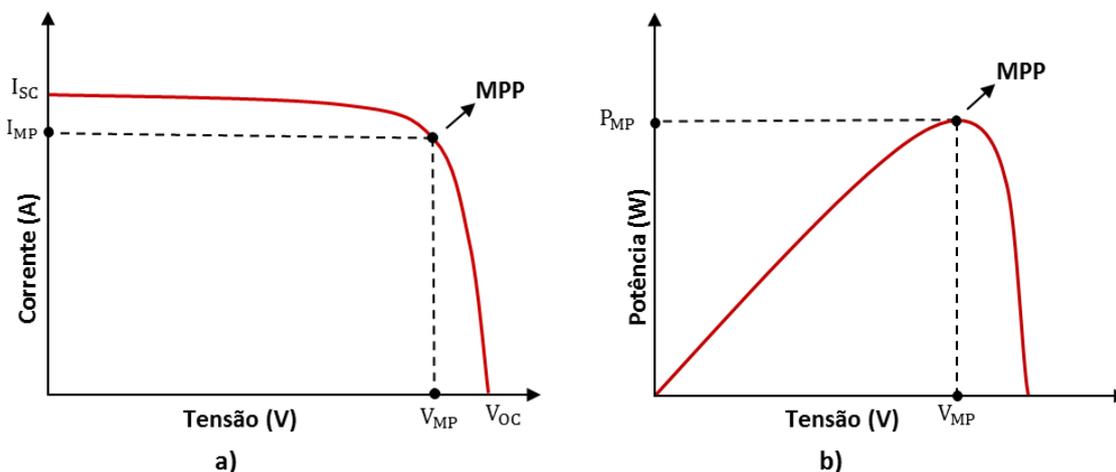


Figura 2- 7:Características elétricas: a) Curva I-V. b) Curva P-V.

Da curva I-V, ainda é possível inferir a corrente nominal (I_{MP}) e a tensão nominal (V_{MP}) da célula FV (ou módulo) para a máxima potência. Fazendo o produto entre I_{MP} e V_{MP} obtém-se o ponto de máxima potência (“*Maximum Power Point*” ou MPP) que ocorre no joelho da curva I-V. A potência que é fornecida por uma célula FV (ou módulo) é representada pela curva da potência-tensão (P-V). A Figura 2- 7 b) ilustra um exemplo de uma curva P-V, admitindo a radiação solar e a temperatura constantes.

As características técnicas dos módulos FV (p. ex. V_{OC} , I_{SC} , etc.) são disponibilizadas pelos fabricantes e medidas nas condições de referência (“*Standard Test Conditions*” ou STC⁷). Estas condições permitem a comparação das características elétricas de diferentes módulos FV. Porém, em situação real (variação normal da radiação solar, da temperatura e da “massa de ar”), os módulos raramente operam nas STC.

⁷ As condições de referência são: Radiação solar = 1000W/m^2 , Temperatura da célula = 25°C e Massa de Ar (“*Air Mass*” ou AM) = 1,5.

Para definir a qualidade de um módulo FV, utiliza-se o parâmetro denominado de fator de forma (“*Filling Factor*”), e é definido pela equação (2-2). Este parâmetro dá a relação entre a potência real do módulo e uma potência máxima fictícia ($V_{oc} \times I_{sc}$, sendo estes valores obtidos de forma fácil) e é sempre inferior à unidade.

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2-2)$$

Quanto mais próximo da unidade, melhor é a qualidade de um módulo FV. Este fator depende do tipo de tecnologia das células FV. Tipicamente, as células cristalinas tem um FF entre 0,75 a 0,85 e as células *thin-film* de 0,5 a 0,7 [1], [6].

2.1.4 Radiação solar

O sol é a principal fonte de energia que o planeta terra possui. Fornece energia através da luz e calor que incidem na terra sobre a forma de radiação solar⁸ (G). É uma fonte de energia renovável, praticamente inesgotável⁹ e constante, em comparação com as fontes de energia fóssil (p. ex. petróleo), que são esgotáveis e poluentes. A energia solar é utilizada através de várias tecnologias, tendo diversas aplicações, como por exemplo, produção de energia térmica (p. ex. aquecimento de águas quentes sanitárias (coletores solares)) ou para produção de eletricidade (p. ex. produção FV (módulos FV)).

A intensidade da radiação solar que é recebida fora da atmosfera depende da distância entre o sol e a terra. O valor típico utilizado para a radiação solar fora da atmosfera é de 1367 (W/m²) [1], [2]. Quando a radiação solar atravessa a atmosfera, sofre uma redução para um valor (também típico) de 1000 (W/m²), sendo que, em pequenos períodos, pode chegar aos 1400 (W/m²) [1], [2]. A redução deve-se ao facto de que a radiação solar, ao transpor a atmosfera, é refletida, absorvida (por ozono, oxigénio, dióxido de carbono e vapor de água) e dispersa (por poluição e moléculas de ar) [1], [2].

A radiação solar que é recebida em cada ponto da terra varia, uma vez que depende de vários fatores, tais como: época do ano (p. ex. verão, inverno, etc.), latitude, altitude e condições climáticas (p ex. céu limpo ou nublado).

A radiação solar que incide sobre uma superfície divide-se em três componentes: radiação direta, difusa e refletida [1], [2]. A radiação direta consiste em raios solares cuja trajetória é uma linha reta, entre o sol e a superfície. A radiação difusa consiste nos raios solares cuja trajetória é refratada/absorvida por nuvens, nevoeiro e poeiras. A radiação refletida consiste nos raios solares refletidos por várias superfícies da terra. A Figura 2- 8 mostra as três componentes da radiação solar incidente numa superfície.

⁸ A radiação solar mede a intensidade da radiação eletromagnética solar incidente numa superfície por metro quadrado. É medida em [W/m²].

⁹ À constante de tempo humana.

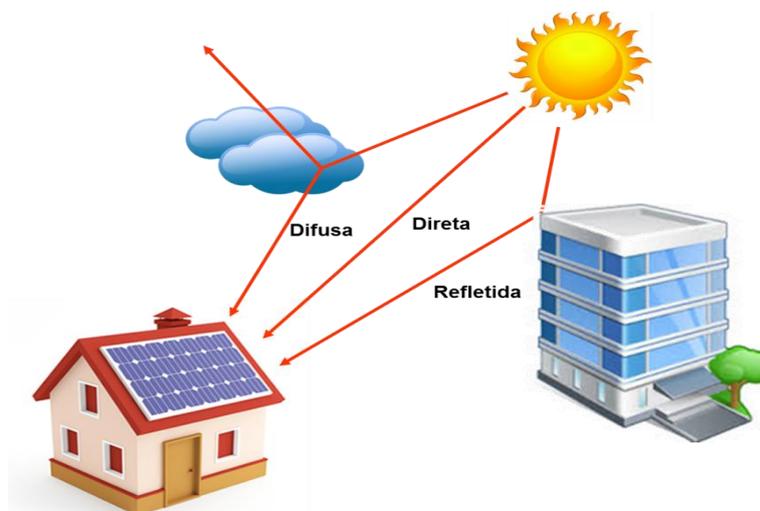


Figura 2- 8:Tipos de radiação solar que incide numa superfície.

- **Potencial solar na Europa**

Como a radiação solar varia de região para região, alguns países da Europa são mais beneficiados do que outros, tendo um potencial FV maior, que interessa aproveitar para a produção de eletricidade. A Figura 2- 9 mostra a radiação solar anual na Europa.

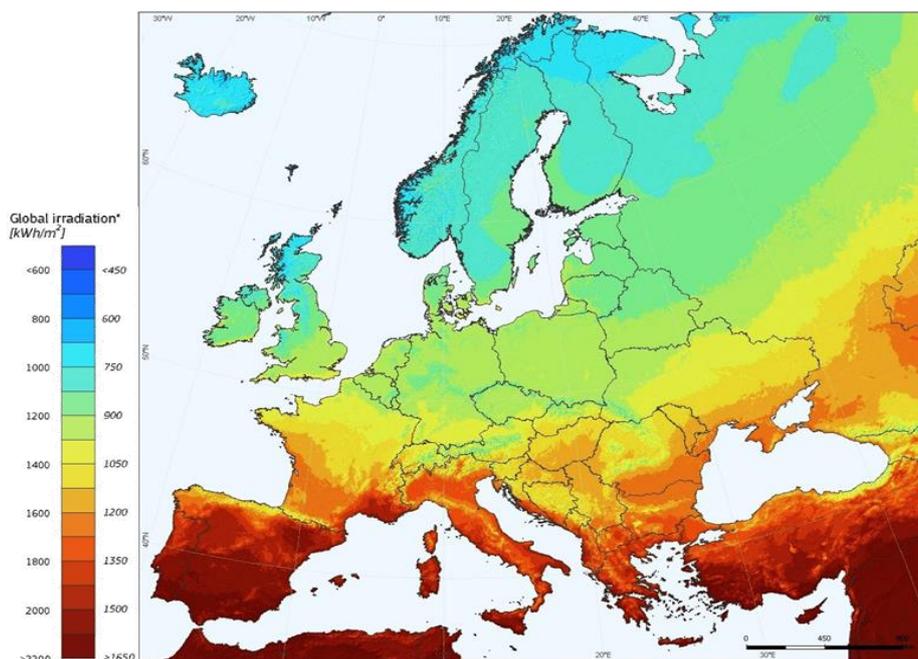


Figura 2- 9:Potencial solar na Europa [9].

- **Potencial solar em Portugal**

Portugal é um dos países da Europa que beneficia de uma elevada radiação solar, que permite ter condições de aproveitamento deste recurso, para a produção de energia FV. Em média, Portugal dispõe, anualmente, de 2200 a 3000 horas no continente e 1700 a 2200 horas nas ilhas, de sol [10]. A Figura 2- 10 ilustra o potencial FV em Portugal.

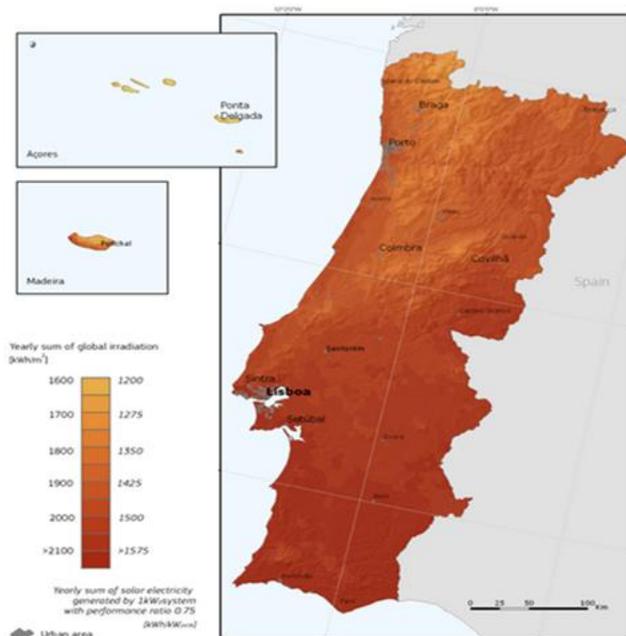


Figura 2- 10:Potencial solar em Portugal [9].

A Figura 2- 10, mostra que a unidade industrial em análise na presente dissertação (seção 3) está bem posicionada para realizar o aproveitamento da radiação solar para a produção de energia FV para autoconsumo.

- **Movimento do sol**

A energia extraída de um módulo FV (ou matriz) depende das condições climáticas (p. ex. céu limpo ou nublado), e do ângulo de inclinação do módulo face à posição do sol. O ângulo de inclinação do sol face a um plano inclinado fixo (p. ex. módulo FV) vai variar ao longo do dia (Oeste para Este) e do ano (solstício de inverno, solstício de verão, etc.), uma vez que a posição do sol, face à terra, é variável (ver a Figura 2- 11). No solstício de inverno, os raios solares que incidem num plano inclinado fixo, têm um ângulo de 23° , da mesma forma, no solstício de verão, os raios solares que incidem no mesmo plano, têm um ângulo de 46° (ver a Figura 2- 11 a)).

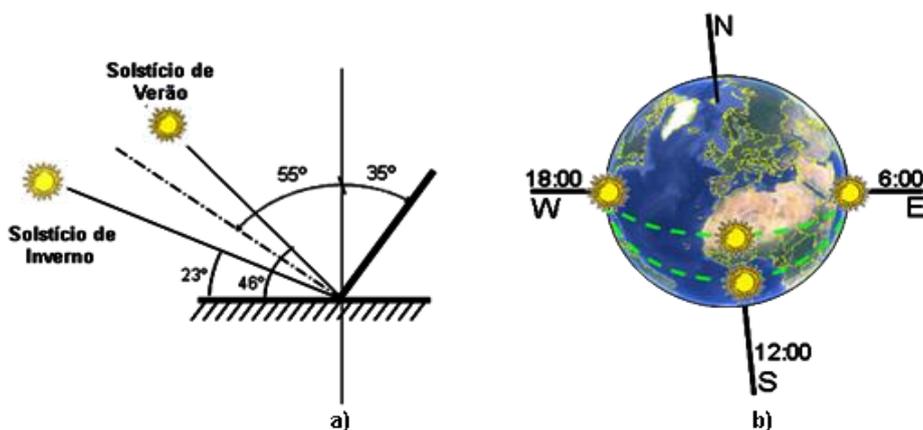


Figura 2- 11:Posição do sol. a)Ao longo do ano. b)Ao longo do dia.

A variação da posição do sol ao longo do dia ou do ano reflete-se na energia produzida, devido à quantidade de raios solares incidentes na face do módulo FV ser variável com a posição do sol. Por exemplo, observando a Figura 2- 12, verificar-se-á que o número de raios solares que incidem num plano inclinado fixo (densidade), varia com a posição do sol ao longo do ano.

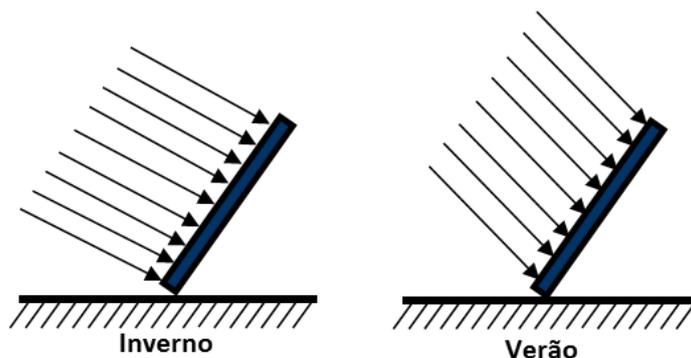


Figura 2- 12:Variação dos raios solares incidentes num módulo FV ao longo do ano.

Dado que o ângulo de inclinação do sol face a um plano fixo é variável, para se obter sempre a maior densidade de radiação possível seria necessária uma variação constante do ângulo de inclinação dos módulos FV. Uma possível solução para este problema implicaria que os módulos FV tivessem um ângulo dinâmico de inclinação – denominado de ângulo ótimo – que maximizasse a energia produzida, tendo em consideração a posição do sol ao longo do dia e do ano. Isto é, requereria um sistema de posicionamento (localização da posição do sol e posicionamento mecânico do FV), solução mais cara e de efeitos duvidosos.

Para Portugal, o ângulo ótimo de inclinação dos módulos FV é tipicamente de 35° .

2.1.5 Condicionantes

Existem fatores como a radiação solar, a temperatura e sombreamentos que influenciam as características elétricas das células FV (ou módulos), como por exemplo, V_{OC} e I_{SC} . Estes fatores contribuem para a diminuição da produção (perdas de potência) de um sistema FV, quando se afastam dos valores típicos. Essas condicionantes são descritas nos pontos seguintes.

2.1.5.1 Radiação solar

A potência gerada por uma célula FV (ou módulo) varia em função da radiação solar que incide nesta, como anteriormente referido. À medida que a radiação solar diminui, a potência gerada diminui proporcionalmente e V_{OC} diminui ligeiramente.

A Figura 2- 13 ilustra um exemplo de curvas P-V em função da variação da radiação solar, considerando a temperatura constante.

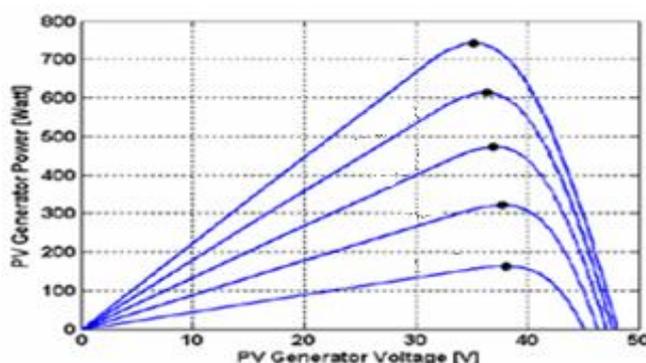


Figura 2- 13:Exemplo de variação da potência gerada em função da radiação solar [11].

2.1.5.2 Temperatura

O aumento da temperatura de funcionamento das células FV (ou módulo) faz diminuir a V_{OC} e, conseqüentemente, a potência gerada (isto é, uma diminuição da produção). A Figura 2- 14 ilustra um exemplo de curvas P-V em função da variação da temperatura, considerando a radiação solar constante.

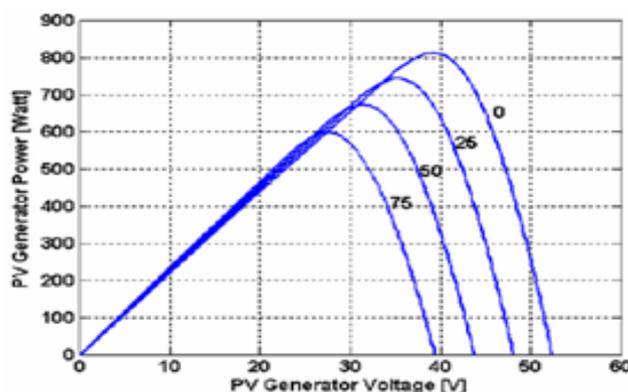


Figura 2- 14:Exemplo de variação da potência gerada em função da temperatura [11].

Note-se que os fabricantes/vendedores fornecem valores dos seus módulos para a STC. No entanto as células FV (ou módulo) raramente funcionam nessas condições (secção 2.1.3.2). Por esta razão, os fabricantes especificam a temperatura nominal de funcionamento da célula (“*Nominal Operating Cell Temperature*” ou NOCT¹⁰). A temperatura que as células (ou módulo) atingem é calculada de acordo com a equação (2-3).

$$T_{Cell} = T_a + \frac{G}{800} \times (NOCT - T_{a,STC}) \quad (2-3)$$

¹⁰ O NOCT é definido como sendo a temperatura atingida pelas células nas seguintes condições: Radiação solar= 800W/m², temperatura ambiente= 25°C e velocidade do vento= 1m/s.

Em que, T_{cell} é a temperatura da célula FV, T_a a temperatura ambiente, G a radiação solar e $T_{a,STC}$ a temperatura nas condições STC.

Conhecendo T_{cell} (através da equação anterior) e o coeficiente de variação de V_{OC} com a temperatura – β – (sendo este valor resultante de ensaios e disponibilizado pelos fabricantes dos módulos FV), determina-se a nova V_{OC} , segundo a equação (2-4).

$$V_{OC} = V_{OC,STC} - \beta \times (25 - T_{Cell}) \quad (2-4)$$

Em que, $V_{OC,STC}$ é a tensão de circuito aberto nas STC e T_{Cell} a temperatura da célula FV.

Para evitar que a temperatura influencie de forma excessiva a energia produzida, deve-se prever e garantir, na fase de dimensionamento/execução, que os módulos FV possam ter algum sistema de arrefecimento. Por exemplo, implementando um sistema de arrefecimento dos módulos FV (tipicamente a ar, mas também a água) [2].

2.1.5.3 Sombreamento

A presença de objetos entre o sol e os módulos FV produz problemas de sombreamento, que reduzem de forma substancial a potência produzida, donde o dever ter-se uma atenção particular à localização física (espacial) dos sistemas FV na sua envolvente. Os sistemas FV são instalados em telhados, fachadas, etc., onde a probabilidade de surgirem sombras que cubram os módulos (ou parte dos módulos) é relativamente elevada.

Os problemas de sombreamento devem ser considerados, uma vez que limitam a potência nominal dos módulos FV até aos 50% [1], [12]. Em situações de associação de vários módulos (p. ex. em fileiras), o sombreamento de (mesmo que reduzido) parte deles, tem como resultado perdas de potência do conjunto, significativas. É de evidenciar que as perdas de potência não dependem do número de módulos afetados com sombreamento em cada fileira, mas do número de fileiras que são afetadas pelo sombreamento.

Os sombreamentos podem ter diversas origens, cada qual com a sua solução específica para os eliminar ou atenuar.

Os sombreamentos temporários são difíceis de prever, uma vez que são causados por poeiras, nuvens, neve, folhas de vegetação e excrementos de aves (ver a Figura 2- 15 a)) [1], [13]. Para diminuir este tipo de sombreamento, deve-se concretizar uma limpeza periódica aos módulos FV [1].

Os sombreamentos devido à localização da instalação FV devem-se essencialmente à presença de edifícios vizinhos, que possuem uma altura superior ao da instalação ou que podem ser construídos à posteriori e à vegetação (p. ex. árvores e arbustos) (ver a Figura 2- 15 b)) [1], [13], [14]. Neste tipo de sombreamento é necessário tomar medidas no projeto/execução da instalação e prever situações como: árvores em fase de crescimento (ou com défice de tratamento – podas, etc.) ou possível passagem de cabos elétricos aéreos que poderão fazer sombra à instalação.

Os sombreamentos devido ao próprio edifício estão relacionados com as arquiteturas físicas existentes (ou instaladas posteriormente), como por exemplo, antenas, chaminés e candeeiros (ver a Figura 2- 15 c)) [1]. Este tipo de sombreamentos (arquiteturas já existentes) são relativamente fáceis de resolver, através de deslocação de por exemplo antenas e candeeiros para outro local. Já as chaminés e outras estruturas do edifício (pilares, paredes, etc.), não podendo ser movidas, implicarão a deslocalização dos módulos FV para locais mais favoráveis [1].

O auto-sombreamento é provocado pelos próprios módulos. Os módulos a montante (entre o sol e os módulos) podem provocar sombreamento aos módulos a jusante (ver a Figura 2- 15 d)). Uma forma de diminuir este tipo de sombreamento é manter uma distância mínima entre os módulos/fileiras a montante e a jusante [1].

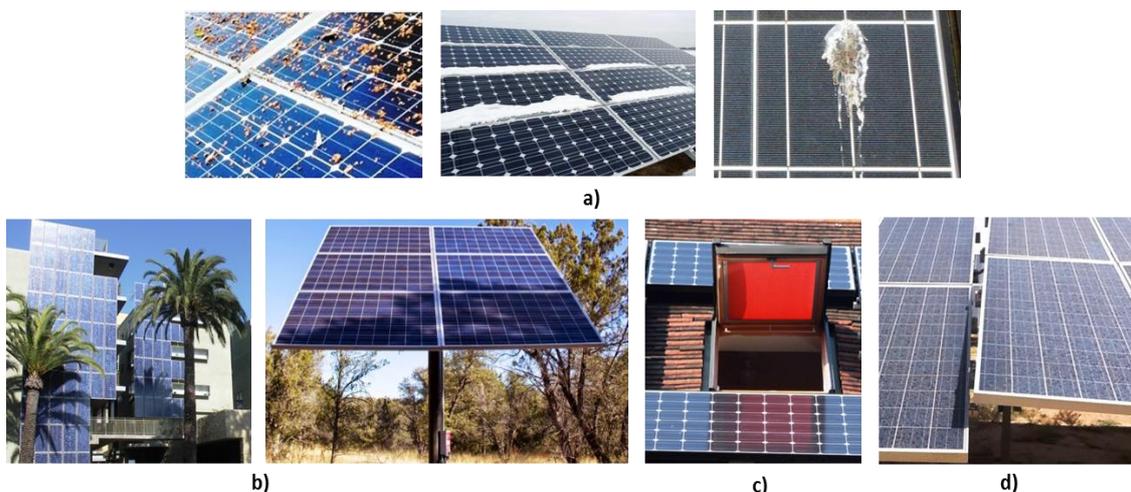


Figura 2- 15:Exemplo de módulos FV com sombreamento.

Normalmente, as instalações FV são constituídas por fileiras que permitem aumentar os níveis de tensão, para eliminar (ou reduzir) a necessidade de utilização de conversores CC/CC. Quando existe sombreamento, uma parte do módulo recebe radiação solar e a outra parte não, como atrás referido. Neste caso, as células que constituem o módulo FV passam a ter o comportamento de um díodo¹¹ polarizado inversamente e bloqueiam a corrente que é gerada pelos restantes módulos (ver a Figura 2- 16) [2], [14].

¹¹ Um díodo percorrido por uma corrente direta conduz. Quando é percorrido por uma corrente inversa bloqueia.

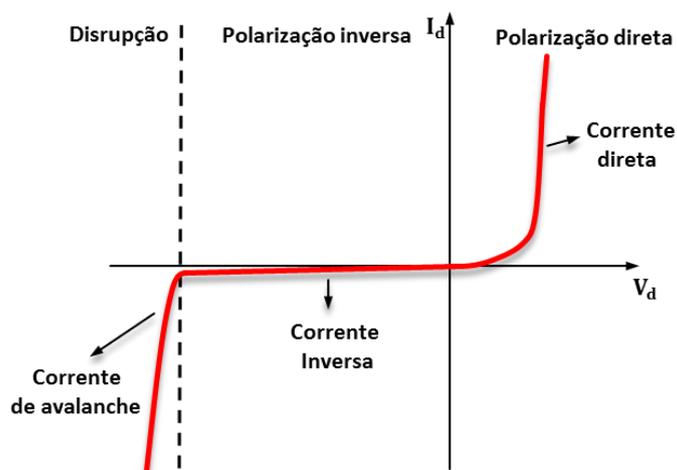


Figura 2- 16:Curva I-V característica de um diodo.

Ao ser bloqueada a corrente, passa a haver perda de potência por parte do módulo FV afetado (comporta-se como uma carga) reduzindo a potência que é extraída dos módulos [13] – [15]. Neste caso, o módulo que é afetado pelo sombreamento, fica sujeito à tensão dos restantes módulos que estão conectados em série, o que pode levar a perfuração da junção P-N, se a tensão exceder o seu máximo admissível [2]. Este defeito leva a aquecimentos excessivos no módulo FV, denominados de pontos quentes (“Hotspots”), que podem causar danos (p. ex. destruição do módulo) [2], [13], [14] (ver a Figura 2- 17).



Figura 2- 17:Efeito de aquecimento excessivo (“Hotspot”).

Para evitar que o módulo afetado pelo sombreamento, seja destruído por aquecimento excessivo ou que exista redução da energia produzida, são utilizados díodos de “bypass” [2], [13], ligados em paralelo, um por célula FV. Em termos práticos, como seria dispendioso (a relação custo/benefício aumenta) a ligação de um diodo de “bypass” por célula FV, os fabricantes colocam 2 a 4 díodos por módulo FV [2]. No entanto, com a interligação dos díodos, existem perdas de energia associadas a estes, nomeadamente devido à sua resistência interna [13].

O sombreamento, além de provocar problemas com aquecimentos excessivos e perdas de energia, pode ainda acarretar problemas para os métodos de maximização da potência extractável – pesquisa do ponto de potência máximo (“*Maximum Power Point Tracking*” ou MPPT) [13]. A seção 2.1.7 abordará com maior detalhe os sistemas de MPPT.

2.1.6 Defeitos de carácter eléctrico

No dimensionamento/execução de uma instalação FV é necessário tomar providências em relação a defeitos de carácter eléctrico (p. ex. curto-circuitos por envelhecimento do isolamento dos cabos de ligação) que possam surgir ao longo da vida útil do sistema. Nesta fase (dimensionamento/execução) é importante que as proteções eléctricas sejam adequadamente previstas e dimensionadas de modo a evitar problemas como, por exemplo, o seu disparo intempestivo que interfira com a continuidade de serviço no sistema (colocação fora de serviço da produção FV, com a correspondente perda de energia).

É importante evidenciar que, independentemente de ocorrer ou não um defeito, os módulos FV ao serem expostos à radiação solar, geram energia eléctrica. Quando surge um defeito eléctrico (p. ex. um curto-circuito no cabo de ligação que interliga os módulos ao inversor¹²), a respetiva proteção atua e isola a fileira em causa. No entanto, o cabo que interliga os módulos da fileira em causa continuará sob tensão, uma vez que aqueles continuam expostos à radiação solar. Neste caso, os módulos FV devem ser tapados individualmente, para que se possa proceder à resolução do defeito na fileira.

Para evitar ou minimizar os riscos que resultam de defeitos eléctricos – sobrecargas sobreintensidades e sobretensões – os sistemas FV devem integrar dispositivos para proteção de instalações e de pessoas. Durante o funcionamento de um sistema FV, podem surgir defeitos que resultam de falhas de isolamento dos cabos – curto-circuito entre positivo e negativo do lado CC ou entre fase e neutro do lado de corrente alternada (CA) – de sobrecargas nos cabos e nos equipamentos (p. ex. inversores e sistemas de gestão) e de descargas atmosféricas [16].

É de evidenciar que cada instalação FV necessita de uma análise particularizada, uma vez que, a estrutura do sistema (p. ex. número de fileiras, inversores, etc.), pode ser muito diversa e condicionar o tipo e quantidade das proteções necessárias. Os pontos seguintes analisam com maior detalhe estas questões.

- **Proteção de cabos contra sobreintensidades do lado CC**

As proteções dos cabos, do lado CC, requerem uma análise detalhada da constituição da instalação FV (p. ex. número de fileiras), por forma a garantir a atuação destas.

¹² Os inversores convertem energia CC obtida da fonte de geração (p. ex. um módulo FV) em energia CA (seção 2.3.1).

Os cabos que interligam as fileiras às caixas de junção¹³ (se existirem) denominados de cabos de fileiras (a vermelho na Figura 2- 18) e os cabos que interligam as caixas de junção ao inversor, designados de cabos de matriz (a verde na Figura 2- 18), devem ser protegidos contra correntes de curto-circuito e de sobrecarga. As correntes de curto-circuito podem ser provenientes de defeitos entre pólos (p. ex. falha de isolamento do cabo), falhas à terra em sistemas aterrados e dupla falha à terra¹⁴ em sistemas isolados [2], [18].

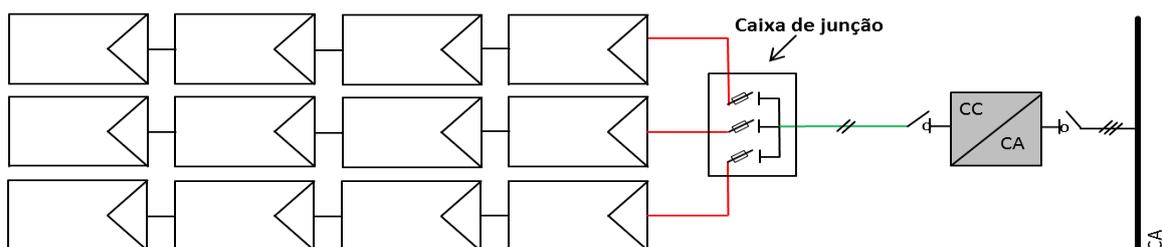


Figura 2- 18:Localização dos cabos do lado CC.

Quando o número de fileiras for superior a 2, cada fileira deve possuir um dispositivo de proteção individual (p. ex. fusível), de modo a retirar a fileira de serviço quando surge um defeito (p. ex. um curto-circuito no cabo de fileira), mantendo as restantes fileiras em produção [19]. Os cabos de fileira são sempre dimensionados de forma a suportar a corrente de curto-circuito¹⁵ da fileira.

A Figura 2- 19 mostra uma instalação FV onde estão evidenciados dois tipos possíveis de defeito. O defeito consiste num curto-circuito franco¹⁶, em ambos os casos, mas em pontos diferentes da instalação, defeito que pode surgir durante o funcionamento do sistema. O primeiro defeito (defeito 1) ocorre num dos cabos de fileira e o segundo (defeito 2) no cabo de matriz.

Quando ocorre o defeito 1, a corrente de curto-circuito resulta de duas contribuições diferentes: I_{n1} e I_{n2} . I_{n1} é a corrente total gerada pelos módulos que estão interligados na fileira afetada ($I_{n1} = 1,25^{17} \times I_{SC}$) e I_{n2} é a corrente total gerada pelo número de fileiras conectadas em paralelo ($I_{n2} = (Y - 1) \times 1,25 \times I_{SC}$, sendo Y o número total de fileiras conectadas em paralelo ao inversor). Como resultado, o cabo de fileira fica sujeito a uma corrente superior à corrente de serviço (I_Z^{18}) para qual é dimensionado e necessita portanto de ser protegido.

¹³ As caixas de junção são utilizadas para realizarem a interligação das várias fileiras e podem incorporar no seu interior díodos de fileiras (dependendo da estrutura do inversor – FV (seção 2.3.3) e as proteções de cada fileira [17].

¹⁴ Ambos os condutores fazem contacto a um ponto de terra.

¹⁵ Sendo este valor igual ao valor de I_{SC} , de qualquer um dos módulos da fileira.

¹⁶ Um curto-circuito franco ocorre quando o pólo positivo e o negativo entram em contacto direto do lado CC ou quando a fase e o neutro entram em contacto do lado CA.

¹⁷ O valor de 1,25 é imposto pela norma IEC 60364-7 (está norma rege as proteções necessárias para os sistemas FV) [2], [17], [19]. Esta norma pressupõe que a radiação poderá chegar aos 1250 W/m^2 , em casos muito particulares.

¹⁸ A corrente de serviço é dada por: $I_Z = 1,25 \times I_{SC}$, com I_{SC} a corrente de curto-circuito.

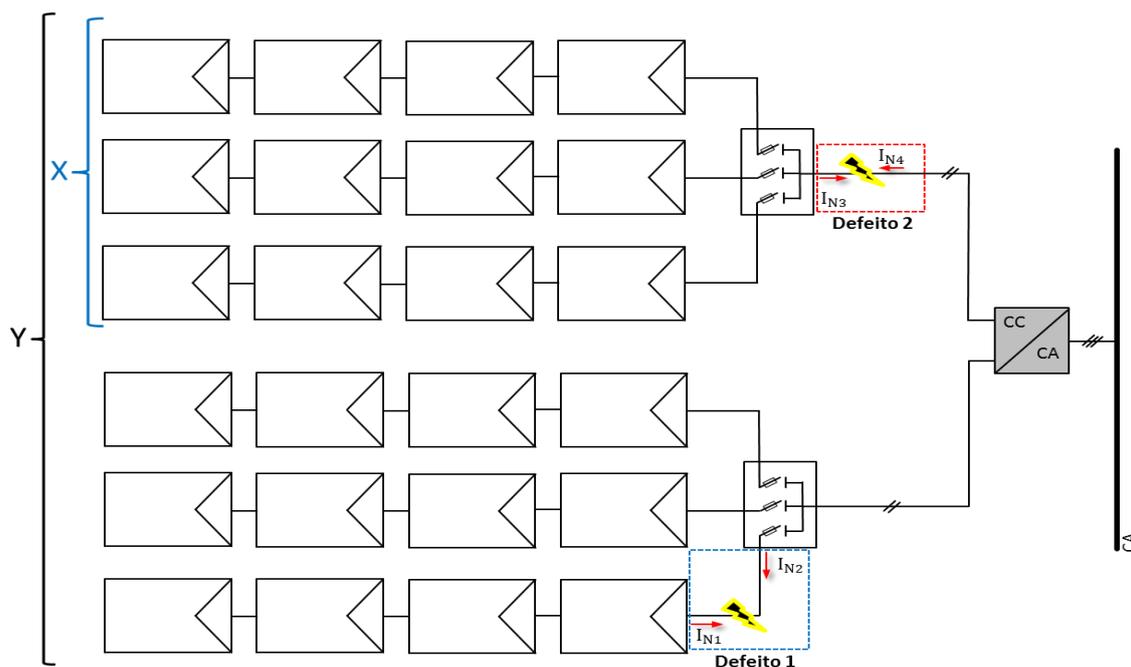


Figura 2- 19:Exemplos de defeitos que podem ocorrer.

No caso de o sistema ser constituído apenas por duas fileiras conectadas em paralelo ao inversor ($Y=2$), não é necessário garantir a proteção contra curto-circuitos nos cabos das fileiras, uma vez que é $I_Z = I_{n2} = (2 - 1) \times 1,25 \times I_{SC} = 1,25 \times I_{SC}$. Esta expressão significa que, havendo apenas 2 fileiras, se uma delas sair de serviço (funcionamento da proteção), a outra ficará sujeita, em caso de defeito, à corrente máxima, para a qual o seu cabo já foi dimensionado.

Se o número total de fileiras ligadas em paralelo ao inversor for igual ou superior a três ($Y \geq 3$), a corrente I_{n2} é superior à I_Z do cabo da fileira ($(Y - 1) \times 1,25 \times I_{SC} > I_Z$), sendo necessário realizar a proteção contra curto-circuito neste cabo.

Quando ocorre o defeito 2, este é alimentado por duas correntes distintas: I_{n3} e I_{n4} . A contribuição de I_{n3} é dada pela soma total das correntes das fileiras conectadas em paralelo ($I_{n3} = X \times 1,25 \times I_{SC}$, em que X é o número total de fileiras conectadas em paralelo à caixa de junção), sendo que a corrente I_{n3} coincide com o I_Z do cabo. A contribuição de I_{n4} é dada pela diferença entre o número total de fileiras conectadas em paralelo ao inversor e o número de fileiras conectadas em paralelo à caixa de junção ($I_{n4} = (Y - X) \times 1,25 \times I_{SC}$).

Uma vez que a soma destas duas correntes (I_{n3} e I_{n4}) é superior ao I_Z dimensionado para o cabo, é necessário efetuar a proteção contra sobreintensidades para evitar a destruição do cabo.

Do exemplo ilustrado na Figura 2- 19, pode retirar-se que, em determinadas situações, a proteção pode ser grandemente simplificada:

- i) Não é necessário realizar a proteção dos cabos das fileiras, se a $I_Z \geq 1,25 \times I_{SC}$ (no caso de $Y < 3$).
- ii) Não é necessário proteger o cabo de matriz, se a $I_Z \geq X \times 1,25 \times I_{SC}$.

• Contribuição do inversor para um defeito do lado CC

Quando ocorre um defeito do lado CC (p. ex. um curto-circuito por envelhecimento do isolamento de um cabo de ligação) o inversor poderá contribuir para o defeito. Essa contribuição pode resultar de duas componentes: i) a contribuição via rede elétrica à qual a saída do inversor estará ligada, tipicamente a rede elétrica de serviço público (RESP) e ii) a contribuição da descarga dos condensadores internos [2].

A contribuição via RESP (I_n na Figura 2- 20) é possibilitada pela existência de díodos, tipicamente incorporados nos componentes semicondutores de eletrônica de potência dos inversores (transístores Q1 a Q6, na Figura 2- 20) e que, em situações de defeito¹⁹, podem funcionar como uma ponte retificadora [2], permitindo a passagem de corrente da RESP para o lado CC (ver a Figura 2- 20).

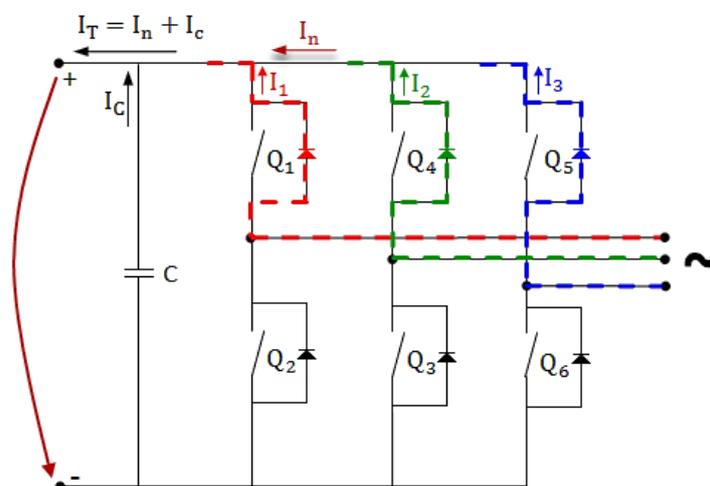


Figura 2- 20: Contribuição da RESP via díodos internos.

Esta contribuição é limitada, se o inversor possuir um transformador elevador na sua constituição (seção 2.3.2), e pelas bobinas de filtragem [2]. No caso de o inversor ter dois andares de conversão, o conversor CC/CC pode incluir um diodo que bloqueia a passagem da corrente (dependendo da topologia do conversor) que provém da RESP. Neste caso, quando ocorre um defeito a contribuição do inversor via RESP para o defeito é nulo (admitindo que o diodo suporta a corrente que provém da RESP).

A contribuição por via da descarga dos condensadores internos do inversor é limitada pela resistência dos cabos de matriz e pela capacidade dos condensadores [2]. Isto é, quanto menor for a resistência que os cabos oferecem à passagem de corrente, maior a corrente inicial e menor é o tempo de descarregamento dos condensadores, como resultado a proteção atua rapidamente. Quanto maior for a resistência oferecida pelos cabos, menor é a corrente inicial, mas, o tempo de descarregamento dos condensadores é mais prolongado e a proteção atua menos rapidamente.

¹⁹ Um curto-circuito do lado CC, por exemplo, equivale a uma tensão inferior à tensão da rede.

Tal como acontece no caso dos inversores com dois andares de conversão, se for conectado um diodo num dos pólos (positivo ou negativo), este bloqueia a passagem da corrente (admitindo que o diodo suporta a corrente que provém da RESP) e a contribuição para o defeito por parte da RESP é nula [2].

• Proteção contra sobrecarga do lado CA

Geralmente, quando se realiza o dimensionamento do cabo que se encontra à saída do inversor que vai realizar a interligação com a RESP (ver a Figura 2- 21), dimensiona-se aquele para a corrente máxima ($I_{m\acute{a}x}$) que o inversor pode fornecer. Nesta condição, a proteção contra sobrecargas relativas a este cabo pode ser dispensada, uma vez que $I_Z = I_{m\acute{a}x}$.

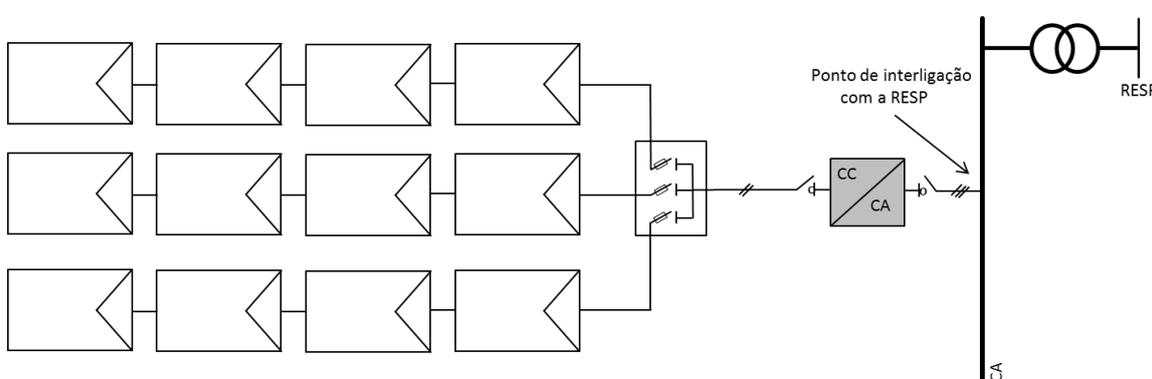


Figura 2- 21:Localização do cabo CA.

Mas deve-se garantir que existe um dispositivo de proteção contra curto-circuitos, para que, no caso de ocorrer um defeito (p. ex. um curto-circuito franco), o cabo se encontre protegido [2], [17]. Esta proteção deve estar localizada próxima do ponto de interligação com a RESP, para limitar a contribuição que esta tem para o defeito [2].

• Seccionamento

Para realizar trabalhos de manutenção (p. ex. limpeza periódica dos módulos FV [20]) devem ser instalados dispositivos de seccionamento nas fileiras (ver a Figura 2- 22) [2]. Cada fileira deve ser dotada de um dispositivo de seccionamento que permita retirar a respetiva fileira de serviço, sem condicionar o normal funcionamento das restantes fileiras.

Por outro lado, para permitir a retirada de serviço do inversor (ou dos inversores, no caso da estrutura multi-inversor (seção 2.3.3)) para concretizar trabalhos de manutenção (p. ex. verificação de funcionalidades do inversor [20]), ou em caso de avaria para proceder à sua substituição, a instalação FV deve ser dotada com dispositivos de seccionamento²⁰ do lado CC e CA (ver a Figura 2- 22) [1], [2], [21].

²⁰ Os dispositivos de seccionamento (do lado CC e CA) devem ter os pólos claramente identificados e possuírem sistemas de bloqueio na posição de desligado [1].

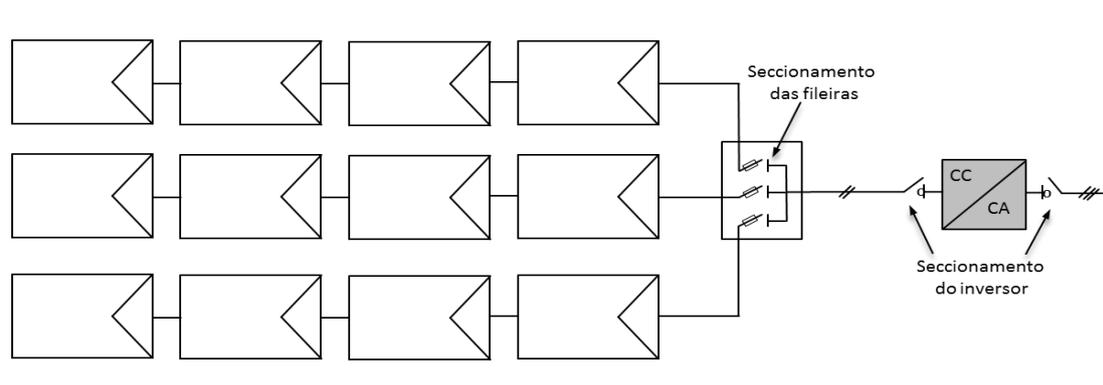


Figura 2- 22:Localização dos dispositivos de seccionamento.

Do lado CC do inversor, deve ser instalado um dispositivo que possibilite realizar o corte dos dois pólos em carga – pólo positivo e negativo no lado CC ou fase (ou fases, no sistema trifásico) e neutro do lado CA. Do lado CA, para realizar a operação de seccionamento em carga, é normalmente utilizado um dispositivo de proteção contra sobretensões, que se encontra localizado junto ao ponto de interligação com a RESP (ver o ponto anterior) [2]. Na eventualidade de este dispositivo não existir, o dispositivo de seccionamento deve estar localizado imediatamente à saída do inversor [2].

• Proteção contra sobretensões

Os sistemas FV podem estar sujeitos a sobretensões, causadas por descargas atmosféricas diretas, devido à sua exposição (p. ex. estruturas montadas em telhados, fachadas, etc.) e sobretensões providentes de descargas atmosféricas de instalações vizinhas [1], [19].

A probabilidade de uma instalação ser afetada por uma descarga atmosférica depende de região para região, uma vez que existem localidades que são atingidas com maior número de descargas atmosféricas do que outras [1], [19]. Contudo, se os sistemas FV forem montados em pontos altos (p. ex. no telhado de um edifício), o risco de serem atingidos por descargas atmosféricas aumenta, dado que os suportes dos módulos FV são estruturas metálicas e podem funcionar como captadores de descargas [1], particularmente se estiverem aterradas. Deste modo, na realização do dimensionamento/execução de um sistema FV, há necessidade de avaliar eventuais riscos que possam ocorrer devido às sobretensões causadas por descargas atmosféricas e, se necessário, prever proteções (p. ex. descarregadores de sobretensão, ou DST). Acresce que os sistemas FV englobam normalmente componentes eletrónicos (p. ex. controladores dos inversores e sistemas de gestão) sensíveis às sobretensões, relativamente aos quais se pretende evitar custos associados aos danos causados (nomeadamente destruição de equipamentos) pelas sobretensões.

Na eventualidade de uma instalação se encontrar numa região em que a probabilidade de ser atingida por sobretensões (descargas atmosféricas) é elevada, aquela deve ser equipada com DST.

O número de DST que são instalados do lado CC depende do comprimento dos cabos entre o inversor e os módulos FV. Se o comprimento não ultrapassar os 10 metros, só é necessário instalar um DST, o mais próximo possível do inversor (ver a Figura 2- 23 a)) [19]. Se o comprimento dos cabos ultrapassar os 10 metros, devem ser instalados dois DST: um próximo dos módulos FV (normalmente, junto a caixa de junção) e o outro junto do inversor (ver a Figura 2- 23 b)) [19].

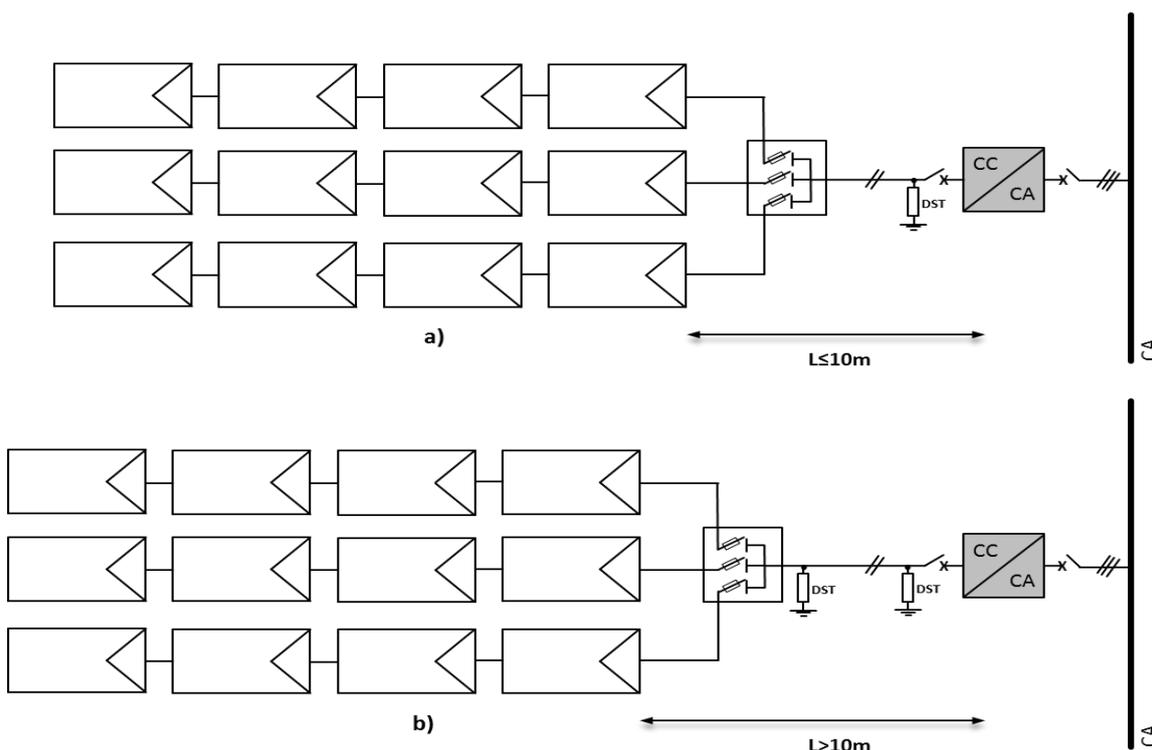


Figura 2- 23:Localização dos DST na instalação.

• Equipotencialização

De modo a prevenir a existência de tensões de contacto perigosas, quando há um defeito de isolamento, as partes condutoras da instalação FV (p. ex. estruturas metálicas dos módulos FV) devem estar conectadas à terra [2], [3], [19]. A equipotencialização das partes metálicas da instalação deve ser feita com recurso a um condutor com uma seção mínima de 4mm^2 [21].

Porém, um sistema FV apenas pode ser aterrado se existir isolamento galvânico entre o lado CC e CA, ou seja, entre a instalação FV e a RESP (p. ex. com a utilização de um transformador) [2]. Um sistema isolado (sistema equipado com transformador) pode ser aparentemente mais seguro, relativamente a possíveis surgimentos de tensões de contacto, porém, há a possibilidade de estas existirem, devido à resistência de isolamento não ser finita e ao envelhecimento do isolamento com o tempo [2].

Na eventualidade de não existir isolamento galvânico (sistema sem transformador), as partes ativas do sistema FV devem ficar isoladas (da terra) e torna-se necessário instalar um dispositivo de proteção diferencial à saída do inversor [2].

• **Sinalização de aviso**

Para evitar possíveis acidentes (p. ex. eletrocussão) e manter a segurança das pessoas na fase de exploração e manutenção, os sistemas FV devem ser dotadas de sinalização, com avisos dos riscos existentes [21]. A sinalização deve existir em locais como:

- Ponto de interligação com a RESP (ver a Figura 2- 24 a)).
- Partes que são acessíveis do lado CC (p. ex. caixas de junção) (ver a Figura 2- 24 b)).
- Junto do seccionador do lado CC (ver a Figura 2- 24 c)).

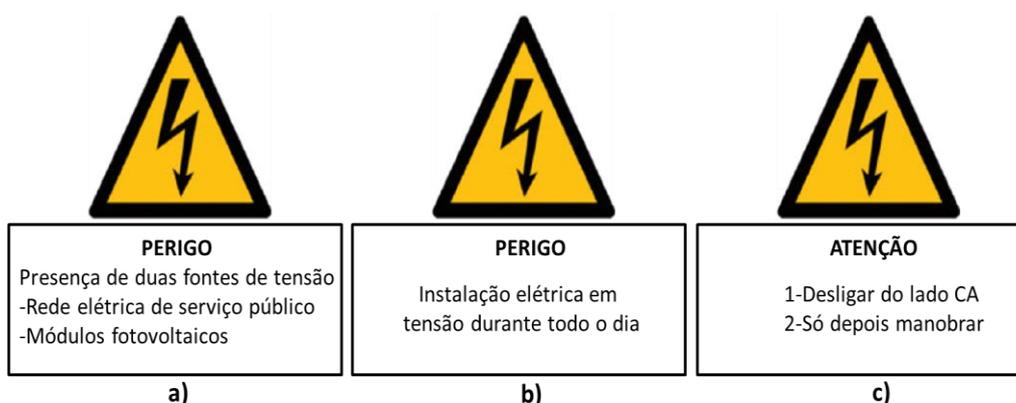


Figura 2- 24:Exemplo de sinalização para os sistemas FV.

2.1.7 Maximização da potência

Um dos pontos fulcrais, em qualquer sistema FV, é a escolha do mecanismo de obtenção da máxima potência que um módulo FV poderá fornecer, para determinadas condições ambientais de radiação e de temperatura. Este mecanismo é tipicamente implementado recorrendo a algoritmos de pesquisa e seguimento²¹ de potência máxima, ou, na terminologia anglo-saxónica, “*Maximum Power Point Tracking*” (MPPT). O MPPT tem como principal função percorrer a curva P-V, de forma a encontrar o ponto de funcionamento que corresponde à máxima potência (“*Maximum Power Point*”, ou MPP) do módulo FV (ou matriz). Considerando que as condições climáticas a que o módulo FV (ou matriz) está sujeito – radiação solar e temperatura – variam ao longo do tempo, a curva P-V alterar-se-á (ver a Figura 2- 25 – que ilustra as curvas P-V em função da variação solar (considerando que a temperatura é constante) e da temperatura (considerando a radiação solar é constante)).

²¹ Dado que as condições climáticas se alteram naturalmente, ao longo do tempo.

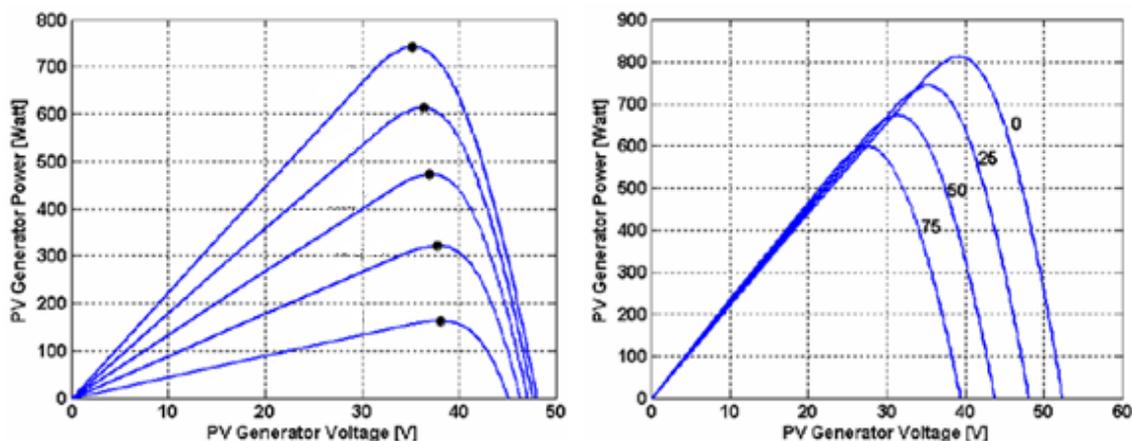


Figura 2- 25:Exemplo de variação de MPP com a radiação solar e temperatura [11].

Maximizando dinamicamente a potência que é extraída do módulo FV (ou matriz) consegue-se um melhor rendimento económico do investimento realizado, podendo o período de recuperação do investimento (PRI) ser diminuído e o rendimento económico (“Return on Investment” ou ROI) ser superior. Por exemplo, numa instalação FV que seja dotada de um MPPT pouco eficaz em situações particulares (p. ex. variações rápidas das condições climatéricas - sombreamentos pontuais, passagem de nuvens, etc.), a potência que é extraída do módulo FV (ou matriz) é inferior à máxima potência que é possível extrair nestas condições. E, deste modo, o PRI previsível seria superior em comparação com a mesma instalação dotada de um MPPT eficaz que maximiza a potência extraída permanentemente (mesmo em situações particulares).

De modo a garantir que o sistema FV funciona sempre nas condições de máxima potência, existe a necessidade de utilizar controladores, geralmente, incorporados nos inversores, dotados com sistemas de MPPT que realizam medições da potência gerada no módulo FV (ou matriz). Mediante o resultado das medições da tensão e corrente, os controladores definem condições de funcionamento do sistema de forma a colocar o módulo FV (ou matriz) na potência máxima (ver a Figura 2- 26).

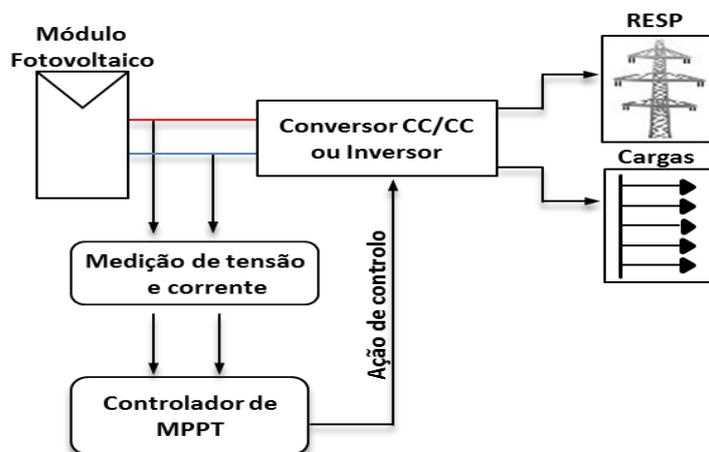


Figura 2- 26:Sistema FV com controlador MPPT.

Os controladores de MPPT podem ser implementados no primeiro ou no segundo andar de conversão de um inversor. A localização dos controladores de MPPT depende da estrutura escolhida pelo fabricante. Isto é, no caso de um inversor com um andar de conversão, este tem de realizar as funções de conversão CC/CA, o controlo de MPPT e o interface com as cargas e/ou rede (ver a Figura 2- 27 a)). Se o inversor possuir dois andares de conversão, numa primeira fase é realizado a elevação dos níveis de tensão e o controlo de MPPT através do uso de um conversor CC/CC e numa segunda fase realiza-se a conversão CC/CA e o interface com as cargas e/ou rede com recurso a um conversor CC/CA (ver a Figura 2- 27 b)).

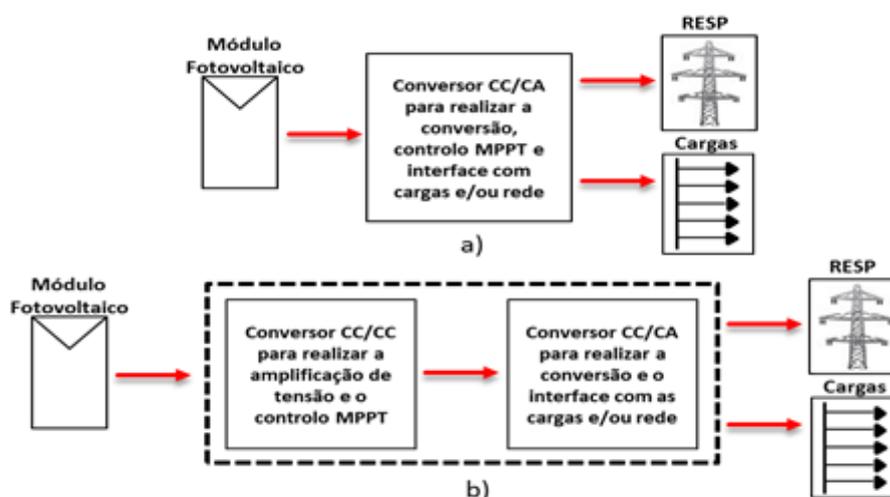


Figura 2- 27:Inversor com pesquisa de MPP. a)De um andar. b) De dois andares.

Por vezes, quando os controladores MPPT executam a pesquisa de MPP, assumem pontos de funcionamento que não corresponderão à máxima potência do módulo FV (ou matriz), devido a condições pontuais de funcionamento (p. ex. com sombreamento causados por passagens de nuvens, árvores, etc.) [22].

Nestes casos, a curva P-V torna-se mais “complexa”, uma vez que poderão passar a existir vários máximos locais na curva. Deste modo, existe necessidade de desenvolver métodos de MPPT que realizem a pesquisa com a máxima eficiência, mesmo em condições particulares de funcionamento.

Os métodos de MPPT desenvolvidos, variam de acordo com: a complexidade do método, o número de sensores necessários, a velocidade de conversão, a implementação analógica ou digital, a sua eficiência e os seus custos de implementação [22] – [24]. Existe um vasto número de métodos de MPPT, sendo que, em termos práticos, os fabricantes dos inversores tendem a não fornecer informação acerca dos métodos que implementam nos seus produtos e consideram que essa informação é propriedade sua [25]. Deste modo, torna-se difícil de analisar a eficiência dos inversores comerciais, em termos práticos.

No entanto, a pesquisa bibliográfica permite concluir que os métodos de pesquisa MPP usualmente utilizados pelos fabricantes, são o método de perturbação e observação (“*Perturb & Observe*” ou P&O), o método de condutância incremental (“*Incremental Conductance*” ou IncCond) [22], [23], [26], seguidos do método de tensão constante (“*Constant Voltage*” ou CV), do método de fixação do ponto de funcionamento através da tensão de circuito aberto (“*Open Voltage*” ou OV) e do método de fixação do ponto de funcionamento através da corrente de curto-circuito (“*Short-Current Pulse*” ou SC) [26]. Estes métodos de MPPT são descritos nos pontos seguintes.

• Método de Perturbação e Observação (P&O)

O método P&O consiste na aquisição do valor da potência atual do módulo (P_k , sendo k o valor atual), obtida através da medição da tensão (V_k) e da corrente (I_k) e sua comparação com um valor anterior (P_{k-1} , sendo $k-1$ a amostragem anterior) [8], [24], [26], [27]. A alteração da potência fornecida pelo módulo FV é conseguida, fazendo variar as condições de funcionamento do sistema, em termos de tensão e corrente do módulo FV (ou matriz) e comparando a amostragem atual da potência com a anterior. Analisando a Figura 2- 28 verificar-se-á que para variar a potência do ponto P_1 para o P_2 , torna-se necessário exercer uma ação de controlo sobre o inversor ou conversor CC (no caso de um inversor, com dois andares de conversão). Ao exercer-se a ação de controlo, força-se o aumento da tensão e da corrente do módulo FV (ou matriz), de modo a conseguir-se incrementar a potência do ponto P_1 para o P_2 .

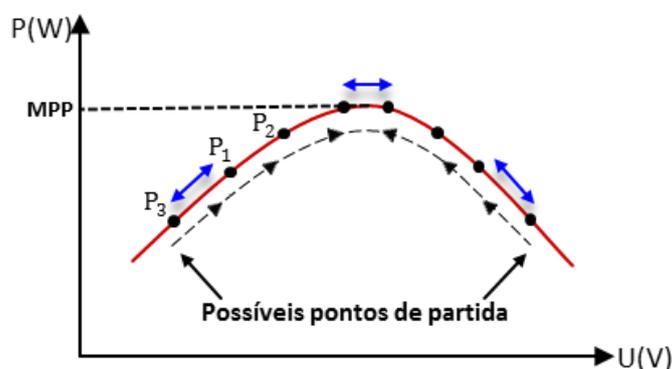


Figura 2- 28: Método de MPPT P&O.

Se a potência aumentar (P_1 para P_2), em função da ação de controlo tomada, então o controlador ajusta as condições do sistema para manter a próxima ação de controlo na mesma direção, caso contrário (P_1 para P_3), se a potência diminuir, as condições são ajustadas na direção inversa [8], [24], [26]. A Figura 2- 29 exemplifica um caso particular em que a alteração das condições do sistema é conseguido fazendo variar o D^{22} (Anexo A).

²² “*Duty-Cycle – D*” – Ciclo de trabalho de um conversor. A alteração do D permite alterar as condições de funcionamento do módulo FV (ou matriz) (Anexo A).

Esta alteração é executada de forma periódica, uma vez que as condições climáticas podem variar [8], [24] ao longo do tempo, o que implica uma contínua perturbação das condições do sistema, mesmo quando é alcançado o MPP. Isto é, devido ao algoritmo não ter conhecimento exato de quando é atingido o MPP (uma vez que em cada instante, o método apenas “vê” um ponto e não a curva P-V completa), ou se as condições climáticas se alteraram, torna-se necessário testar continuamente as condições do algoritmo (alterar as condições de trabalho). Em consequência destas perturbações, vão existir oscilações em torno de MPP (Anexo B) (ao que adicionalmente se juntam os erros causados nas medições de tensão e corrente), levando a perdas de energia [23], [26].

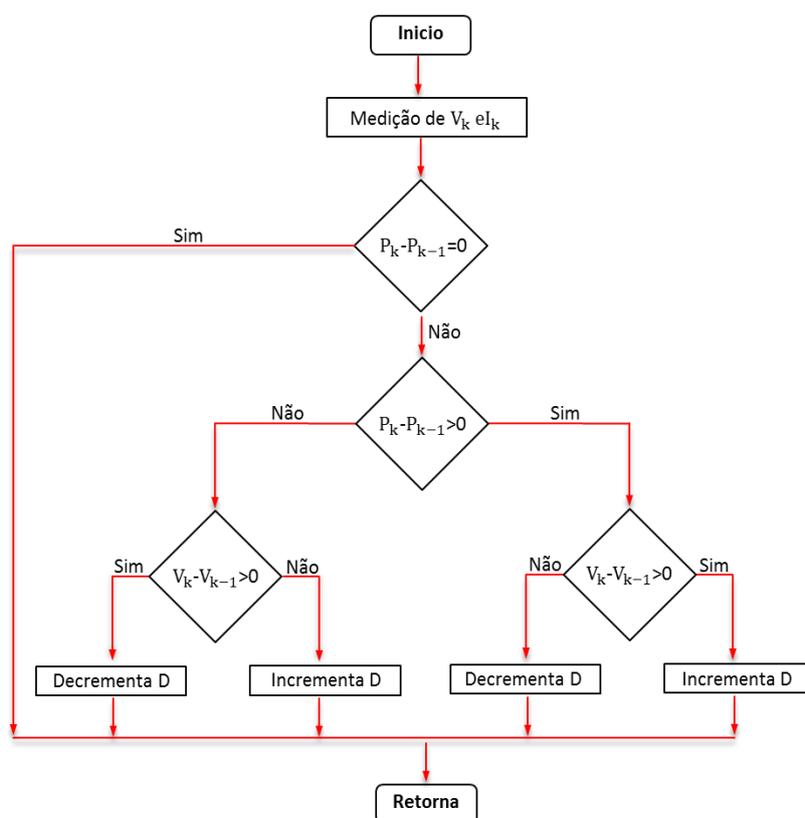


Figura 2- 29: Algoritmo de controlo do método P&O.

O método P&O tem como vantagens a facilidade de implementação, boa relação custo/benefício, bom desempenho (quando não existe variação rápida das condições climáticas) e baixa exigência computacional [8], [23], [24], [26]. Este método torna-se comum e utilizado em muitos sistemas FV, devido às vantagens referidas e ao facto de não ser necessário conhecer as características do módulo FV (ou matriz) mas apenas ter que se efetuar as medições de tensão e corrente [26].

Como desvantagem apresenta oscilações em torno de MPP em condições de estado estacionário (Anexo B) [8], [24], [27] e uma pesquisa pouco eficiente em condições de variação rápida das condições climáticas (p. ex. passagem de nuvens) [23], [26].

Além das desvantagens referidas, a eficiência deste método diminui à medida que a radiação solar diminui [23], [24], como é o caso (periódico) do amanhecer e entardecer. Para melhorar a eficiência do método, encontram-se na pesquisa bibliográfica, estudos do método P&O combinado com outros métodos (p. ex. com o método CV) [24].

- **Método de condutância incremental (IncCond)**

O método de IncCond procura superar algumas limitações que o método P&O possui [24]. O método adquire os valores da tensão (V_k) e da corrente (I_k) e calcula a diferença entre estes e os obtidos na amostragem anterior ($\Delta V = V_k - V_{k-1}$ e $\Delta I = I_k - I_{k-1}$). De seguida determina a condutância incremental ($\frac{\Delta I}{\Delta V} = \frac{\partial I}{\partial V}$) e a condutância instantânea ($-\frac{I_k}{V_k}$). Se a condutância incremental for maior do que a condutância instantânea, então o ponto de funcionamento encontra-se a esquerda do ponto MPP. No caso contrário encontra-se à direita. Se forem iguais, o ponto de funcionamento é o ponto de MPP [8], [24], [25]. A Figura 2- 30 mostra o funcionamento do método para os casos mencionados.

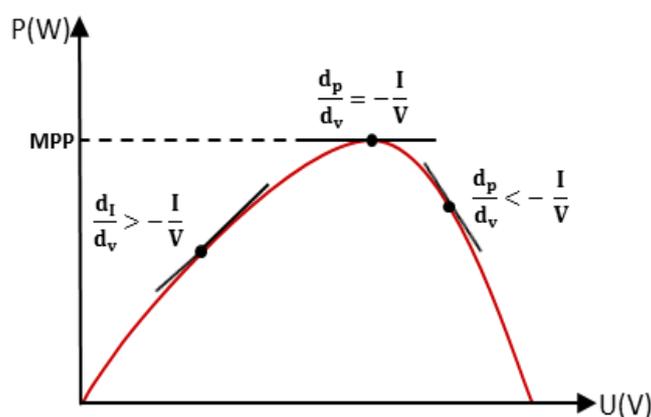


Figura 2- 30:Método de MPPT IncCond.

Este método possui a capacidade de determinar quando foi atingido o MPP e parar de alterar as condições do sistema (p. ex. incrementar/decrementar o D) [24], [26], [28]. Neste caso, as condições de funcionamento do sistema são mantidas, a menos que exista variação na corrente (ΔI) – a variação de corrente indica que existem variações das condições climáticas (p. ex. passagem de nuvens) [28]. Neste caso, o algoritmo testa as condições do sistema de modo a atingir o “novo” MPP para as condições climáticas no momento. A Figura 2- 31, ilustra o algoritmo do método IncCond, aplicado a um caso particular em as condições do sistema são alteradas através do D.

O método IncCond em comparação com o método P&O realiza uma pesquisa mais eficiente em situações em que as condições climáticas variam rapidamente [8], [24], [26], [27]. Porém, é um método mais complexo e necessita de precisão na realização dos cálculos [8], [25], [27].

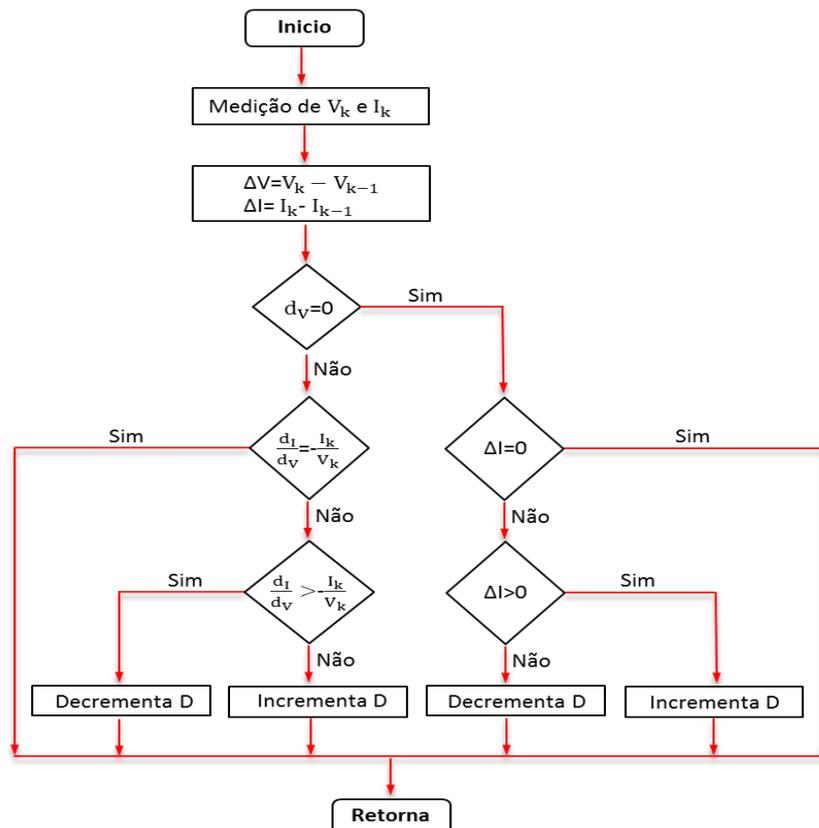


Figura 2- 31: Algoritmo de controlo do método IncCond.

• **Método de tensão constante (CV)**

O método CV é um dos métodos de MPP mais simples [24], [29]. Funciona de modo a manter a tensão nominal (V_{MP}) do módulo FV (ou matriz) próximo do MPP, através da alteração das condições de funcionamento do sistema, de forma a iguala-la a uma tensão de referência (V_{REF}) [24], [29]. O valor de V_{REF} é pré-definido de modo a igualar ao valor da tensão de MPP do módulo FV (ou matriz). O que implica conhecer as características elétricas do módulo FV (ou matriz), não passando pela medição da corrente e da tensão como acontece com outros métodos (p. ex. método P&O).

Este método assume que, no MPP, a radiação solar é pouco significativa (ver a Figura 2- 32) e que a V_{REF} pré-definida é adequada para atingir o MPP real [24], [29].

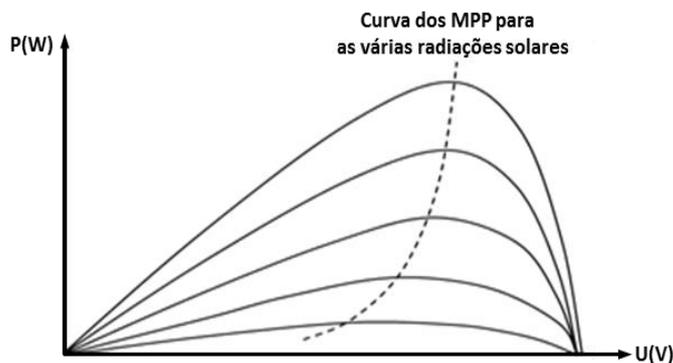


Figura 2- 32: Exemplo de curva de P-V em função da variação da radiação solar.

A Figura 2- 33 ilustra o algoritmo do método CV, aplicado a um caso particular, em que incrementado/decrementando D, variam-se as condições do sistema.

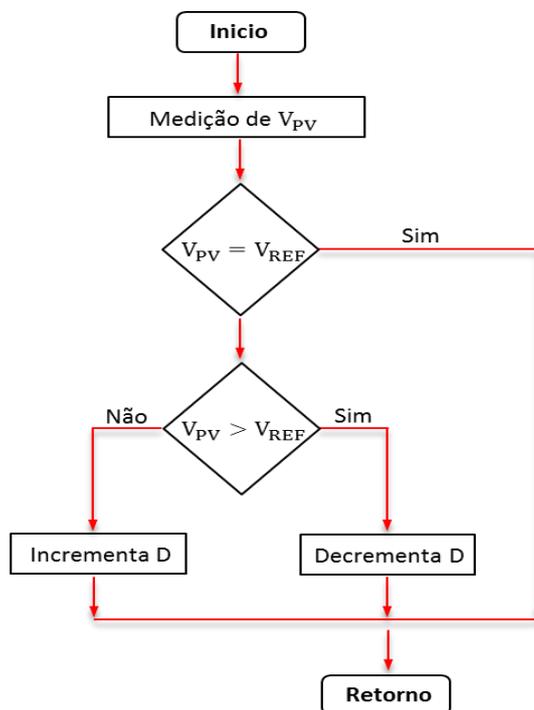


Figura 2- 33: Algoritmo de controlo do método CV.

Em comparação com os métodos P&O, o método CV é mais eficiente em condições de baixa radiação solar [29]. Devido a esta vantagem, é comum encontrar-se este método associado com outros métodos (p. ex. o método P&O modificado [24]) de modo a melhorar a eficiência da pesquisa do MPP. Porém, devido ao método assumir que a variação da temperatura e da radiação solar serem pouco significativas, na prática, dificilmente é atingido exatamente o MPP [24].

- **Método de fixação do ponto de funcionamento através da tensão de circuito aberto (OV)**

O método OV funciona com o pressuposto de que a tensão necessária para se obter o ponto de MPP (V_{MPP}) é uma proporção (K) da V_{OC} [24], [26], [29], como se observa na equação (2-5).

$$V_{MPP} \approx K \times V_{OC} \quad (2-5)$$

Para obter o valor de V_{OC} , é necessário definir momentaneamente a corrente do módulo FV (ou matriz) em circuito aberto, o que implica que seja interrompido o fornecimento de energia às cargas ou para a RESP. Para realizar a interrupção, é ligado, em série, ao módulo FV (ou matriz) um interruptor estático que vai realizar o isolamento entre o/a cargas/RESP e o módulo/matriz para efetuar as medições [24], [29], [30].

O valor de K depende das características do módulo FV (ou matriz) utilizado. Geralmente, este valor tem de ser obtido por meio de cálculos empíricos, uma vez que depende da variação dos níveis de temperatura e radiação solar. No entanto, este método utiliza um valor típico de 76% [24], [27], [29], uma vez que se considera que este valor seja o mais adequado para atingir o MPP.

Para atingir o MPP, o método ajusta as condições do sistema, considerando as variações de temperatura e de radiação solar, com uma tolerância de 2% [24], [29]. A Figura 2-34, ilustra o funcionamento do método OV aplicado a um caso particular em que a alteração das condições do sistema é realizada através da variação de D .

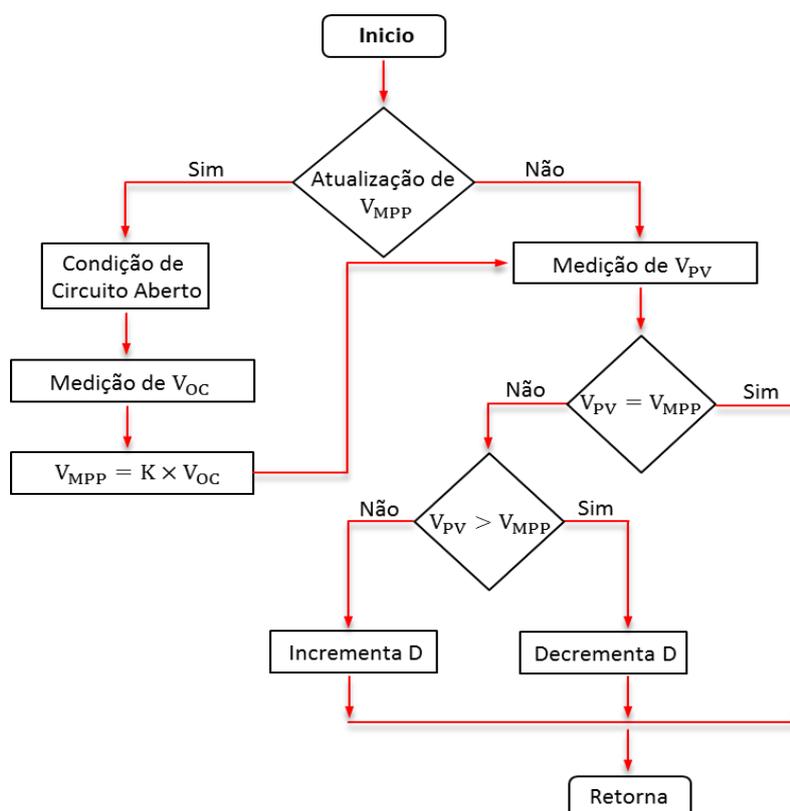


Figura 2- 34:Algoritmo de controlo do método OV.

Como vantagem, o método OV é fácil de implementar e tem um custo reduzido (só tem um sensor – de tensão) [22], [24]. Como desvantagem, possui a necessidade de desligar a alimentação das cargas ou RESP para efetuar as medições de V_{OC} , o que implica que, no instante em que está a ser realizada a medição, exista perda de energia. Outra desvantagem, é o facto de, quando a relação entre V_{MPP} e V_{OC} não é exatamente 76% (p. ex. quando existe sombreamento ou entrando em linha de conta de que nem todos os módulos FV têm exatamente as mesmas características elétricas e que as suas características se alteram com o seu envelhecimento), existir perda de energia [24], [26].

- **Método de fixação do ponto de funcionamento através da corrente de curto-circuito (SC)**

O método SC é baseado na corrente em vez da tensão, sendo similar o método OV. Funciona com o facto de que a corrente necessária para se obter o MPP (I_{MPP}) é uma proporção (K) da I_{SC} [26], como ilustra a equação (2-6).

$$I_{MPP} \approx K \times I_{SC} \quad (2-6)$$

O algoritmo para realizar a medição da I_{SC} (tal como o método anterior) necessita de interromper o fornecimento de energia para as cargas ou para a RESP. Esta interrupção é proporcionada através de um interruptor estático que é interligado em paralelo com o módulo FV (ou matriz) que vai realizar o curto-circuito ao módulo FV (ou matriz) [22], [29], [30].

O valor da constante de proporcionalidade K, assume um valor típico de 92%, sendo que considera que este valor seja adequado para atingir o MPP (ver a Figura 2- 35) [22], [26].

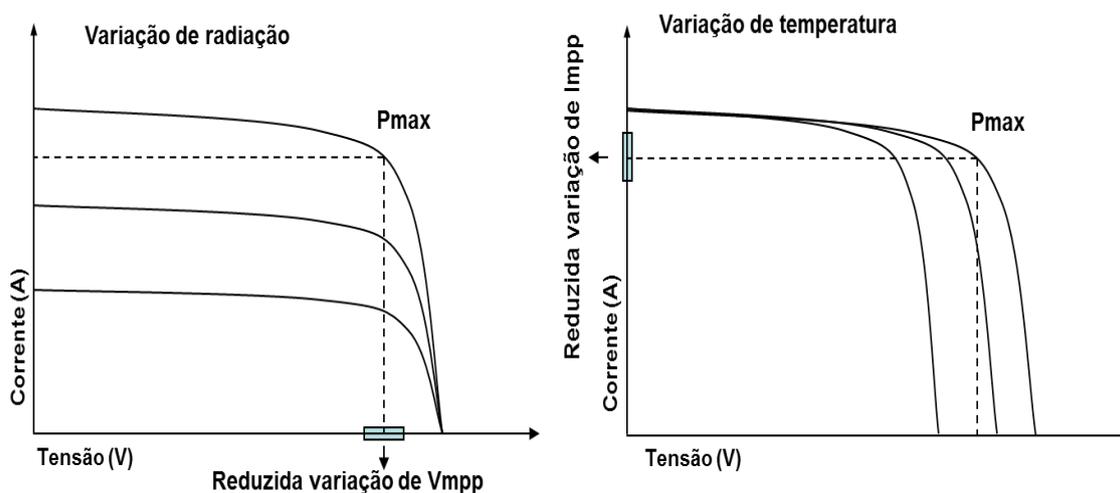


Figura 2- 35:Exemplo de curva de I-V em função da variação da radiação solar e da temperatura, para OV e para SC.

A Figura 2- 36, mostra o algoritmo SC aplicado ao caso específico, onde a variação das condições de funcionamento do sistema FV é conseguida com o incremento/decremento de D.

O método SC possui como vantagem facilidade de implementação, baixo custo e é simples a nível computacional [22], [24]. Porém, tal como acontece no método OV, tem a necessidade de desligar as cargas/RESP para realizar as medições de I_{SC} , sendo que, nesse instante, existirá perda de energia [29].

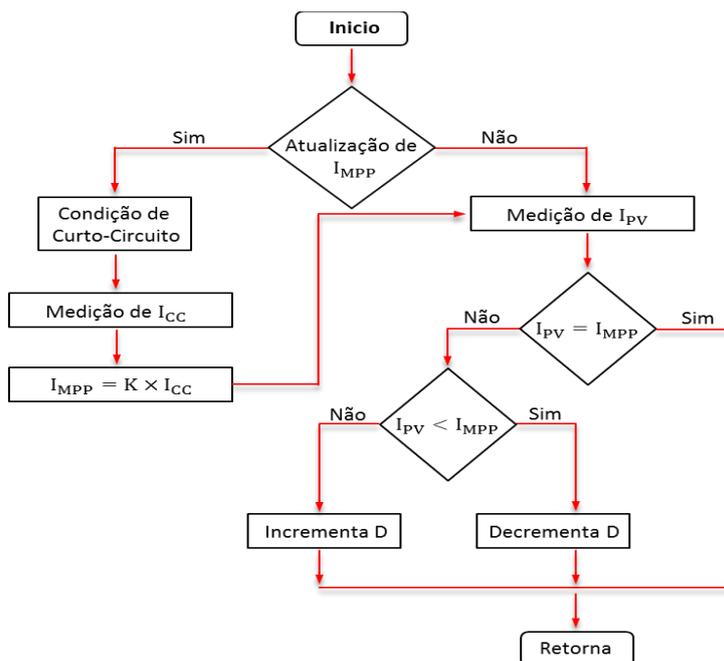


Figura 2- 36: Algoritmo de controlo do método SC.

• **Comparativo**

De modo a obter-se uma visão geral sobre cada método de pesquisa MPP abordado, realizou-se uma comparação em termos de vantagens/desvantagens, ilustrada no Quadro 2- 2.

Quadro 2- 2: Comparação entre os diferentes métodos de MPPT.

Método de MPPT	Vantagens	Desvantagens
P&O	-facilidade de implementação; -boa relação custo/benefício; -bom desempenho (quando não existe variação rápida das condições climatéricas);	-oscilações em torno de MPP; -má pesquisa (em condições de variação rápida das condições climatéricas); -eficiência diminui à medida que diminui a radiação solar;
IncCond	-eficiente (em condições de variação rápida das condições climatéricas)	-método complexo; -necessita de precisão nos cálculos; -intensivo a nível computacional;
CV	-eficiente com baixa radiação solar;	-nunca atinge exatamente MPP (devido a assumir que as variações de temperatura e radiação solar são pouco significativas);
OV	-facilidade de implementação; -custo reduzido;	-necessidade de desligar cargas/RESP para obter o valor de V _{OC} ; -quando a relação V _{MPP} e V _{OC} não é de 76%, existe perda de energia;
SC	-facilidade de implementação; -custo reduzido; -simples a nível computacional;	-necessita de desligar cargas/RESP para obter o valor de I _{SC} ;

2.2 Tipos de instalações fotovoltaicas

As instalações de produção FV podem ser genericamente classificadas em dois grupos distintos. Sistemas interligados à rede (“*Grid-Connected*”) e sistemas isolados (“*Stand-Alone*”) (ver a Figura 2- 37) [1], [3], [7].

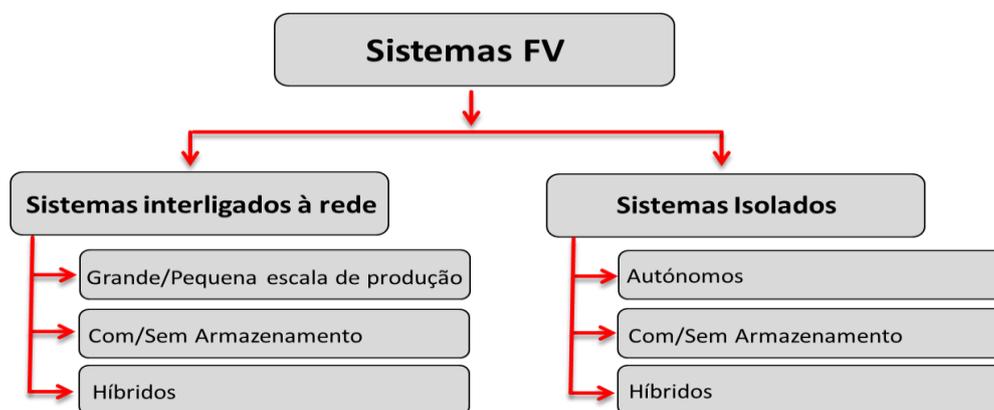


Figura 2- 37:Classificação de instalações FV.

Os sistemas isolados são essenciais quando não existe possibilidade de interligação com a RESP, mas tendem a ser menos atrativos quando existe a possibilidade de utilizar (tecnológica e economicamente) a RESP para transferências de energia. Isto é, um sistema que economicamente poderia ser mais vantajoso sem ligação à RESP (sistema isolado), pode agora tornar-se mais atrativo, devido à remuneração que potencialmente é oferecida quando se injeta energia na RESP.

Tem-se verificado entretanto uma mudança no paradigma de funcionamento da RESP. Se inicialmente o sentido da energia era feito das grandes centrais de produção para os consumidores finais, atualmente, com a penetração das energias renováveis, o sentido da energia pode fluir das grandes centrais de produção para os consumidores finais ou dos consumidores finais (onde se encontram instalados os pequenos produtores) para a RESP. Desta forma, a RESP funciona como uma “loja” onde se pode comprar e vender energia, ou como um sistema de armazenamento de potência infinita [31], [32].

O autoconsumo assenta neste conceito (RESP como “loja”), uma vez que se trata de um sistema que pode ser interligado à RESP e onde o excesso de energia produzida é injetado na rede, podendo ser remunerada [32]. No entanto, em períodos em que existe défice de produção, a energia necessária para fornecer as cargas pode sempre provir da RESP [33]. Assim, possuir uma interligação com a RESP é vantajosa, uma vez que torna o sistema mais fiável e seguro.

As instalações FV, quer sejam interligadas à rede, quer sejam isoladas, podem ainda ser combinadas com outras fontes de geração/armazenamento/barramentos designando-se por sistemas híbridos. Estes sistemas (interligados à rede, isolados e híbridos) são descritos nos pontos seguintes.

2.2.1 Sistemas Isolados

Por norma, os sistemas isolados são instalados em locais onde não existe interligação com a RESP, devido a razões técnicas, ou porque existe um custo significativo de interligação para o proprietário da instalação ou ainda porque, de todo, não é possível essa interligação [1], [34]. Os sistemas isolados podem ter diversas aplicações, tais como, telefones SOS, semáforos, calculadoras, barcos, telecomunicações, relógios, estações remotas e bombas solares para água potável [34].

Estes sistemas são constituídos por quatro elementos cruciais que são os geradores (p. ex. módulos FV), os sistemas de armazenamento que permitem o desfaseamento horário entre a produção e o consumo, os controladores de carga e a manipulação de energia (sistemas de conversão e controlo (seção 2.3.1)) (ver a Figura 2- 38) [1].

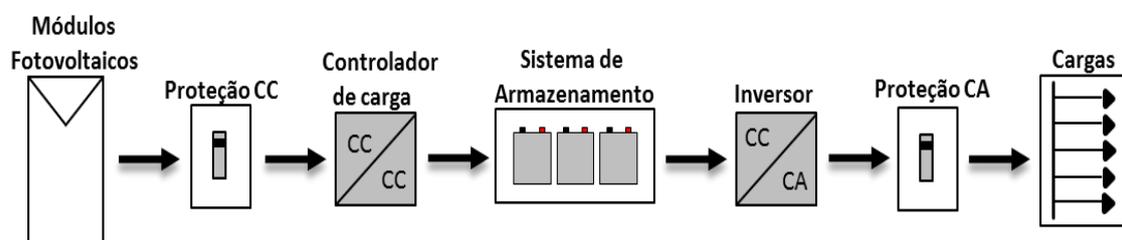


Figura 2- 38:Sistema típico isolado.

Num sistema isolado típico (p. ex. instalado numa habitação) existe a necessidade de armazenar energia durante o dia, através de bancos de baterias, para ser consumida à noite. As baterias que constituem o sistema de armazenamento, possuem um controlador de carga que supervisiona o processo de carregamento/descarregamento para garantir uma vida mais longa das mesmas [1], [3]. No pressuposto, que o sistema se encontra instalado numa habitação, e que possui cargas CA, existe a necessidade de utilizar um inversor para realizar o interface entre o sistema produtor e as cargas (seção 2.3.1).

Dado que existe a possibilidade de surgirem problemas devido a sobreintensidades, e a sobretensões, são instaladas proteções do lado CC e CA, de forma a protegem os módulos FV e os cabos (seção 2.1.6). Além da proteção que oferecem, permitem facilitar as operações de manutenção (p. ex. limpeza periódica dos módulos FV e verificação de funcionalidades do inversor [20]) e resolução de eventuais avarias (dos módulos FV ou inversores). A Figura 2- 38 ilustra a localização das proteções para um sistema típico isolado.

Os sistemas isolados, baseados em armazenamento em baterias, apresentam as seguintes desvantagens: elevado custo de aquisição do banco das baterias, possuir uma capacidade finita de armazenamento, exigir uma manutenção maior e carecer de um re-vestimento no banco de baterias, uma vez que estas se degradam com anos [34].

2.2.2 Sistemas interligados à rede

Os sistemas interligados à rede são relativamente complexos, podendo ter diversas: estruturas, potências instaladas, proteções e sistemas de gestão de energia.

Estes sistemas englobam três componentes fundamentais: a produção (p. ex. módulos FV), a manipulação de energia (sistemas de conversão e controlo (seção 2.3.1)) e os sistemas de contabilização das transferências de energia (da rede-consumo ou para a rede-produção) (ver a Figura 2- 39) [1], [33].

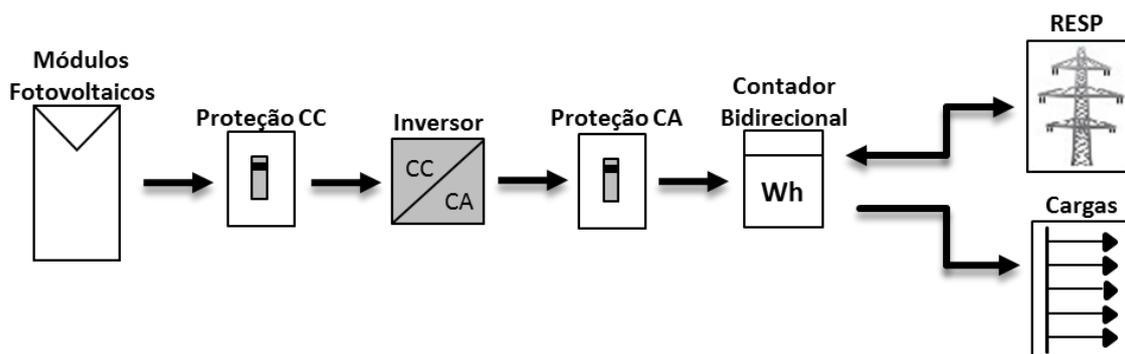


Figura 2- 39:Sistema típico interligado à rede.

A Figura 2- 40, que ilustra o caso de um sistema interligado à RESP e a equação (2-7), que traduz o funcionamento do sistema em termos de energia, permitem afirmar que:

- a energia CA (E_1), convertida pelo inversor, pode ser consumida localmente pelas cargas existentes (E_2);
- havendo excedente de produção (produção de energia é superior ao consumo das cargas locais), a energia (E_3) é injetada na RESP;
- havendo défice de produção, a energia convertida (E_1) pode não chegar para alimentar as cargas locais, pelo que a energia (E_3) tem que provir da RESP.

$$E_1 = E_2 \pm E_3 \tag{2-7}$$

Em que, E_1 é a energia produzida, E_2 a energia consumida pelas cargas locais e E_3 a energia consumida/injetada da/na RESP.

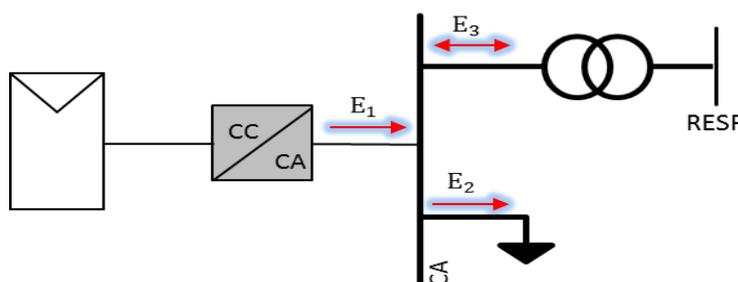


Figura 2- 40:Exemplo de um sistema interligado à RESP.

Dependendo da instalação, se de autoconsumo ou de produção, os sistemas de contabilização de energia diferem. As instalações que possuem sistemas de autoconsumo, requerem contadores bidirecionais uma vez que é necessário contabilizar a energia consumida da RESP ($E_1 < E_2$) ou a energia injetada na RESP ($E_1 > E_2$). Nas instalações de produção, são instalados contadores unidirecionais para contabilizar a energia que é injetada na RESP, uma vez que esta flui sempre da unidade de produção para a RESP.

Tal como nos sistemas isolados, também nos sistemas interligados permanece a possibilidade de ocorrerem problemas devido a sobreintensidades e a sobretensões. Desta forma, os sistemas interligados também necessitam de proteções no lado CC e CA. A Figura 2- 39 mostra a localização dessas proteções, num sistema interligado genérico.

2.2.3 Sistemas mistos

Um sistema misto, também designado de híbrido é constituído por duas ou mais tecnologias distintas [35], [36], quer na geração, quer no armazenamento, quer ainda a nível de barramentos (CC e CA) (ver a Figura 2- 41). As tecnologias de geração utilizadas neste tipo de sistemas tanto empregam fontes de energia fóssil, como a gasolina, o *diesel* e outras, como fontes de energias renováveis, como sistemas FV, turbinas eólicas, micro-hídricas e outras. Normalmente, a combinação de tecnologias mais frequente passa pelos sistemas FV com turbinas eólicas, os sistemas FV com geradores a *diesel*, as turbinas eólicas com geradores a *diesel* ou os sistemas FV com turbinas eólicas e com geradores a *diesel*.

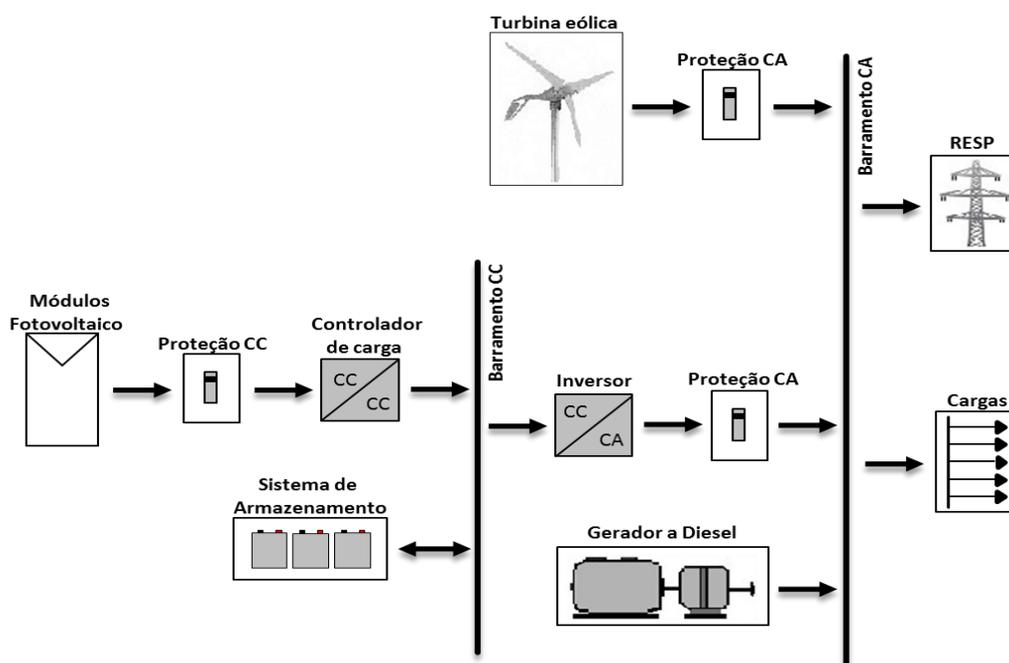


Figura 2- 41: Sistema híbrido típico.

Tendo em conta a estocasticidade das fontes renováveis, nem sempre se obtém a energia que é expectável obter. Não sendo previsível que a variabilidade de um tipo de recursos seja igual à de outro tipo, a sobreposição de duas (ou mais) permite atenuar a variação de produção de um tipo de fonte exclusiva. Assim, a combinação de duas ou mais tecnologias, permite, pelo menos potencialmente, atenuar flutuações existentes na produção [35], do ponto de vista do perfil de consumo. Por exemplo, em períodos em que determinada fonte (p. ex. um sistema FV) não consegue fornecer a energia necessária à carga, em situações de variabilidade climática (p. ex. céu muito nublado), a conciliação com outro tipo de fonte (p. ex. uma turbina eólica) pode fornecer a potência necessária para o período em questão.

Para aumentar a flexibilidade de gestão, quer no que diz respeito ao equilíbrio do trânsito de potência (problema de controlo), que no que diz respeito à gestão de energia (desfasamento horário entre a produção e o consumo), os sistemas híbridos podem utilizar sistemas de armazenamento (ver a Figura 2- 41).

A Figura 2- 42, que mostra o caso de um sistema híbrido genérico com armazenamento e a equação (2-8), que traduz o sistema em termos de energia, permitem afirmar que:

- a energia produzida (E_1) pode ser consumida localmente pelas cargas existentes (E_2);
- havendo excedente de produção (produção de energia é superior ao consumo das cargas locais), a energia produzida (E_1) pode:
 - ser armazenada (E_3);
 - ser injetada na RESP (E_4);
 - armazenada e injetada.
- havendo défice de produção, a energia produzida (E_1) pode não chegar para alimentar as cargas, sendo a energia necessária para alimentação das cargas proveniente de:
 - sistema de armazenamento (E_3);
 - RESP (E_4);
 - ambas as anteriores.

$$E_1 = E_2 \pm E_3 \pm E_4 \quad (2-8)$$

Em que, E_1 é a energia produzida, E_2 a energia consumida pelas cargas locais, E_3 a energia consumida/injetada do/no armazenamento e E_4 a energia consumida/injetada da/na RESP.

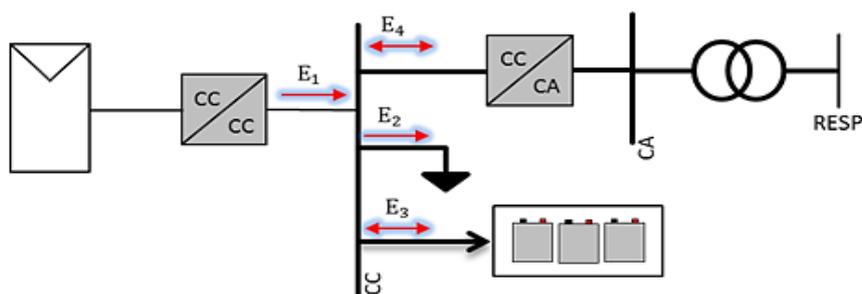


Figura 2- 42:Exemplo de um sistema híbrido com armazenamento.

A integração das diferentes tecnologias (quer das fontes quer do armazenamento) pode ser realizada através de um barramento CC, de um barramento CA, ou através de um sistema misto (utilizando tecnologias interligadas a um barramento CC e tecnologias interligadas a um barramento CA).

Dada a hipótese de surgirem problemas devido a sobreintensidade e a sobretensões, tal como nos sistemas anteriores, cada tecnologia que é integrada num barramento (CC ou CA) possui a sua própria proteção. A Figura 2- 41, ilustra localização de cada proteção num sistema híbrido típico.

Os sistemas híbridos têm como vantagens: a flexibilidade, a fiabilidade do sistema e o baixo custo de aquisição de energia primária (quanto a produção de energia é feita com recurso a fontes renováveis). No entanto, possuem um controlo e uma gestão da energia mais complexa [35] e são mais caros.

Uma comparação económica entre os sistemas de produção que utilizam fontes renováveis e os que utilizam fontes de energia fóssil evidencia que o custo inicial é maior nas fontes renováveis, mas os custos de manutenção (p. ex. a deslocação ao local para abastecimento de combustível) são menores do que os de fontes fósseis [36].

2.2.4 Opções de instalação

É usual encontrarem-se sistemas FV instalados em telhados e fachadas de habitações/edifícios, coberturas de parques de estacionamento, garagens de habitações e parques de produção (a Figura 2- 44 ilustra alguns exemplos).

Os sistemas FV podem ser classificados em sistemas fixos e sistemas posicionáveis (“*Tracking-Systems*”). Os sistemas fixos podem ser incorporados na fase de construção ou serem um anexo na própria estrutura da habitação/edifício [1]. As instalações de sistemas FV em telhados e fachadas fazem parte dos sistemas fixos, onde os módulos FV são seguros no telhado/fachada através de uma estrutura metálica fixa. As montagens em fachadas são uma alternativa às dos telhados, sendo geralmente aproveitadas para obter sombra na habitação/edifício, diminuindo-lhes, dessa forma, a carga térmica no período de verão [33].

Os sistemas posicionáveis, também denominados de seguidores solares, são geralmente constituídos por um (ou mais, dependendo da estrutura de fixação) eixo vertical ancorado ao chão, que serve de suporte para a fixação das estruturas metálicas que seguram os módulos FV. Normalmente, estes sistemas são instalados em áreas espaçosas para conseguirem um posicionamento ótimo face à direção do sol, durante o dia e o ano. Os seguidores solares podem ser classificados segundo o seu grau de liberdade, ou seja, se tiver um grau de liberdade é designado de sistema de um eixo (ver a Figura 2- 43 a) e b)), se tiver dois graus de liberdade é denominado por sistema de dois eixos (ver a Figura 2- 43 c)) [1], [20].

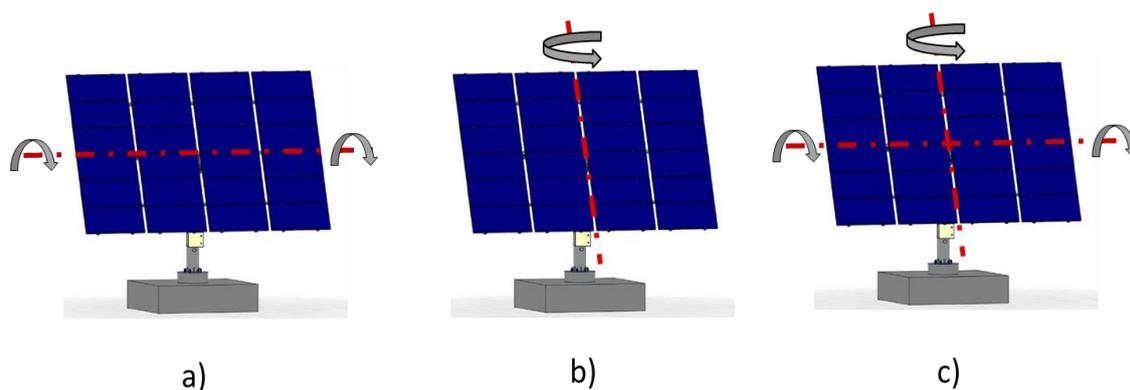


Figura 2- 43:Sistemas posicionáveis. a)De um eixo, com posicionamento anual. b)De um eixo, com posicionamento diário. c)De dois eixos.

Os sistemas de um eixo executam o alinhamento dos módulos FV pelo caminho diário, ou anual, do sol. O posicionamento anual do sol, face aos módulos FV, necessita que o ângulo de inclinação dos módulos seja reajustado em intervalos de semanas ou meses, devido à posição mais ou menos elevada (relativamente à linha do horizonte) do sol no solstício de verão ou de inverno, respetivamente. Já no posicionamento diário, o problema do reajuste do ângulo de inclinação dos módulos não se põe, uma vez que o alinhamento é realizado diariamente ao longo do ano [1].

Os sistemas de dois eixos mantêm um alinhamento ótimo, em tempo real, com o sol. No entanto, são mais difíceis de implementar devido ao controlo que é necessário no posicionamento em dois eixos [1], [20]. Como desvantagens, estes sistemas requerem uma manutenção elevada devido às partes móveis do sistema, aos esforços e a descalibração ao longo do tempo a que estão sujeitos (peso dos módulos FV e forças do vento).



Figura 2- 44:Exemplos de instalações FV.

2.3 Tipos de equipamentos de controlo e interligação

2.3.1 Inversores

Dada a necessidade, quer de transferir energia para a RESP (sistemas interligados), quer de alimentar cargas do tipo CA (sistemas isolados e/ou sistemas interligados), os sistemas de produção requerem a utilização de um inversor.

Um inversor, também denominado de conversor CC/CA converte a energia CC obtida da fonte de geração (p. ex. módulos FV) em energia CA, ajustando os níveis de tensão e de frequência para os valores padrões (p. ex. $V=230V$ e $f=50Hz$, no sistema europeu) [1], [3], [37]. A conversão é realizada com recurso a componentes semicondutores de eletrónica de potência, montados numa estrutura denominada de ponte H (4 componentes) para sistemas monofásicos, ou em ponte completa (6 componentes) para sistemas trifásicos (Anexo C).

Os inversores podem ser divididos em duas categorias: inversores para sistemas interligados à rede ou inversores para sistemas isolados [1], [3], [37].

Os inversores, que são instalados em sistemas interligados, realizam o interface entre o sistema produtor e a RESP (no caso de sistema puramente produtor) e, paralelamente, entre o sistema produtor e as cargas CA da instalação (no caso de sistemas de autoconsumo). Este tipo de inversores tem que possuir mecanismos para fazerem o sincronismo²³ com a RESP, e, no caso de falha da RESP, fazer o isolamento (“*Islanding*”) através de métodos de deteção anti-ilha²⁴. O isolamento é realizado entre o sistema produtor e a RESP (ver a Figura 2- 45), para evitar a formação de ilhas pelas seguintes razões:

- Quando ocorre um defeito na RESP e esta sai de serviço, o sistema produtor continua a alimentar o defeito;
- Quando se pretende efetuar manutenção a uma secção da RESP, tendo esta sido retirada de serviço, o sistema produtor continua a manter os cabos sob tensão e os operadores de manutenção (da secção da RESP) podem ser electrocutados;

²³ O sincronismo com a RESP deve ser feito em termos de fase e frequência. Isto é, o inversor tem de ajustar estas duas componentes para poder interligar o sistema produtor à RESP em segurança, de forma a possibilitar a transferência de energia.

²⁴ Quando os métodos de deteção anti-ilha detetam que existe falha da RESP (p. ex. medição das componentes da RESP (forma de onda da tensão, da corrente, etc.)) forçam o inversor a desligar-se.

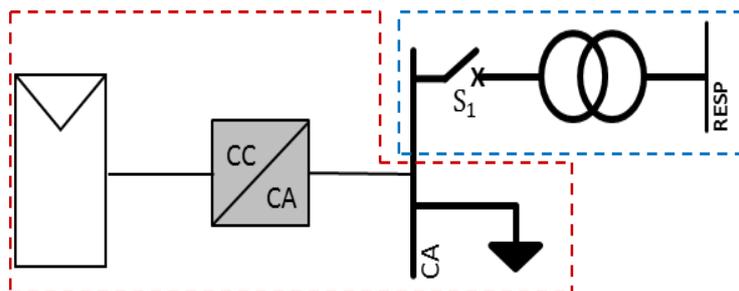


Figura 2- 45:Exemplo de isolamento.

Os inversores isolados têm como objetivo a alimentação de cargas de uma instalação, não existindo outras fontes de alimentação, como por exemplo a RESP. Isto é, os inversores para sistemas isolados têm que suportar as correntes de arranque dos vários tipos de cargas da instalação (p. ex. motores, bombas submersíveis e outras), que, por definição, são valores elevados face ao consumo em regime normal de operação dos equipamentos [3]. Além de suportarem as correntes de arranque, estes inversores tem que possuir um gerador de frequência interna para gerar uma frequência padrão ($f=50\text{Hz}$, no sistema europeu) [3], que permite o funcionamento normal das cargas CA, dentro de limites relativamente restritivos (1%), admissíveis para a variação de frequência (49,5Hz a 50,5Hz) [38].

Atualmente, os inversores não realizam apenas a conversão de energia, mas também podem incluir funções como: proteções do lado CC e CA e controlo de MPPT [1], [3]. Os inversores podem ter incorporadas proteções, tanto do lado CC como do lado CA, que detetam: sobretensões, subtensões, sobreintensidades e falhas de aterramento [1], [3], [8], [37]. No caso dos inversores para sistemas interligados, além das proteções descritas, ainda podem detetar: perdas de uma fase²⁵ e aumento/diminuição de frequência.

2.3.2 Tipos de inversores

- **Inversores com transformador**

Frequentemente, os inversores comutados pela rede e os inversores de comutação forçada (Anexo C), utilizam transformadores para elevarem os níveis de tensão na entrada (lado CC) ou na saída (lado CA) [1], [37].

Os transformadores empregues podem ser de baixa frequência (50Hz, no sistema europeu) ou de alta frequência (10kHz até aos 50kHz). Se o transformador for aplicado do lado CC (entrada do inversor) é usado um transformador de alta frequência (ver a Figura 2- 46 a)) e se for instalado do lado CA (saída do inversor) é utilizado um transformador de baixa frequência (ver a Figura 2- 46 b)).

²⁵ No pressuposto de que a sincronização está ser realizada com duas fases.

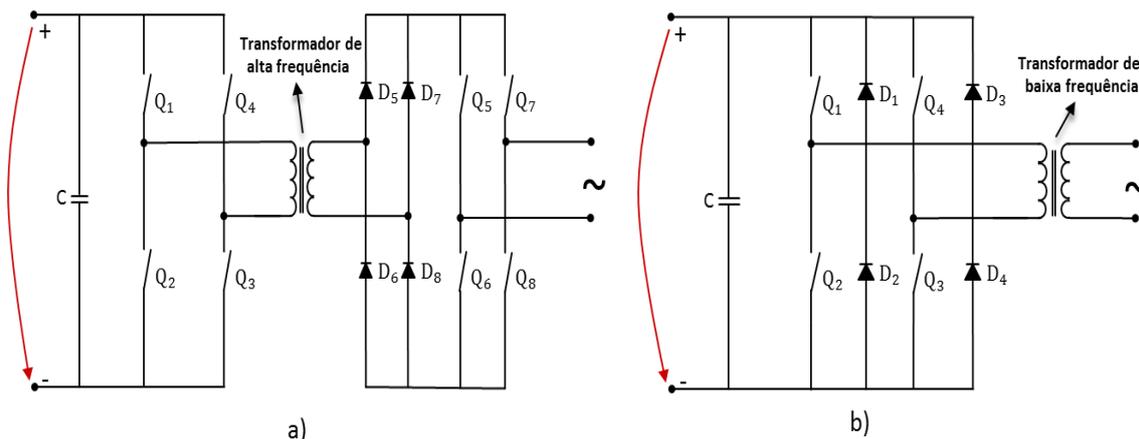


Figura 2- 46:Inversor com transformador. a)Alta frequência. b)Baixa frequência.

O uso de transformadores de alta frequência permite fazer o isolamento galvânico entre a RESP e o inversor através do campo magnético e eliminar possíveis injeções de CC na RESP [1], [39].

Da mesma forma, a utilização de transformadores de baixa frequência possibilita fazer o isolamento entre a alta e a baixa frequência e permite trabalhar com tensões reduzidas do lado CC. Porém, introduz perdas de potência, aumento do volume, do peso e dos custos do sistema [1].

Em comparação, os transformadores de alta frequência implicam menores perdas de potência, um volume mais reduzido, e assim, um menor peso e custo para o sistema [1]. No entanto, o circuito do inversor torna-se mais complexo [1], uma vez que, a conversão é realizada em duas fases distintas. Isto é, observando a Figura 2- 46 a), verificar-se-á que, na entrada do inversor, é realizada a ondulação em alta frequência (ponte H, Q₁ a Q₄).

De seguida, utilizando um transformador de alta frequência, é realizada a elevação de tensão (e isolamento galvânico), obtendo-se à saída uma onda de alta frequência amplificada. Do lado secundário do transformador, é efetuada uma retificação em alta frequência e, seguidamente realiza-se a ondulação em baixa frequência (ponte H, Q₅ a Q₈), obtendo-se na saída do inversor uma onda sinusoidal.

• Inversores sem transformador

Devido às desvantagens existentes, com a utilização de transformadores (referidas no ponto anterior), existem inversores que não os utilizam (ver Figura 2- 47) [1], [37]. Assim, se necessário, para elevar os níveis de tensão, aumenta-se o número de módulos FV ligados em série ou são utilizados conversores CC/CC [1], como por exemplo o conversor “*Boost*”.

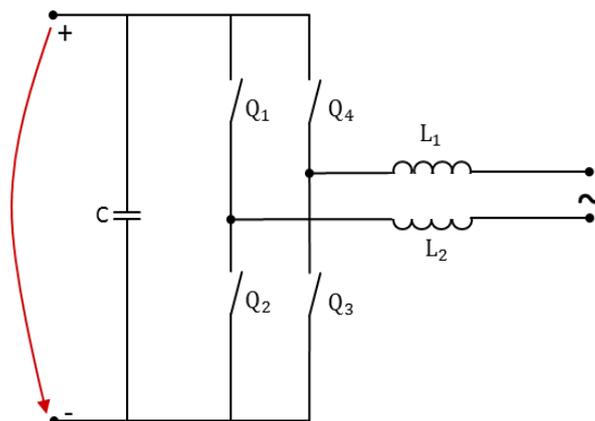


Figura 2- 47: Inversor sem transformador.

Frequentemente, os inversores sem transformador integram, no andar de conversão, conversores “*Boost*”, “*Buck*” ou “*Buck-Boost*” [40]. No caso do conversor “*Boost*”, permite elevar os níveis de tensão em períodos em que a radiação solar incidente nos módulos FV é relativamente baixa (no pressuposto que o número de módulos em série não sejam suficientes e que o sistema não está sobredimensionado). No caso do conversor “*Buck*”, possibilita reduzir os níveis de tensão em períodos com excesso de radiação solar (no pressuposto que o sistema está sobredimensionado). O conversor “*Buck-Boost*” permite realizar as duas operações anteriores (elevar os níveis de tensão em períodos com radiação solar baixa e em períodos de radiação solar alta diminuir os níveis de tensão).

Com a eliminação do transformador, aumenta-se a eficiência do sistema, diminui-se o volume e o peso [1], [37], mas perde-se o isolamento galvânico entre a RESP e o inversor [1]. Sem o isolamento, é necessário complementar as proteções já existentes [1], [37], através de mecanismos que detetam a componente CC no lado CA e que façam a deteção da ligação à terra no lado CC [37].

• Eficiência dos inversores

Num inversor, a eficiência de conversão, traduz as perdas que estão associadas à conversão [1]. Estas perdas podem ser constantes ou variáveis (dependendo da carga) [41]. As perdas constantes devem-se aos transformadores utilizados (no caso de existirem) e ao processo de controlo [1], [41]. As perdas variáveis ocorrem devido ao processo de condução e de comutação dos semicondutores, que dependem da corrente que se pretende à saída do inversor [1], [41].

A eficiência de conversão está diretamente dependente da relação entre a potência de saída e de entrada do inversor [1], como a equação (2-9) e a Figura 2- 48, mostram.

$$\eta = \frac{P_{\text{Out}}}{P_{\text{In}}} \quad (2-9)$$

Em que, η é a eficiência de conversão, P_{in} a potência de entrada do inversor e P_{Out} a potência de saída do inversor.

Como durante o dia pode haver flutuações da radiação solar, existirá variação de tensão na entrada do inversor e, desta forma, o inversor terá, constantemente, variações de eficiência. Por exemplo, no período da manhã, como não existe radiação solar suficiente, a potência de entrada é baixa e por consequência a eficiência de conversão também é baixa (no pressuposto de que P_{Out} se mantém no mesmo valor).

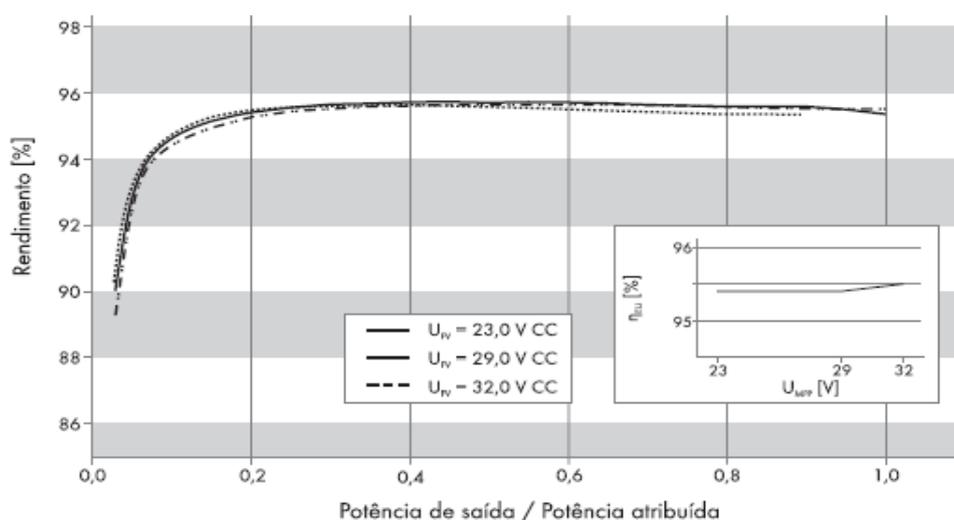


Figura 2- 48:Exemplo de uma curva de eficiência [42].

Para facilitar a comparação entre os diferentes inversores, em termos de eficiência de conversão, foi criada a norma europeia designada de ‘rendimento europeu’ - η_{Euro} [1], [41]. Esta é uma forma de aferir dinamicamente a eficiência dos inversores, ponderada para o clima europeu. É definida pela equação (2-10).

$$\eta_{Euro} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%} \quad (2-10)$$

Em que, η_{Euro} é o rendimento europeu, $\eta_{5\%}$ o rendimento a 5%, $\eta_{10\%}$ o rendimento a 10%, $\eta_{20\%}$ o rendimento a 20%, $\eta_{30\%}$ o rendimento a 30%, $\eta_{50\%}$ o rendimento a 50% e $\eta_{100\%}$ o rendimento a 100%.

O rendimento europeu, de cada inversor, é calculado com base em seis diferentes pontos de funcionamento ($\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$, etc.), num período de um ano [43]. Assim, os diferentes pontos de funcionamento têm, cada um, um peso na eficiência global de cada inversor. Ou seja, a norma considera que os inversores funcionam 20% do tempo à potência nominal e 48% do tempo a 50% da potência nominal e assim sucessivamente para os restantes três pontos de funcionamento.

2.3.3 Tipos de estruturas inversores – FV

A seleção de uma estrutura adequada inversores-FV, para um sistema de produção FV, é um ponto fulcral, que depende da localização da instalação, do tipo de instalação, do tamanho da instalação e do número de módulos FV, podendo ser divididos nas seguintes estruturas:

- Inversor centralizado de baixa tensão;
- Inversor centralizado de alta tensão;
- Inversor de fileira;
- Multi-inversor;
- Microinversor;
- Optimizadores;

- **Inversor centralizado de baixa tensão**

Na estrutura de inversor centralizado de baixa tensão ($U_{CC} < 120V$) são tipicamente ligados 3 a 5 módulos FV, por fileira, sendo o conjunto de fileiras conectado a um único inversor (ver a Figura 2- 49) [1].

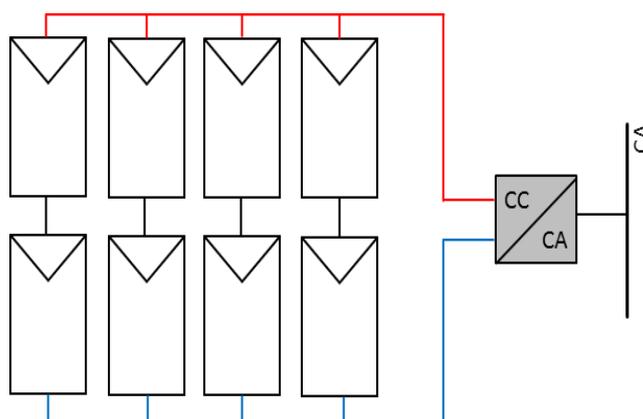


Figura 2- 49:Inversor centralizado de baixa tensão.

Nesta configuração o sombreamento tem um efeito mais reduzido, em comparação com a estrutura de inversor de alta tensão (descrito no ponto seguinte), uma vez que a perda de potência depende do número de fileiras sombreadas, como atrás referido [1]. Como vantagens, esta estrutura tem um menor custo de investimento e de manutenção (devido a presença de um único inversor) e, como as tensões são inferiores a 120V, é possível trabalhar com classes de isolamento do tipo III (Anexo D) [1]. Apresenta como desvantagens, i) a necessidade de utilizar cabos de maior seção para compensar as perdas ôhmicas existentes (correntes elevadas que o cabo que liga ao inversor terá que conduzir), e ii) a disponibilidade do sistema fica comprometida, no caso de falha do único inversor existente, uma vez que toda a instalação FV fica fora de serviço. Devido às desvantagens que a estrutura possui, é pouco vulgar ser implementada [1].

- **Inversor centralizado de alta tensão**

A configuração de inversor centralizado de alta tensão ($U_{CC} > 120V$), funciona do mesmo modo que o inversor centralizado de baixa tensão, com a diferença de que, por fileira, são ligados mais módulos FV (ver a Figura 2- 50) [1], [44], [45]. Tipicamente, os módulos são ligados em série, de forma a obterem-se tensões mais elevadas ($U_{CC} > 120V$). Evita-se assim a amplificação dos níveis de tensão através do uso de transformadores ou conversores “*Boost*” [40], [43].

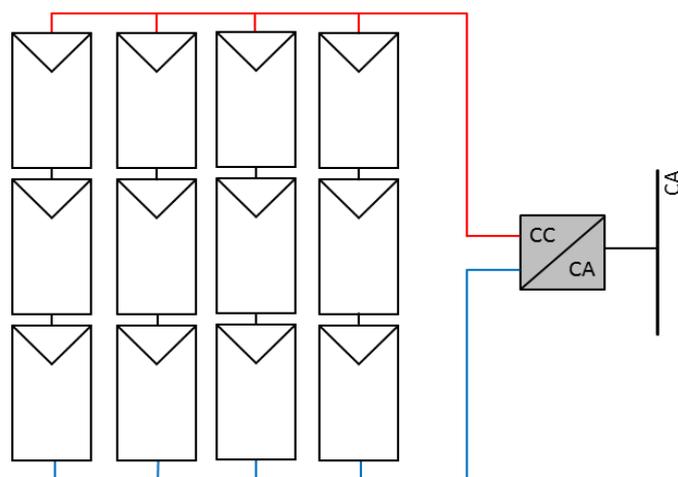


Figura 2- 50:Inversor centralizado de alta tensão.

Esta configuração é frequentemente implementada em pequenas instalações, onde as fileiras são constituídas por módulos FV que apresentam características construtivas idênticas e que têm a mesma orientação e inclinação [2].

A implementação desta estrutura tem como vantagens um menor investimento inicial e de manutenção, tal como no inversor de baixa tensão [2], [44] e uma menor seção de cabos de ligação ao inversor, dado que as correntes conduzidas são menores.

Como desvantagem, uma vez que o número de fileiras aumenta, o facto de o sombreamento ter um efeito mais pronunciado. Tal como na configuração anterior, o sistema fica comprometido em caso de falha do único inversor, [2], [44] e a proteção contra sobreintensidades terá de ser mais complexa, devido às tensões mais elevadas.

Como as fileiras são interligadas em paralelo entre si, torna-se necessário a aplicação de díodos de fileira, para evitar correntes inversas entre fileiras. No entanto, existem perdas de energia associados nestes [40], [43], [44]. Existe ainda perda de potência, no controlo de MPPT, uma vez que o controlo é realizado com base nos valores médios de cada fileira [2], [43] e, no caso de existir um problema (p. ex. sombreamento) numa fileira, este vai influenciar o valor da potência total extraída.

- **Inversor de fileira**

A estrutura de inversor de fileira (“*String*”) é caracterizada por ser uma adaptação da estrutura anterior [40], [43], em que cada fileira possui o seu próprio inversor [2], [43] – [45]. Por fileira, são ligados 15 a 30 módulos FV (ver a Figura 2- 51) [40], [44], [45].

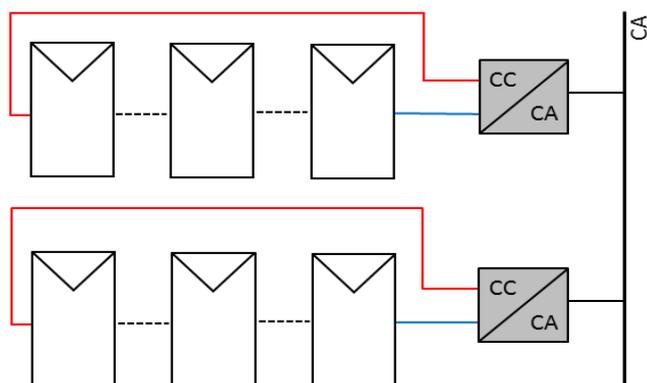


Figura 2- 51:Inversor de fileira.

Esta configuração é, habitualmente, implementada em instalações com tamanho médio [1], [2], onde os módulos FV com diferentes características construtivas e diferentes orientações podem ser instalados em fileiras distintas, mas em que cada fileira agrupará módulos com as mesmas características [2], [44].

Uma vez que cada fileira possui o seu próprio inversor, o controlo MPPT funciona com base nos valores médios de cada fileira [40], [43], [44] e não como os valores globais das fileiras, melhorando assim o seu desempenho, comparativamente com a estrutura do inversor centralizado [2], [40], [43].

As vantagens desta estrutura passam pela eliminação dos díodos de fileira [40], [43] – [45] e pelo aumento da disponibilidade e da eficiência do sistema [2], uma vez que o sistema é redundante e, no caso de falha de um dos inversores, só existe perda de produção associada ao respetivo inversor. Por outro lado, apresenta um maior investimento inicial (embora minorado pelo custo de cada inversor, devido à potência inferior) e um custo de manutenção mais elevado, uma vez que contém um maior número de inversores [44].

- **Multi-inversor de fileira**

A configuração multi-inversor de fileira (“*Multi-String Inverter*”) caracteriza-se por ser uma evolução da estrutura de inversor de fileira [40], [43]. Esta estrutura é constituída por dois andares de conversão. No primeiro andar, são utilizados conversores CC/CC interligados às fileiras, que elevam os níveis de tensão e fazem o controlo de MPPT (como mencionado na seção 2.1.7). No segundo andar é feito o interface com a RESP e com as cargas locais (ver a Figura 2- 52) [43], [44].

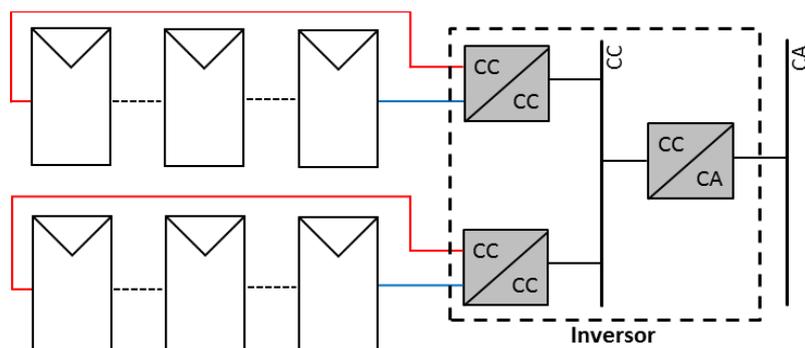


Figura 2- 52: Multi-inversor de fileira.

Esta topologia, permite que fileiras distintas sejam constituídas por módulos FV com diferentes características construtivas e orientações, tal como no caso anterior [46], [47]. As vantagens desta estrutura consistem i) na redução do número de módulos FV utilizados face à topologia anterior (elevação de tensão é realizada nos conversores CC/CC), e ii) o MPPT funciona com os valores médios de cada fileira, como acontecida na configuração anterior [2], [44]. A desvantagem reside no facto de apenas existir um único conversor CC/CA, o que implica que em caso de falha deste, a disponibilidade do sistema fica comprometida [47].

• Microinversor

A estrutura de microinversor (“*Micro-Inverters*” ou “*AC Module*”) é uma redução da estrutura do inversor de fileira [40]. Consiste na combinação de um módulo FV com um inversor (ver a Figura 2- 53) [40], [43], [44], sendo os inversores utilizados, ajustados a cada módulo [40], [43]. Desta forma, o microinversor tem a possibilidade de funcionar como um dispositivo “*Plug-in*” [40], [44], [48], permitindo a instalação por pessoas não especializadas, devido ao ajuste prévio que existe entre os módulos FV e os inversores.

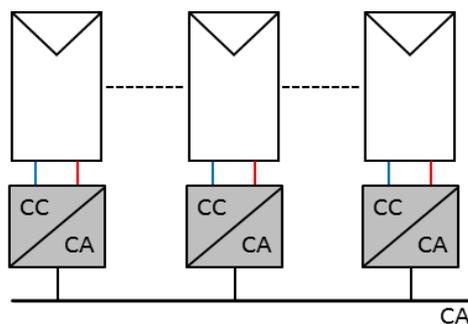


Figura 2- 53:Microinversor.

Uma vez que cada módulo FV possui o seu próprio inversor, é possível realizar o controlo MPPT individualmente [1], [43], [48] e, no caso de surgirem problemas (p. ex. sombreamento), o sistema apresenta uma melhor eficiência [45]. Devido a esta característica, esta estrutura encontra-se geralmente instalada em prédios com fachadas, onde a probabilidade de ocorrerem sombreamentos é elevada [1].

As vantagens desta estrutura consistem na facilidade de acrescentar módulos FV à instalação [43], [44], permitindo que o sistema seja flexível e configurável [44] e o aumento da disponibilidade no caso de falha de um (ou mais) microinversores, uma vez que, havendo falha, só existe perda de produção associada ao respetivo microinversor [1], [44], [48].

Esta estrutura apresenta, como desvantagem, um elevado custo devido ao maior número de inversores, em comparação com outras topologias [1], [44] e possui menor eficiência [1], [43].

• Optimizadores

A configuração com optimizadores – também designados de conversores CC/CC – consiste na interligação de um conversor com um módulo FV. Os conversores são, por sua vez, ligados em série entre eles e por fim interligados a um inversor comum (ver a Figura 2- 54) [49] – [51]. Normalmente, nesta topologia, são utilizados conversores “*Boost*” uma vez que apresentam uma melhor eficiência com um menor custo [49].

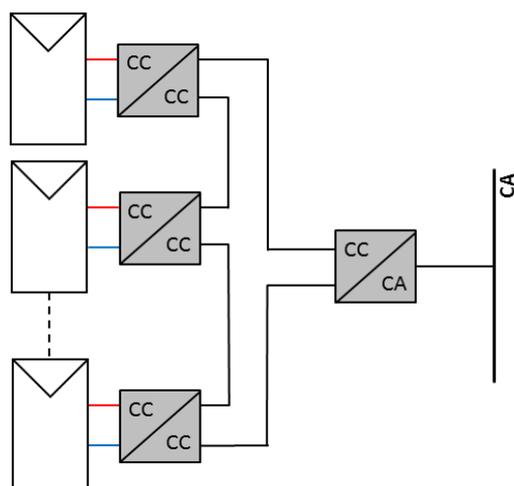


Figura 2- 54: Conversores CC/CC conectados em série.

Possuir um optimizador por módulo FV, permite que a conversão seja realizada módulo a módulo e realizar um controlo MPPT individual [49], [50], [52], obtendo-se uma maior eficiência [49], no conjunto.

Nesta estrutura, cada optimizador tem de processar a potência total gerada [43], [50], [53], o que se traduz numa desvantagem, uma vez que os conversores têm de ter uma potência mais elevada e conseqüentemente, um custo mais elevado (os componentes eletrónicos são tanto mais caros, quanto maior a potência que têm que trabalhar). Além disso, com a utilização dos conversores são introduzidas perdas de potência associadas à conversão, mesmo em situações normais de funcionamento. Desta forma, a eficiência desta configuração é determinada pela eficiência dos conversores [50].

Outra desvantagem desta configuração é que, no caso de avaria do (único) inversor existente, a disponibilidade do sistema fica comprometida, uma vez que toda instalação fica fora de serviço [48].

Existe uma segunda configuração para implementar os conversores CC/CC. Esta opção tem a mesma composição que o anterior, com a diferença que os conversores são interligados em paralelo entre si (ver a Figura 2- 55) [50], [51].

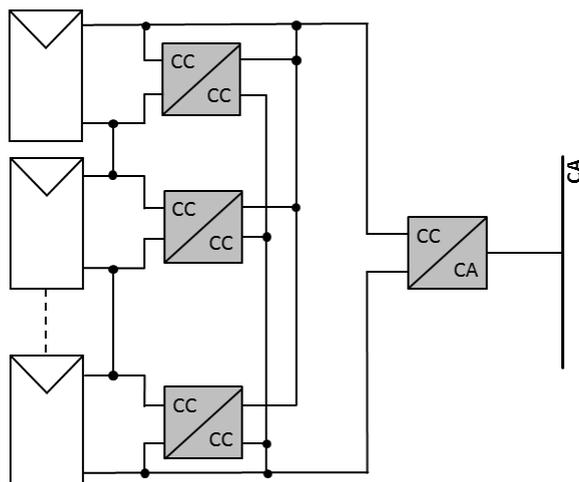


Figura 2- 55: Conversores CC/CC conectados em paralelo.

Em condições normais de funcionamento (p. ex. sem sombreamento dos módulos FV), os conversores CC/CC não processam potência, o que torna esta configuração mais eficiente, em comparação com a estrutura anterior, uma vez que não são introduzidas perdas associadas à conversão [12].

No caso de ocorrer sombreamento de módulos FV de uma fileira, os conversores ligados aos módulos não sombreados retiram-lhes uma parte da potência produzida e fornecem-na aos módulos sombreados. Desta forma, consegue-se que a corrente da fileira seja equilibrada, isto é, todos os módulos sejam atravessados pelo mesmo valor de corrente²⁶.

A vantagem desta topologia consiste no processamento de potência apenas necessária, o que permite reduzir a potência dos conversores CC/CC e os custos dos componentes eletrônicos, em comparação com a estrutura anterior [12], [51]. No entanto, como desvantagem, esta estrutura necessita de um maior investimento, tem um controlo mais complexo e, é uma tecnologia inovadora.

²⁶ Por exemplo: uma fileira com 3 módulos FV, sujeitos à mesma radiação solar, mas em que um deles está sujeito a sombreamento. Os módulos não sombreados fornecem uma corrente de 6A e o módulo sombreado apenas fornece 3A. Os conversores ligados aos módulos não sombreados retiram o correspondente a 1A a cada um, ficando estes a fornecer 5A. Os 2A retirados são injetados no módulo sombreado pelo seu conversor, passando este módulo a fornecer 5A. Deste modo todos os conjuntos módulo-conversor ficam com a corrente equilibrada.

• Comparativo

De modo a proporcionar uma visão e comparação entre os vários tipos de estruturas dos inversores – FV, em termos de vantagens/desvantagens foi elaborado o Quadro 2- 3.

Quadro 2- 3: Comparação entre as diferentes estruturas de inversores – FV.

Topologia	Vantagens	Desvantagens
Inversor centralizado de baixa tensão	-Sombreamento tem um menor efeito; -Menor custo de investimento e de manutenção; -Tensões reduzidas;	-Correntes elevadas; -Cabos de maior seção; -Disponibilidade do sistema fica comprometida em caso de falha do único inversor;
Inversor centralizado de alta tensão	-Menor custo de investimento e de manutenção; -Cabos de menor seção; -Correntes mais baixas;	-Disponibilidade do sistema fica comprometida em caso de falha do único inversor; -Proteções contra sobreintensidade mais complexas; -Necessidade de utilização de díodos de fileira; -Controlo de MPPT realizado com o valor global das fileiras;
Inversor de fileira	-O controlo de MPPT realizado por fileira; -Aumento da disponibilidade e eficiência do sistema;	-Maior custo de investimento e de manutenção;
Multi-inversor de fileira	-Menor número de módulos FV; -O controlo de MPPT realizado por fileira;	-Disponibilidade do sistema fica comprometida em caso de falha do único conversor CC/CA;
Microinversor	-Funciona como dispositivo “ <i>Plug-in</i> ”; -O controlo de MPPT é individual; -Flexível e configurável; Aumento da disponibilidade do sistema;	-Maior custo de investimento; -Baixa eficiência;
Optimizador (ligação em série)	-O controlo de MPPT é individual; -Maior eficiência;	-Processamento de potência total; -Perdas de conversão; -Disponibilidade do sistema fica comprometida em caso de falha do único inversor;
Optimizador (ligação em paralelo)	-Maior eficiência. -Só processa a potência necessária;	-Maior custo de investimento; -Controlo complexo; -Tecnologia inovadora;

3. Aplicação prática a um caso

A empresa Transagri é uma candidata a realizar uma instalação de um sistema FV para produção de energia em regime de autoconsumo, com o objetivo de reduzir a fatura energética. A empresa tem um consumo energético intensivo, por parte de duas unidades de produção de frio, no período de verão (devido às temperaturas elevadas), e no período de inverno devido a equipamentos de aquecimento. Embora o sistema FV também forneça energia no período de inverno, esta questão não será analisada (apenas o arrefecimento no verão). Com a implementação da instalação FV, além de se reduzir o valor da fatura energética, consegue-se integrar as energias renováveis no processo de produção, melhorar a eficiência energética da empresa e contribuir para a redução das emissões de CO₂.

Este capítulo aborda pontos como: definição de cenários baseados na análise do perfil solar e do perfil de carga, definição e especificação dos componentes tecnológicos fundamentais, análise energética com base nos cenários traçados e análise económica.

3.1 Caracterização da instalação alvo

A instalação engloba a alimentação de duas unidades de produção de frio (idênticas). As unidades de produção de frio mantêm a temperatura, entre os 8°C e os 12°C, em duas câmaras de frio – entre 8°C e 10°C numa das câmaras e 8°C e 12°C para a outra²⁷ – que conservam a matéria-prima (noz e avelã) da unidade industrial (ver a Figura 3- 1). Os sistemas de produção de frio são compostos por dois motores elétricos (idênticos), um por unidade de produção de frio, que acionam dois compressores de arrefecimento das câmaras de conservação de matéria-prima.

²⁷ As câmaras de frio possuem temperaturas diferentes, devido à origem (nacional e internacional) da matéria-prima da unidade industrial.

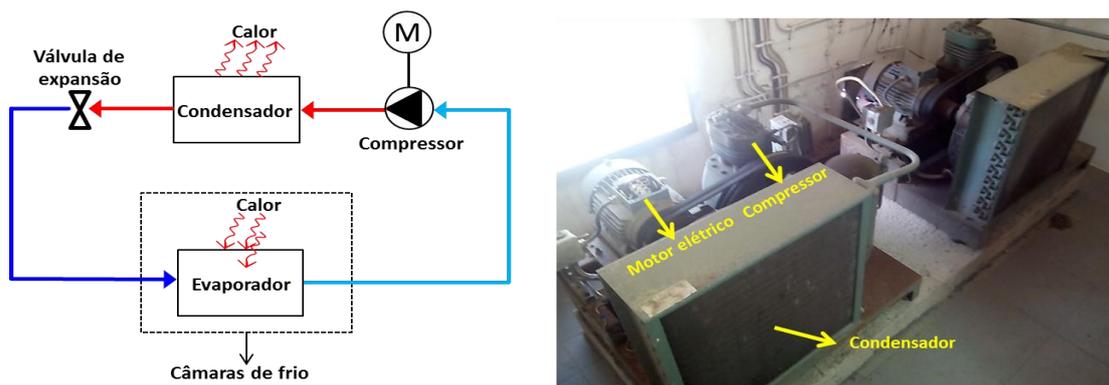


Figura 3- 1: Unidades de produção de frio da instalação alvo.

No dimensionamento da instalação FV é necessário conhecer as características elétricas dos motores elétricos constituintes do sistema de produção de frio, dado a ser o principal consumidor de energia deste sistema. As características elétricas dos motores elétricos estão ilustradas no Quadro 3- 1.

Quadro 3- 1: Características elétricas dos motores das unidades de produção de frio.

Nº de fases	3
Potência (kW)	2,20
Tensão (V)	220 Δ /380 λ
Corrente (A)	9,20/5,30
Cos φ	0,80
Rotação (RPM)	1395

3.2 Caracterização do perfil de carga da instalação alvo

3.2.1 Obtenção do perfil de carga

Para obter o perfil de carga da instalação alvo (motores elétricos e restante equipamento como ventoinhas, etc.), foram utilizados analisadores de redes²⁸ (“*Network Analysers*”) durante um período de uma semana²⁹. O analisador ”Hioki 3196” (equipamento trifásico) foi utilizado para medir o consumo total das cargas em estudo. O analisador “Fluke 43B” (equipamento monofásico) foi instalado para realizar medições de um dos motores elétricos, neste caso correspondente a câmara II, de forma a distinguir o consumo das duas unidades (uma vez que existia probabilidade de ocorrerem arranques simultâneos).

²⁸ O perfil de carga foi adquirido utilizando os equipamentos “Hioki 3196” e “Fluke 43B” existentes e disponíveis na escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu (ESTGV).

²⁹ O período de medição do perfil de carga ocorreu durante uma semana no mês de Junho, devido à indisponibilidade dos analisadores de redes por um intervalo de tempo superior.

Os equipamentos de medida foram colocados nas posições ilustradas na Figura 3- 2.

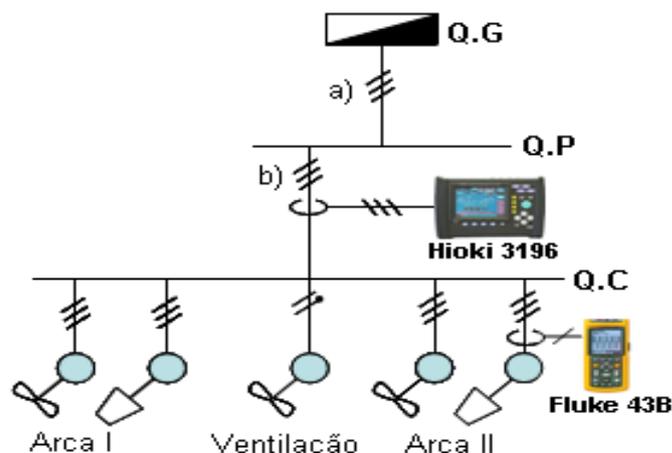


Figura 3- 2: Posicionamento dos analisadores de redes utilizados. Q.G-Quadro geral, Q.P-Quadro parcial, Q.C-Quadro de comandos, a)32 metros. b)10 metros.

O analisador “Hioki 3196” foi parametrizado para adquirir amostragens em períodos de 30 segundos (admitindo que os picos que ocorrem durante a fase de arranque, dos motores elétricos, não seriam de importância para análise energética). O período de amostragem utilizado não garante um conhecimento detalhado do comportamento da corrente aquando do arranque dos motores. Nesse sentido aproveitou-se a utilização do analisador “Fluke 43B” para medir os picos de corrente de arranque dos motores. A Figura 3- 3 mostra o comportamento típico (sinusoide decrescente) e os valores obtidos.

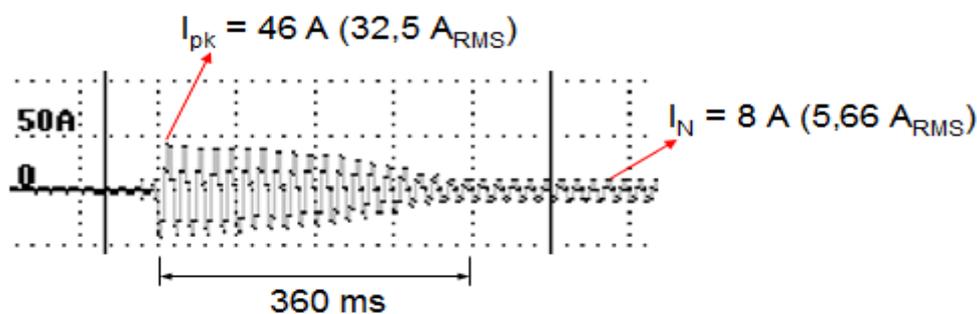


Figura 3- 3: Comportamento típico no arranque dos motores.

Inicialmente ponderou-se fazer a análise do perfil de carga obtido com os analisadores de rede em termos de potência. Porém, esta ideia foi abandonada, dado que se pretende reduzir a fatura energética da unidade industrial, fazendo o estudo do comportamento energético quando se varia a quantidade de energia que é adquirida e injetada na RESP. O perfil de carga adquirido com o analisador “Hioki 3196” serve como base para o estudo do comportamento energético, uma vez que a medição do consumo total das unidades de produção de frio foi feita com este equipamento. Como referido anteriormente, o período de medição foi de uma semana, mas foi selecionado um dia típico, dado a repetição deste perfil de carga ao longo dos dias de medição.

O gráfico da Figura 3- 4 evidencia o perfil de carga obtido das medições realizadas para um dia típico.

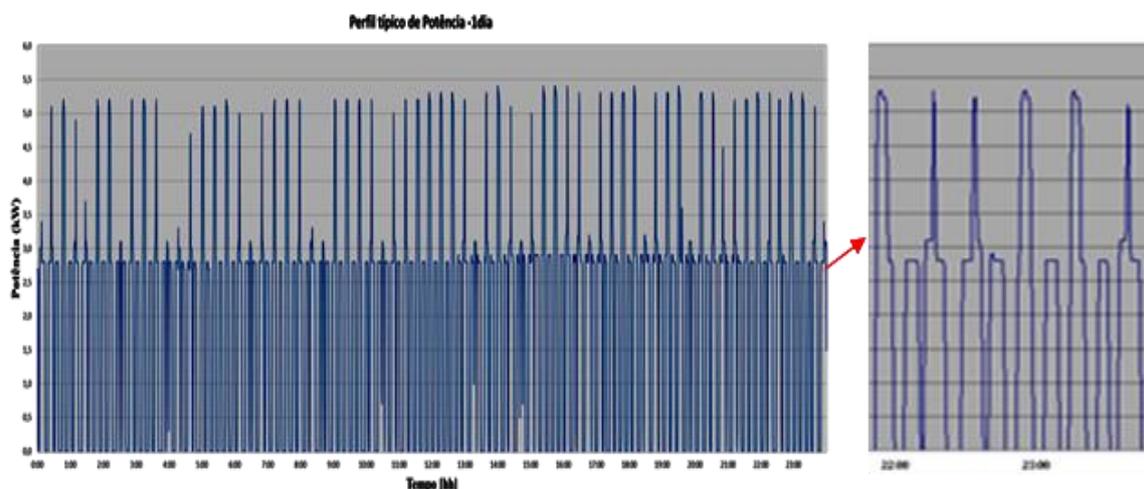


Figura 3- 4:Perfil de carga diário das cargas em estudo.

Nas medições efetuadas, o consumo diário (assumido como típico³⁰ para um dia normal) foi de 47,1kWh, a que corresponde uma potência média de 1,96kW. O pico de potência medido foi de 3,40kW, no intervalo de medição em análise. Para este período, a unidade de produção de frio que mantém temperatura mais elevada (de 8°C a 12°C) tem um funcionamento mais intensivo que a outra (comportamento registado com o analisador “Fluke 43B”, como supracitado). Este comportamento é visível no gráfico da Figura 3- 4, dado que a parte inferior é mais “densa” que a parte superior.

Note-se que o consumo energético das unidades de produção de frio, depende da temperatura e da quantidade de matéria-prima armazenada. Sendo que tipicamente as câmaras de frio se encontram a meia carga, durante todo o ano. A Figura 3- 5 mostra a evolução temporal do consumo energético diário das cargas.

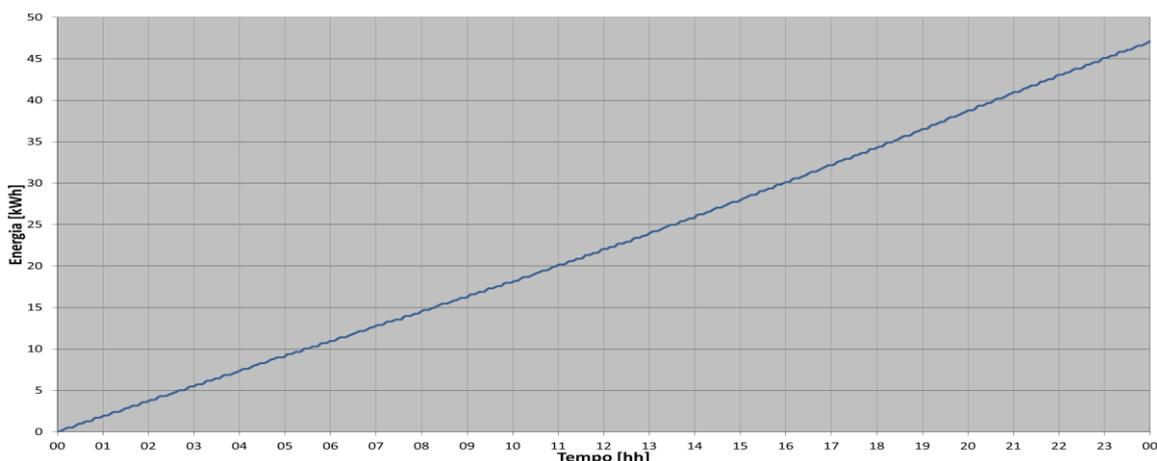


Figura 3- 5:Energia acumulada consumida pelas cargas.

³⁰ O valor é variável consoante o dia específico.

3.2.2 Energia média condicionada pela temperatura

Além da obtenção do perfil de carga, realizou-se uma análise das faturas energéticas, dos últimos três anos, de 2014 a 2016 (dados disponíveis) da unidade industrial. A análise permite aferir que, atualmente, a unidade industrial tem um contrato celebrado com um comercializador de energia com uma potência de 20,7kVA e está sujeita ao tarifário simples de baixa tensão normal com uma tarifa de 0,15630+IVA €/kWh. O presente contrato celebrado com o comercializador de energia, serve bem os requisitos impostos no decreto de Lei n.º153/2014 (Anexo E).

A Figura 3- 6 mostra a evolução do consumo energético faturado da unidade industrial para o período atrás mencionado.

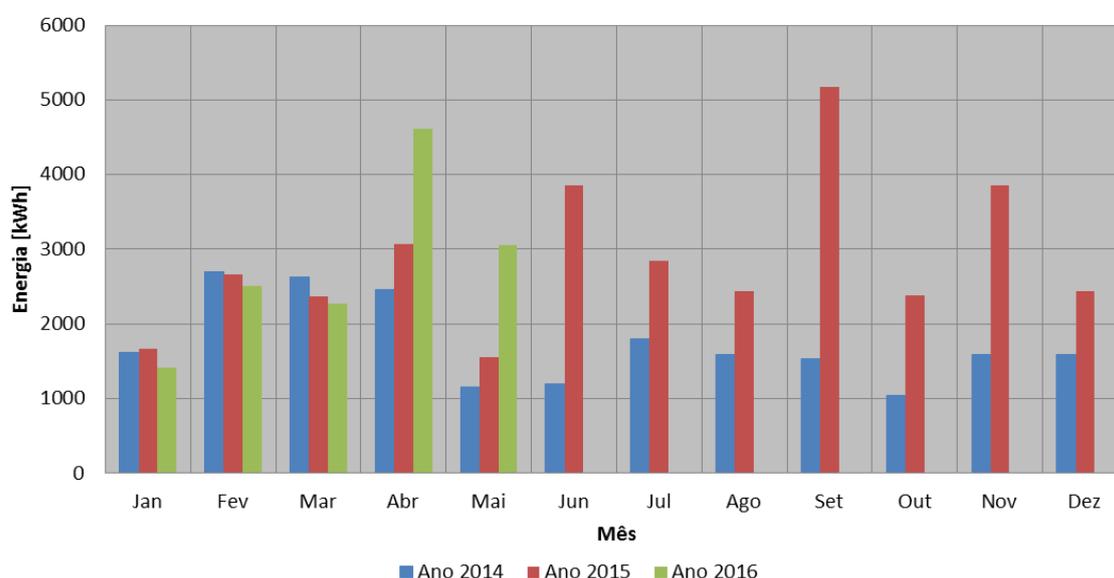


Figura 3- 6: Evolução do consumo energético faturado, da unidade industrial.

Observando a Figura 3- 6 verificar-se-á que existe uma variação significativa do consumo da unidade industrial do ano 2014 para o ano 2015. Este aumento deve-se ao intervalo de paragem de uma das unidades de produção de frio (paragem devido a limitação existente com a matéria-prima neste período). É possível observar que existe variabilidade do consumo energético ao longo dos meses, que dependerá da variação do volume de negócios (quantidade de matéria-prima) e da temperatura ambiente (aquecimento das instalações no inverno e arrefecimento das câmaras de frio no verão). Segundo informação da própria empresa, a quantidade de matéria-prima não varia substancialmente ao longo do ano. Desta forma e considerando como boa a informação de que os restantes equipamentos (excluindo os relacionados com aquecimento e arrefecimento) têm um consumo constante durante todo o ano e da impossibilidade de conhecer os valores de consumos por equipamentos e suas variações, estipulou-se que nos meses com temperaturas mais elevadas (Junho a Setembro) o consumo energético aumentaria.

Tendo em conta as restrições de dados existentes e do intervalo limitado (uma semana em Junho de 2016) em que as medições de consumo das unidades de produção de frio foram efetuadas, foi realizada uma análise empírica do consumo energético das unidades para os restantes meses, tendo em conta a influência da temperatura.

Nesta análise utilizaram-se as temperaturas médias mensais, obtidas no portal PVGIS. Seguidamente calculou-se a variação da temperatura em função do mês mais quente, que corresponde ao mês de Agosto, sendo a temperatura de cada mês uma percentagem (0% a 100%) deste valor de referência. Calculou-se a percentagem do consumo das unidades de produção de frio em função do consumo faturado no mês de Junho de 2015 e do valor medido no mesmo mês de 2016. O valor resultante foi de 36,6%. Aplicando heurísticamente estes dois coeficientes – variações da temperatura e percentagem de consumo medido – ao consumo mensal faturado (para o ano de 2015), obteve-se uma distribuição mensal de valores para o consumo das unidades de produção de frio, ponderados pela temperatura (curva azul da Figura 3- 7).

A reta a verde traduz o consumo médio das unidades de produção de frio, com base num valor obtido por medição em Junho. Considerando o valor medido como típico ao longo de todo o ano e de forma a ter valores na mesma base temporal, foi este multiplicado por 30³¹, obtendo-se um valor constante de 1413kWh.

A reta a roxo traduz o consumo médio das unidades de produção de frio, influenciado pela temperatura. Este valor é obtido através da média dos valores da curva azul, resultando num valor de 1496kWh. A influência da temperatura traduzir-se-á portanto num acréscimo de 83kWh.

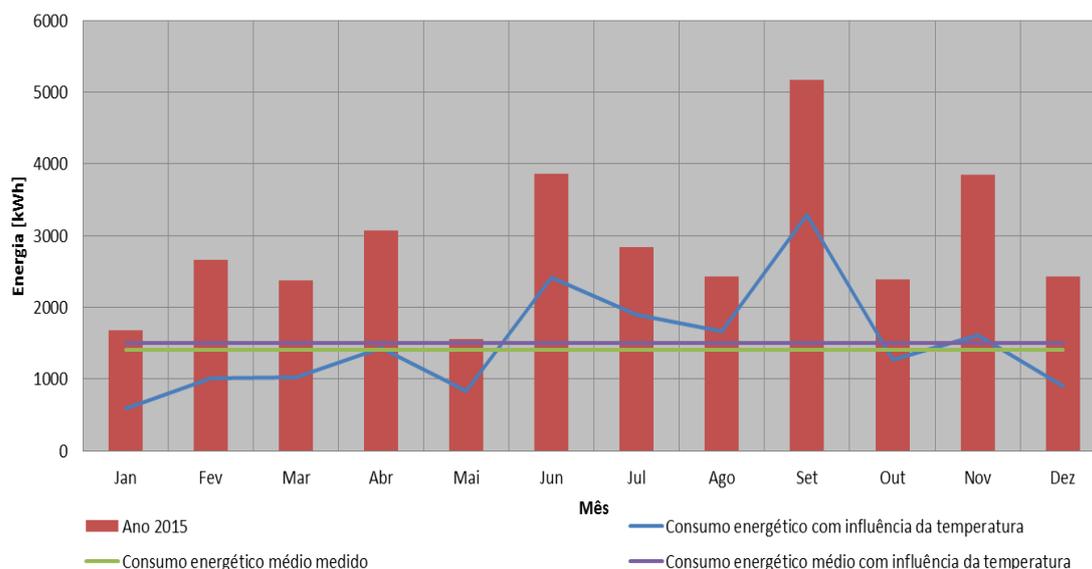


Figura 3- 7:Variação do consumo energético com a influência da temperatura.

³¹ Valor médio de dias por mês, num ano.

A Figura 3- 7 mostra que, à medida que se avança para os meses com temperaturas mais elevadas (Junho a Setembro), o consumo energético das unidades de produção de frio, considerando a temperatura, tem uma ‘correlação’ elevada com o valor de energia faturado da unidade industrial. Tendo em conta que a área FV a instalar é uma só, e de forma a restringir a análise do caso (dado que para cada mês a área FV a instalar seria variável), optou-se por um valor médio de consumo (reta a roxo).

Note-se que esta reta apenas é referente ao consumo das unidades de produção de frio. Como resultado, em determinados períodos, existe défice de energia (p. ex. Junho a Setembro) – reta a roxo é inferior à curva a azul – e noutros períodos (p. ex. Dezembro a Maio) – a reta a roxo é superior à curva a azul – existe produção em excesso. Nos primeiros, como existe défice de produção, necessita-se de adquirir energia à RESP e, nos últimos, devido ao excesso de produção, fluirá energia para as restantes cargas da unidade industrial (p. ex. equipamentos de aquecimento).

3.3 Estrutura proposta

3.3.1 Agrupamento de módulos FV

Na escolha da estrutura, os módulos FV serão interligados em série, de modo a garantir a existência de uma tensão mínima de funcionamento do inversor, por um lado e, por outro, que a tensão máxima fornecida pelos módulos FV não seja superior à máxima tensão admissível pelo inversor. A escolha do tipo de inversor recai sobre um comercialmente designado “inversor de fileira”. Este distingue-se de outro tipo de inversores devido às tensões de entrada elevadas que são fornecidas pelo número de módulos FV que são interligados nas fileiras.

Esta escolha é feita mediante a comparação das vantagens/desvantagens das diversas estruturas existentes mencionadas na revisão de literatura (seção 2.3.3).

Neste caso, a estrutura de inversor de fileira, responde às condições típicas para este tipo de sistema FV, designadamente,

- A implementação desta configuração em instalações FV com tamanho médio,
- O controlo MPP é conseguido por fileira, o que se traduz num aumento da eficiência do sistema,
- O aumento da disponibilidade do sistema FV – no caso de falha de um dos inversores, só existe perda de produção associada ao respetivo inversor.

3.3.2 Interligação sistema FV à instalação elétrica

Um sistema de autoconsumo pode ser interligado à rede elétrica existente ou num ponto específico, denominado de ponto de interligação com a RESP.

No caso em estudo, considera-se que o sistema FV será ligado à instalação elétrica existente na unidade industrial e, por conseguinte, interligado à RESP. Esta escolha deve-se à garantia de abastecimento de energia às unidades de produção de frio, quando a energia produzida no sistema FV é inferior às necessidades energéticas das cargas (p. ex. em períodos que a radiação solar é insuficiente ou existe variação das condições climatéricas – passagem de nuvens, etc.). Desta forma, assegura-se a continuidade do funcionamento dos equipamentos (designadamente as unidades de produção de frio). Por outro lado, quando a energia FV produzida é superior às necessidades das cargas, a interligação permite injetar na rede os excessos de energia. É de referir que os excedentes de energia FV, não são necessariamente injetados na RESP. Isto é, como o sistema FV é interligado com a instalação elétrica, e nesta, existirem outras cargas da unidade industrial (p. ex. iluminação, etc.), a energia excedente poderá ser utilizada para alimentação destas. No caso de estas serem satisfeitas e ainda existir excedente, esta será injetada na RESP.

Segundo informação da própria empresa, sabe-se que nas horas laborais da unidade industrial existem cargas como, computadores, iluminação e outros, permanentemente em funcionamento. Dada a impossibilidade de medir os consumos individuais destas cargas (por motivos de disponibilidade dos analisadores de rede e por limitação de tempo para o desenvolvimento do presente trabalho), assume-se que estes equipamentos têm um consumo típico, que será utilizado para aferir o consumo dos excedentes de energia. Note-se que, ao assumir-se que toda a energia FV produzida é consumida na empresa, a quantidade de energia que se deixa de adquirir à RESP torna-se superior ao valor da quantidade de energia que seria utilizada exclusivamente pelas unidades de produção de frio. Desta forma, os proveitos (energia não adquirida à RESP) são superiores e podem ser calculados tendo em conta a tarifa de 0,15630+IVA €/kWh. No caso, de existir injeção de energia na RESP, esta é renumerada a 0,03€/kWh (valor resultante do estudo realizado na seção 3.5.1).

Note-se que, tendo em conta que o sistema FV será interligado à RESP, o inversor a adotar deve possuir as características adequadas: realização do interface com as cargas da instalação de utilização e com a RESP. Refira-se que, por realizar o interface com a RESP, se entende o sincronismo e o isolamento (no caso de falha desta) do inversor com a rede.

3.3.3 Condicionantes físicas e técnicas da implementação

Na escolha da localização da estrutura física da instalação FV (módulos e as estruturas metálicas) deve-se analisar eventuais problemas de sombreamento que poderão surgir na exploração real da instalação FV. Como referido na revisão de literatura (seção 2.1.5.3), o sombreamento, é um dos problemas (bem como a temperatura ambiente) que poderá diminuir a produção esperada. Este problema poderá ser mitigado, na fase do dimensionamento da instalação FV, aquando do projeto da localização dos módulos FV e das estruturas físicas de suporte.

Na unidade industrial, foram analisados vários cenários para a localização da estrutura física da instalação FV, em função do sombreamento. Os cenários serão apresentados e analisados seguidamente.



Figura 3- 8: Cenários para a localização da estrutura física da instalação FV.

✓ Cenário A

O primeiro cenário supõe a instalação do sistema FV numa área térrea livre do parque da unidade industrial (local B da Figura 3- 8) e que não implicaria grandes dificuldades na implementação das infraestruturas de suporte dos módulos FV. Por outro lado facilitaria o acesso para manutenções periódicas.

No entanto, a existência de um poste de telecomunicações nas imediações dessa área inviabiliza esta solução, tendo em conta a sua elevada altura e “rotação do sol” que implicam uma área de sombreamento grande e praticamente contínua durante todo o dia (área a amarelo da Figura 3- 8).

✓ **Cenário B**

O segundo cenário supõe a localização dos módulos FV no limite da área térrea livre do parque da unidade industrial (local B da Figura 3- 8). Elimina o sombreamento causado pelo poste de telecomunicações e mantém-se a facilidade de acesso para manutenções periódicas. No entanto, esta solução fica inviabilizável devido aos seguintes problemas:

- Sombreamentos causados por uma cerca (vedação de rede limítrofe da propriedade), um edifício vizinho e vegetação nas proximidades desta área,
- Uma extensão de aproximadamente 70 metros de cabo que interliga o(s) inversor(es) aos módulos FV (denominado de cabo matriz, na revisão de literatura), que causaria uma queda de tensão elevada.

✓ **Cenário C**

O terceiro cenário supõe a localização dos módulos FV no telhado da unidade industrial. Por questões que se prendem com o apoio da estrutura para suporte dos módulos, analisaram-se duas possibilidades: i) todos os módulos FV são colocados numa única fila e ii) os módulos FV são dispostos em patamares, eventualmente um patamar por cada fileira.

A primeira hipótese implicará um vão muito longo, o que eventualmente condicionará a implementação da estrutura devido ao peso/estrutura de apoio (flecha), isto é, um problema de esforço mecânico. Note-se que não se possui informação sobre a estrutura de apoio do telhado e conseqüentemente acerca dos esforços suportáveis.

A segunda hipótese coloca problemas de sombreamento. A Figura 3- 10 exemplifica esses problemas, indicando uma distância mínima ($D_{\text{mínimo}}$) para que não exista auto-sombreamento. Esta distância mínima é obtida em função do pior ângulo de incidência, que corresponde ao solstício de inverno.

Além destas condicionantes, o próprio edifício possui platibandas que, no caso de os módulos FV serem instalados diretamente sobre o telhado, lhes poderiam causar sombreamentos. A construção de uma estrutura metálica (para suporte dos módulos FV), apoiada na estrutura do telhado e com um ângulo indicado, poderá solucionar este problema. A estrutura consistiria numa plataforma horizontal apoiada verticalmente na platibanda e nos pontos de apoio vertical da treliça do telhado (a vermelho na Figura 3- 11). Para além de servir como apoio dos módulos, constituem-se como uma passareira que possibilita a manutenção. A Figura 3- 12 mostra o aspeto geral da instalação.

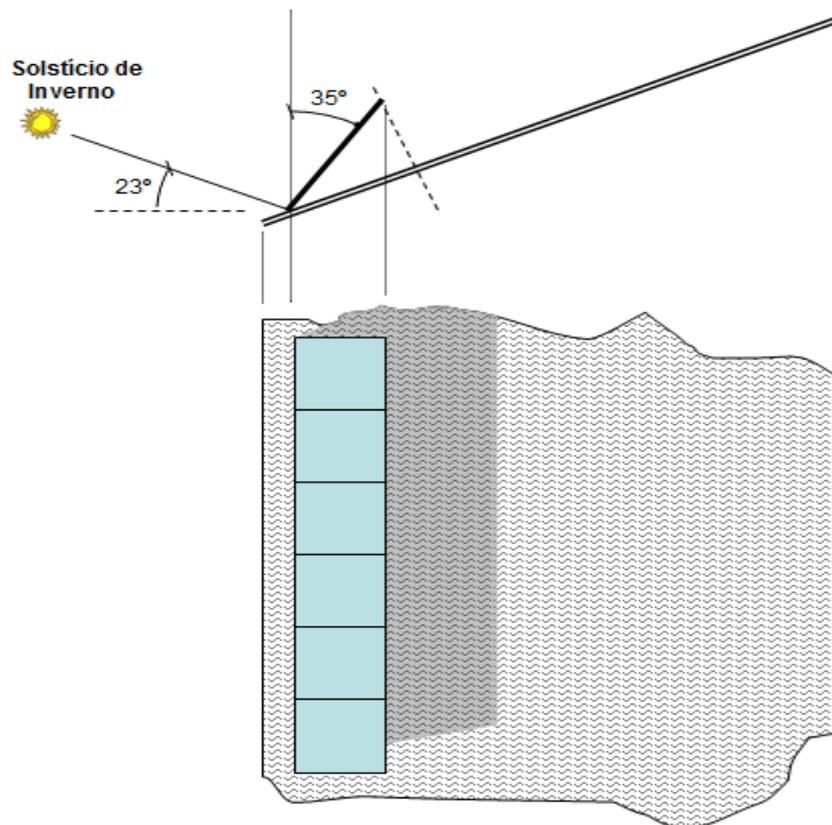


Figura 3- 9:Instalação dos módulos FV numa fila única.

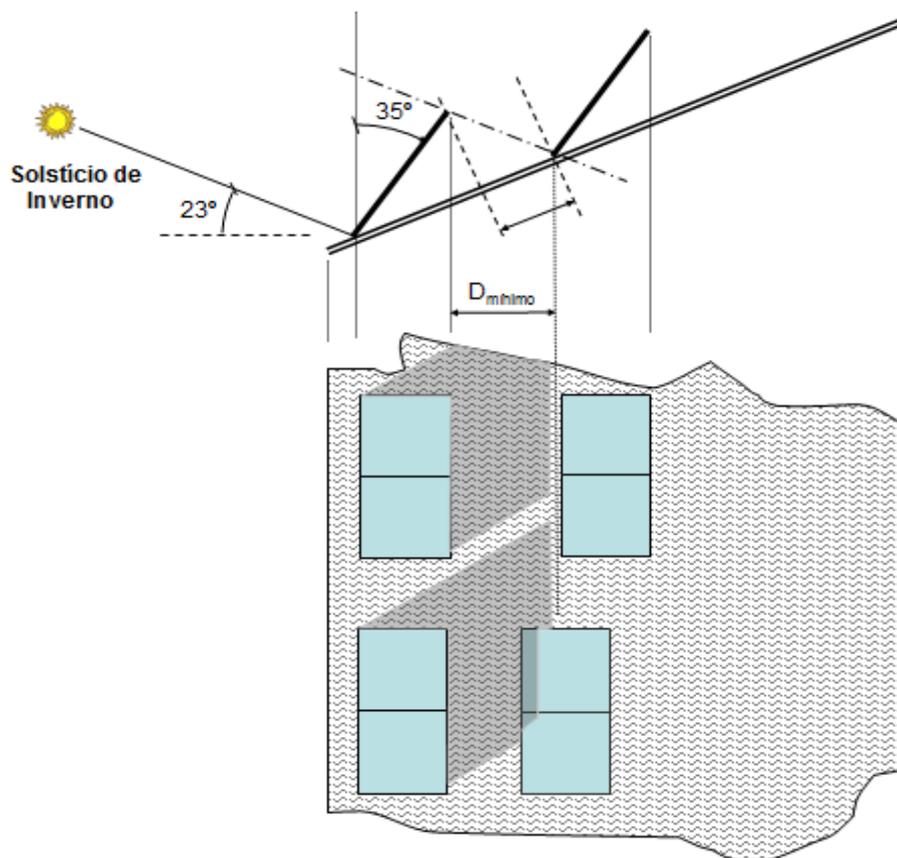


Figura 3- 10:Instalação dos módulos FV em filas por patamares.

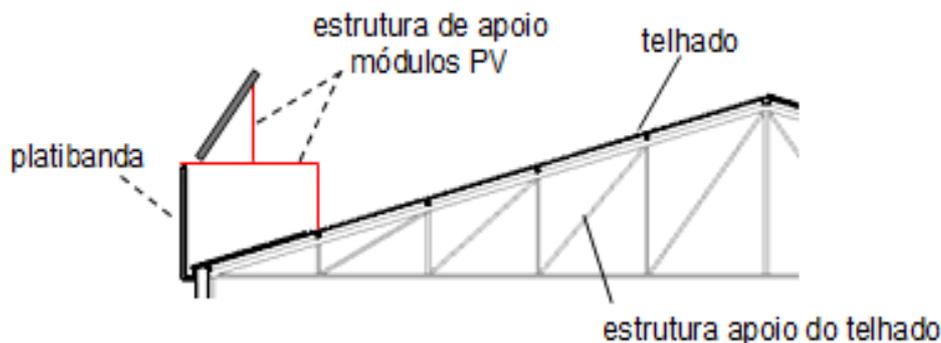


Figura 3- 11:Estrutura de suporte dos módulos FV com fixação ao telhado.

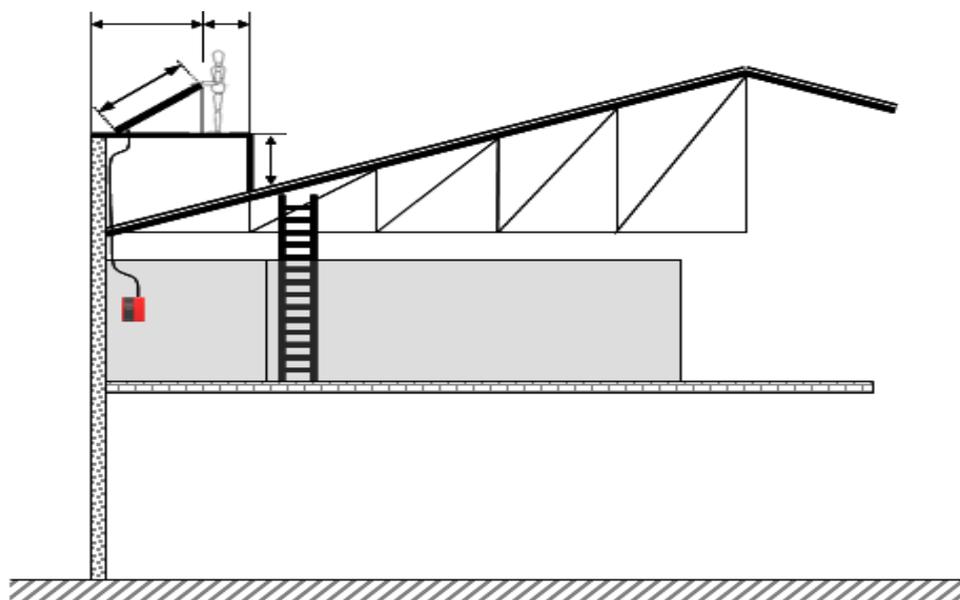


Figura 3- 12:Estrutura potencial de suporte aos módulos FV.

Subsistem, no entanto, alguns problemas, tais como a deterioração das condições de exploração, causadas por poeiras, folhas, etc. Estes problemas implicam alguns pontos adicionais a considerar, designadamente:

- Os trabalhos de manutenção têm que ser realizados em altura, o que implica o aumento dos custos, devido à necessidade de utilização de pessoal especializado,
- Dificuldade de acesso ao telhado, dado que não existe acesso prévio pelo interior do edifício.

Dado os inconvenientes evidenciados anteriormente, analisou-se a possibilidade de realizar a limpeza periódica dos módulos FV, de forma semiautomática e sem recursos humanos envolvidos. A utilização de um mecanismo que permita a utilização de aspersores por cima dos módulos é uma hipótese³², exemplificada na Figura 3- 13.

³² Como os módulos se encontram com uma inclinação de 35°, ao fazer-se circular água sobre estes, as poeiras que se encontram sobre a face dos módulos são removidas sem que exista a necessidade frequente de se subir ao telhado. Note-se que esta solução apenas serve para remover sujidades menos “profundas” como por exemplo, poeiras e folhas de árvores.

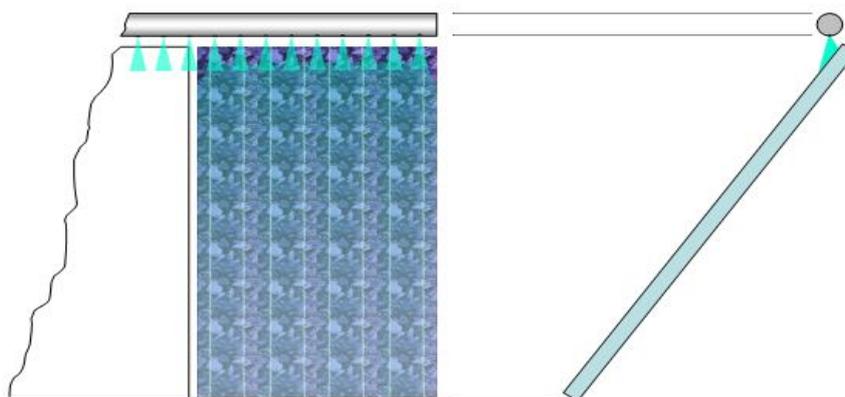


Figura 3- 13:Mecanismo de limpeza periódica dos módulos FV.

3.4 Caracterização do perfil solar

Na determinação da produção expectável do sistema FV em estudo, torna-se necessário obter o perfil da radiação solar no local da instalação para que a produção efetiva não tenha uma variação superior ao esperado.

O perfil de radiação solar anual (variável ao longo dos meses) é obtido com recurso aos dados disponíveis no portal PVGIS para a região de Viseu, especificamente Mangualde (ver a Figura 3- 14) [54].

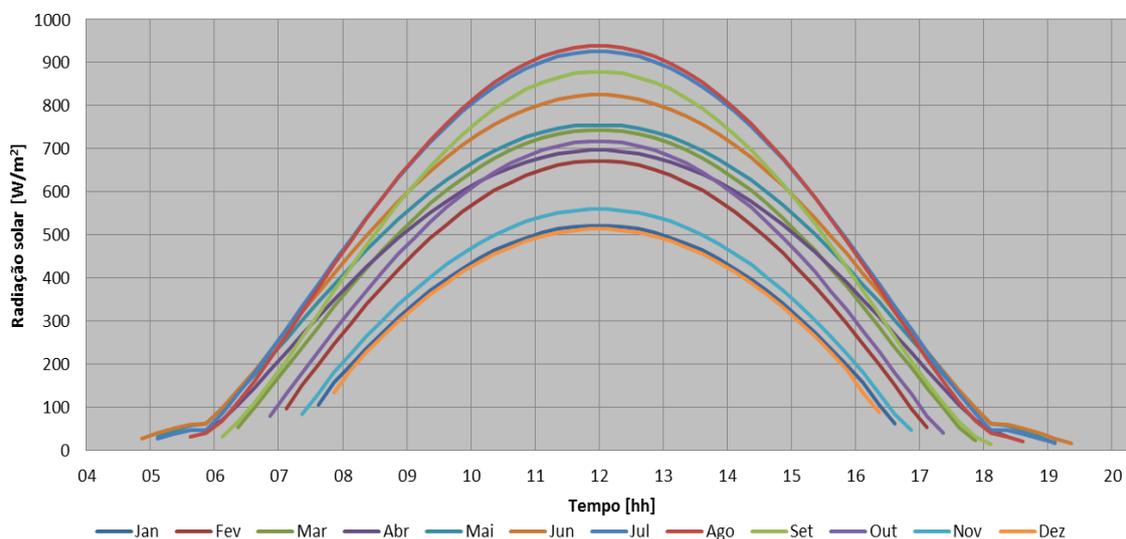


Figura 3- 14:Variação diária ao longo dos meses da radiação solar.

Os dados ilustrados na Figura 3- 14, correspondem à variação da radiação solar ao longo de um dia típico, para cada mês do ano. Estes dados, são o resultado da média das medições realizadas, em períodos de 15 minutos, ao longo de vários anos, e tendem a seguir a distribuição normal.

Destes dados, é selecionado o melhor e o pior mês. O melhor é escolhido com base no valor mais elevado da radiação solar incidente sobre a unidade industrial, que, neste caso, se verifica no mês de Agosto. O pior é escolhido com base no valor menos elevado e ocorre no mês de Dezembro. Note-se que ambos os meses escolhidos o são, para o caso da região específica de Mangualde, sendo que os meses de maior/menor radiação solar variam com a localização específica de uma “instalação FV” (seção 2.1.4).

Escolhendo-se os extremos das radiações solares incidentes (melhor e o pior mês), as restantes radiações solares estarão englobadas na área compreendida entre os dois, o que permite trabalhar com menor número de dados.

Os dados disponibilizados no portal PVGIS, apresentam um cenário de radiação solar média (mais frequente) e um cenário de radiação máxima, diários. O que permite calcular qual a produção média e máxima diária esperada (ver a Figura 3- 15). Os cenários de média e de máxima permitem obter um “perfil”, não apenas mais provável, mas também conhecer as variações que poderão ocorrer em situação de exploração real.

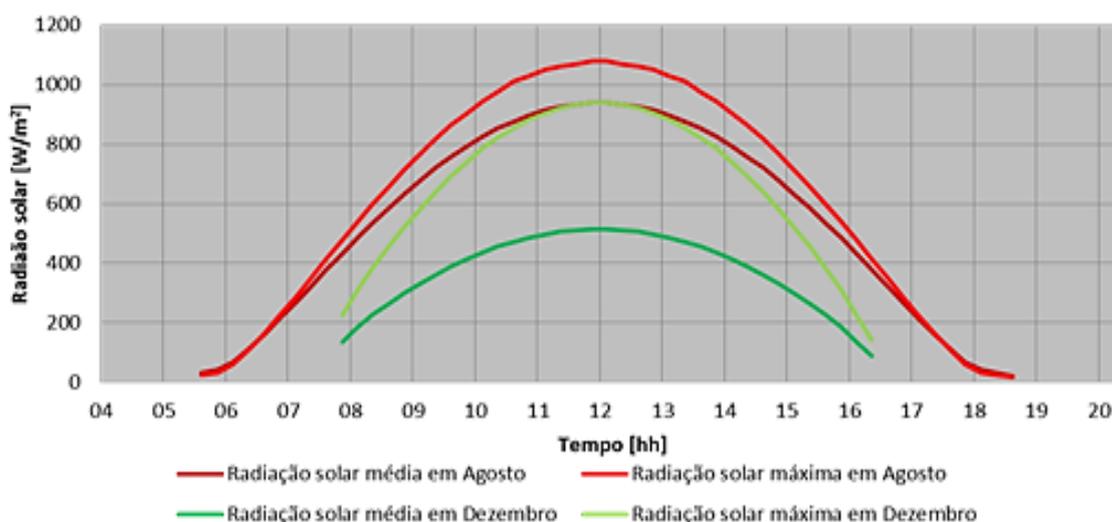


Figura 3- 15:Variação, média e máxima, da radiação solar para Agosto e Dezembro.

Como forma de validar os dados de radiação solar obtida do portal PVGIS, foi realizado uma comparação com dados reais medidos na região de Viseu, especificamente na ESTGV (admitindo que a variação da radiação solar da região de Viseu para a região de Mangualde é diminuta) para o mês de Setembro e de Março. A Figura 3- 16 mostra que o perfil solar obtido do PVGIS é concordante com o perfil solar real, a menos das variações climáticas que são visíveis nos gráficos reais e que desaparecem na média do PVGIS.

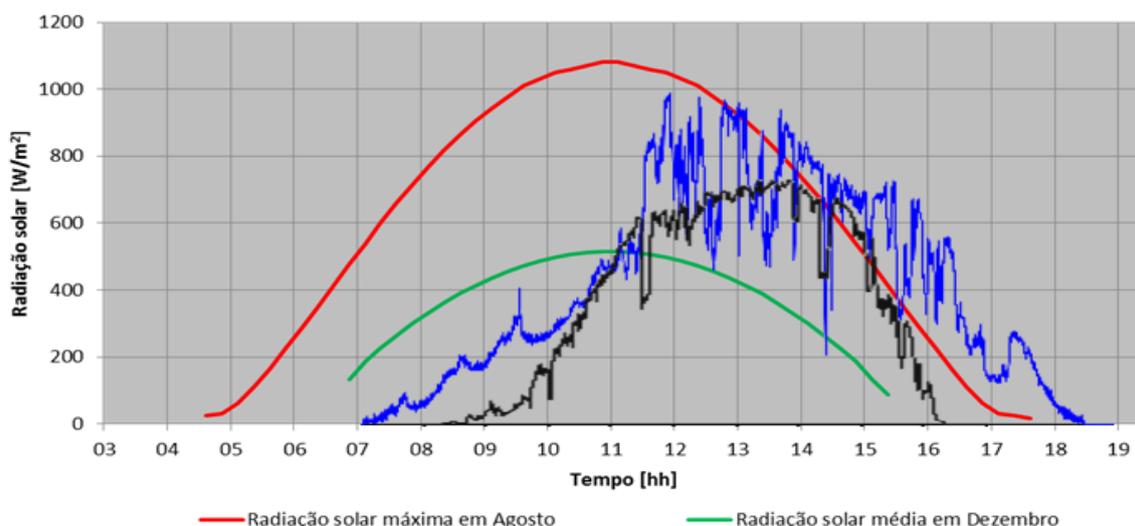


Figura 3- 16:Radiação solar real medida na região de Viseu (especificamente na ESTGV).

3.4.1 Produção expectável

A produção expectável (média e máxima) é calculada em função dos dados da radiação solar média e máxima do melhor e pior mês obtidos anteriormente. Na previsão da produção expectável, é necessário seleccionar a tecnologia dos módulos FV, o respetivo rendimento e a área utilizada.

Os módulos por que se optou neste estudo são de tecnologia monocristalina, dado terem um rendimento mais elevado e como resultado, ocupar uma menor área (escolha realizada com base na revisão de literatura (seção 2.1.2)). O rendimento deste tipo de tecnologia varia dos 12,5% aos 18% (teoricamente). Contudo, o estudo realizado ao módulos FV desta tecnologia, existentes no mercado, permite aferir que este rendimento é da ordem dos 15% (rendimento médio obtido com base nos dados disponibilizados pelos fabricantes). Será este o rendimento (de 15%) escolhido para o cálculo da produção expectável.

A produção expectável (média e máxima) é calculada com base na equação (3-1).

$$E_{PV} = \frac{(G \times \eta) \times A \times t}{1000} \quad (3-1)$$

Em que, E_{PV} é a energia expectável (kWh), G a radiação solar (W/m^2), η o rendimento do módulo FV (assumido como 15%), A a área coberta pelos módulos FV (m^2) e t o tempo (h).

A Figura 3- 17, evidencia a energia acumulada (média e máxima) expectável diária, para os meses de Agosto e Dezembro e deriva do valor acumulado do perfil solar da Figura 3- 15 ao longo de um dia, para uma área coberta de $1m^2$.

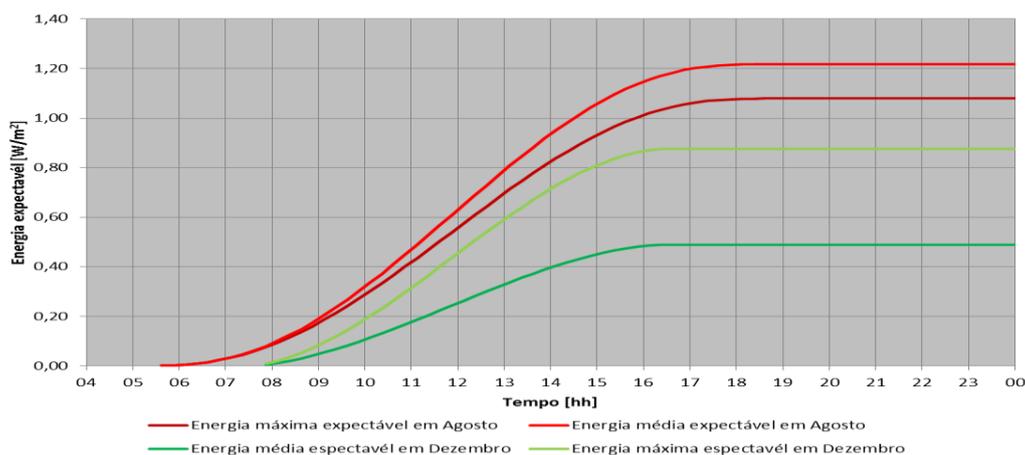


Figura 3- 17: Energia acumulada diária esperada para uma área coberta de 1m².

3.4.2 Adaptação do perfil solar ao perfil da carga

3.4.2.1 Análise de condicionantes (tensão mínima e temperatura dos módulos)

A adaptação do perfil solar ao perfil da carga (unidades de produção de frio) é, como já mencionado, realizado em termos de energia (redução do valor da fatura energética da unidade industrial).

Uma das condições que é necessário garantir para o correto funcionamento do inversor a adotar, é que os módulos FV forneçam uma tensão superior ou igual à tensão mínima de funcionamento do inversor ao qual estarão ligados. De modo a garantir a existência desta tensão mínima de entrada, procedeu-se ao estudo dos inversores existentes no mercado, para conhecer o valor das tensões mínimas de funcionamento. O resultado permitiu concluir que, em termos médios, os inversores necessitam de uma tensão mínima de 211V_{CC} aos terminais.

De evidenciar que este valor condicionará o número de módulos a colocar em fileiras – série de módulos FV – o que, ainda deverá ser ponderado com as variações de tensão provocadas pela flutuação natural das condições climatéricas – variação de radiação solar (nebulosidade, amanhecer, entardecer, etc.) e de temperatura (temperatura das células FV, que, por sua vez, é influenciada pela temperatura ambiente).

Ao longo de um dia, existem dois períodos críticos para garantir a tensão mínima anteriormente referida. São estes, o período do amanhecer e do entardecer, uma vez que, quer ao amanhecer quer ao entardecer, o valor da radiação é baixo e, conseqüentemente, também a tensão de saída dos módulos FV será diminuta. Assim, a tensão mínima para o correto funcionamento dos inversores será determinada por aqueles dois períodos (crónicos), sendo a tensão entre eles sempre superior a eles próprios e não entrando em linha de conta com os baixos valores de radiação provocados por condições climatéricas de carácter aleatório.

Para garantir que, nestes dois períodos, a tensão de saída das fileiras é superior à tensão mínima do inversor, procedeu-se ao estudo das curvas características I-V dos módulos FV. Foram adotadas as curvas I-V, de um módulo típico (de 300 W), à qual se sobrepôs a curva dos MPP³³ (a traço-ponto na Figura 3- 18).

A tensão mínima de saída das fileiras, neste contexto, corresponderá ao valor da tensão de MPP, correspondente ao mínimo de radiação solar. A generalidade dos fabricantes disponibiliza este valor como sendo de 200W/m².

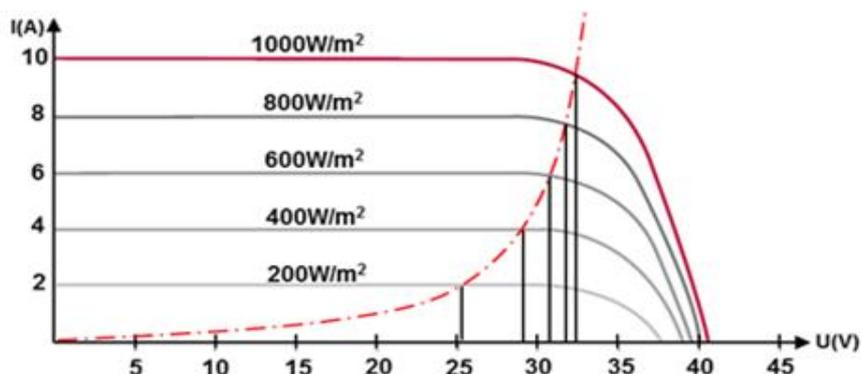


Figura 3- 18: Curva I-V sobreposta da curva dos MPP.

Na Figura 3- 18, verificar-se-á que para uma radiação solar de 200W/m², a tensão mínima de MPP é de 25,5V. Dado que os fabricantes só disponibilizam dados a partir de um valor de radiação de 200W/m² será está o valor mínimo de radiação solar adotada para o dimensionamento do sistema FV. Devido a esta limitação, a radiação solar efetivamente existente não será totalmente contemplada na energia expectável usada neste trabalho. Consequentemente poder-se-á esperar uma produção real, ligeiramente mais elevada do que o valor esperado (ver a Figura 3- 19), dado que englobará as abas à esquerda e direita. Estas abas, são delimitadas pelas retas verticais da figura e pela reta horizontal de 200 e correspondem aos cenários definidos.

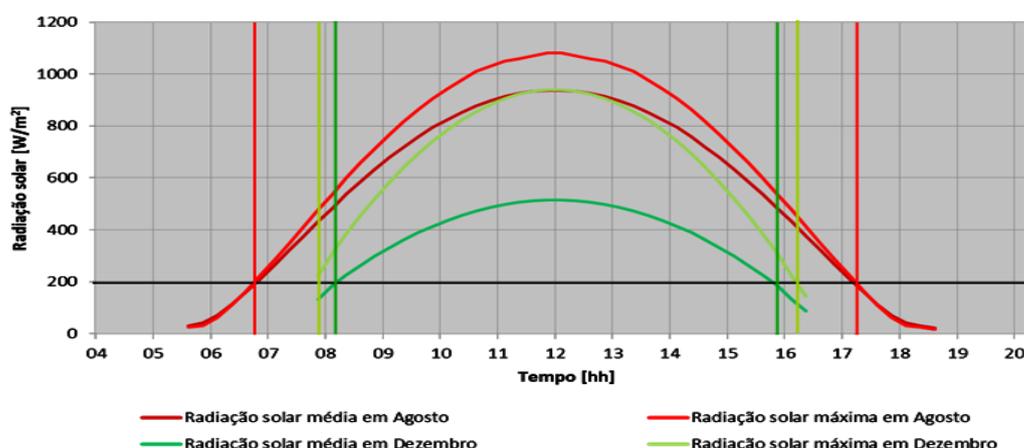


Figura 3- 19: Variação efetiva, média e máxima, da radiação em Agosto e Dezembro.

³³ Esta curva une todos os pontos de máxima potência de um módulo FV, para os vários valores de radiação solar possíveis.

A análise da Figura 3- 19 evidencia o período de produção diário considerado: 10 horas (07:00-17:00) em Agosto e 8 horas (08:00-16:00) em Dezembro, para o valor mínimo de radiação de 200 W/m^2 .

Como atrás referido, a temperatura ambiente também influenciará o número de módulos a interligar nas fileiras e, como resultado, o valor da tensão aos terminais de entrada dos inversores. Em consequência, torna-se necessário conhecer a variação de tensão com a temperatura (aumento da temperatura das células) dos módulos FV. A variação é adquirida com recurso à equação (3-2).

$$V_{\text{MPPmin}} = V_{\text{MPP}} - \beta \times (25 - T_{\text{Cell}}) \quad (3-2)$$

Em que, V_{MPPmin} é a tensão mínima de MPP corrigida, V_{MPP} a tensão mínima de MPP para a radiação de 200 W/m^2 , β o coeficiente de variação de V_{OC} com a temperatura e T_{cell} a temperatura da célula FV.

Nesta equação é utilizado o coeficiente β , normalmente fornecido pelos fabricantes dos módulos FV e que é, tipicamente, variável de fabricante para fabricante. Esta variabilidade obriga à obtenção de um coeficiente médio ($\beta_{\text{médio}}$) traçado com base nos diversos valores fornecidos pelos fabricantes. O valor resultante é de $-0,32\%/^{\circ}\text{C}$.

Os dados disponibilizados pelos fabricantes dos módulos FV são para as condições normalizadas ($\text{STC} - T_{\text{cell}}=25^{\circ}\text{C}$). Como os módulos estarão sujeitos a temperaturas mais elevadas, é necessário contabilizar o diferencial de aumento da temperatura, para garantir que o número de módulos a conectar nas fileiras é suficiente para a tensão mínima de funcionamento do inversor. O diferencial considerado é de intervalos de 25°C , com 25°C a temperatura mínima e 75°C a temperatura máxima (temperaturas selecionadas com base nos dados disponibilizados pelos fabricantes).

Para uma temperatura de 25°C , são necessários nove módulos FV conectados nas fileiras para garantir que a tensão mínima do inversor seja superior a $211V_{\text{CC}}$. Aumentando a temperatura para 50°C , já serão necessários dez módulos na interligação das fileiras. Para a temperatura máxima de 75°C , são necessários onze módulos FV. Deste modo, é possível concluir que, à medida que o diferencial de temperatura aumenta, aumenta em uma unidade os módulos FV a interligar nas fileiras para garantir a tensão mínima de funcionamento dos inversores. Este incremento de uma unidade por cada 25°C de aumento é apenas verdadeiro realizando um arredondamento por excesso do número de módulos – na realidade, a relação entre a variação de temperatura e a área de módulos FV é uma relação de tipo não linear.

3.4.2.2 Análise energética

De forma a realizar a análise energética nos pontos seguintes e a proporcionar uma ferramenta de apoio à decisão para empresas que desejem instalar produção FV nas suas instalações, foi desenvolvida uma ferramenta de simulação³⁴. Esta ferramenta, entre outras potencialidades, permite procurar o ponto de equilíbrio entre a área FV a instalar (mediante o perfil de carga e o perfil solar de cada instalação local) e os custos evitados (energia não adquirida à RESP).

O desenvolvimento desta ferramenta de apoio tem como base os dados disponíveis no portal PVGIS, relativos à radiação solar para o local da instalação FV e o perfil de carga obtido nas medições (seção 3.2.2). Note-se que estes dados são ajustáveis em função da localização (região) do sistema FV e do respetivo perfil de carga. Cada utilizador ficará responsável por ajustar estas condicionantes e, desta forma, influenciar a análise energética.

Os dados relativos à radiação solar do portal PVGIS baseiam-se em valores médios e tendem a seguir uma distribuição normal. Os dados disponibilizados no portal apresentam um cenário de radiação solar média (mais frequente) e um cenário de radiação solar máxima, diários. O simulador integra esta informação e, desta forma, o utilizador pode analisar a situação, não com base num único valor, mas num valor típico (médio) com variabilidade (diferença entre o máximo e médio).

Selecionando-se como extremos da radiação solar expectável, o melhor e o pior mês (Agosto e Dezembro, respetivamente), os restantes meses ficarão englobados na “área” compreendida entre estes. Esta escolha permite reduzir o número de dados em análise, e facilitar a sua compreensão.

Com os dados referentes à radiação solar, calculam-se os valores da energia média e da energia máxima expectável, para o melhor e pior mês. Este cálculo recorre à equação (3-1). É de referir, que os valores da energia expectável, quer a média, quer a máxima, dependem, entre outros fatores, da área FV a instalar. Desta forma, esta ferramenta de apoio permite simular diferentes cenários energéticos, através da variação da área FV a instalar.

A Figura 3- 20 mostra o gráfico resultante da variação da área FV. O gráfico é constituído por uma reta de carga (Ecarga) e pelas seguintes curvas: radiação solar máxima expectável para o mês de Agosto (Radiação max-Agos.), energia máxima expectável produzida no mês de Agosto (Emax-Agos), energia média expectável produzida no mês de Agosto (Emed-Agos), energia máxima expectável produzida no mês de Dezembro (Emax-Dez) e energia média expectável produzida no mês de Dezembro (Emed-Dez).

³⁴ A ferramenta de simulação foi desenvolvida no ambiente do Excel, dado as suas potencialidades (p. ex. elaboração de gráficos, de tabelas dinâmicas, etc.).

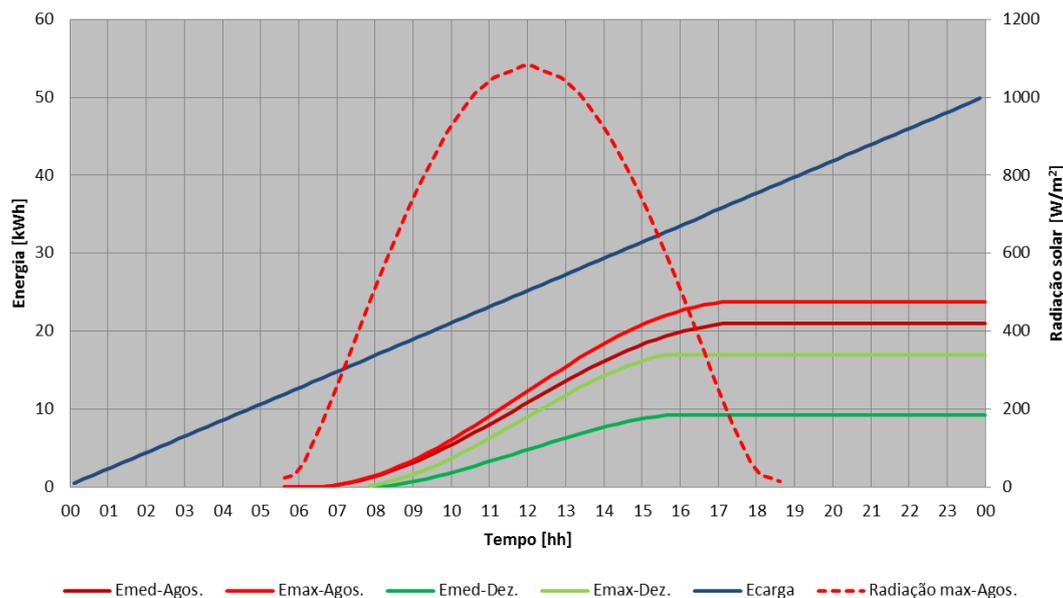


Figura 3- 20:Exemplo de um gráfico de análise energética da ferramenta de apoio.

A reta de carga (a azul na Figura 3- 20) evidencia a energia média acumulada, necessária para as cargas, ao longo de um dia. Esta reta é obtida, através do incremento da energia média³⁵ em períodos de uma hora.

As curvas da energia diária expectável, dos meses extremos, são obtidas através do incremento da energia expectável, em intervalos de uma hora. A Figura 3- 21 identifica essas curvas. As curvas ilustradas, representadas pela cor vermelha e verde, correspondem, respetivamente, ao melhor e ao pior mês de radiação solar. Para cada um destes meses extremos, contemplam-se ainda os dois cenários – o de média e o de máxima radiação solar. Na Figura 3- 21 estão representados com a mesma cor, mas com tonalidade clara/escura.

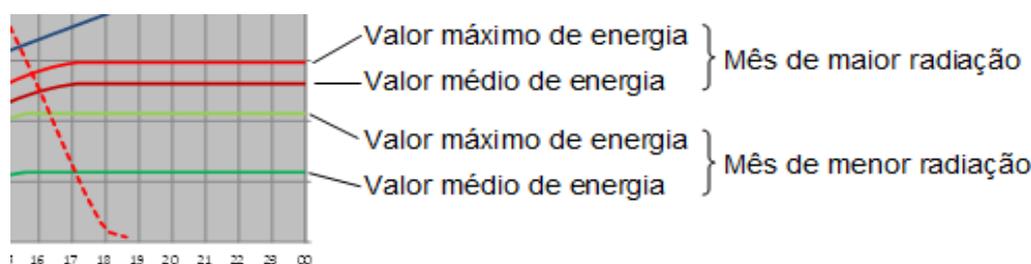


Figura 3- 21:Identificação das curvas dos cenários contemplados.

A curva da radiação solar (a tracejado vermelho da Figura 3- 20), representando o valor da radiação solar diária, é apresentado por forma a tornar mais clara a relação entre as horas de sol e o andamento da produção FV.

³⁵ A energia média para a base de tempo em questão é obtida através de dois cálculos matemáticos: i) da divisão por 30 (valor médio de dias por mês, num ano) do valor médio mensal obtido na seção 3.2.2 (1496kWh), resultando num valor de 49,9kWh/dia e ii) pela divisão deste valor (49,9kWh) por 24 (número de horas por dia de funcionamento das cargas), obtendo-se como resultado 2,08kWh.

Através da análise deste gráfico, pode verificar-se se a energia expectável para os cenários traçados (energia média e máxima) satisfaz as necessidades de energia das unidades de produção de frio. Esta condição verificar-se-á desde que o valor acumulado da energia produzida seja superior ao valor acumulado da energia consumida nas unidades de produção de frio – ambos são representados no gráfico como os extremos das curvas de produção e da reta de carga (Figura 3- 22). Não se verificando esta condição, pode determinar-se a quantidade de energia que será necessário adquirir à RESP.

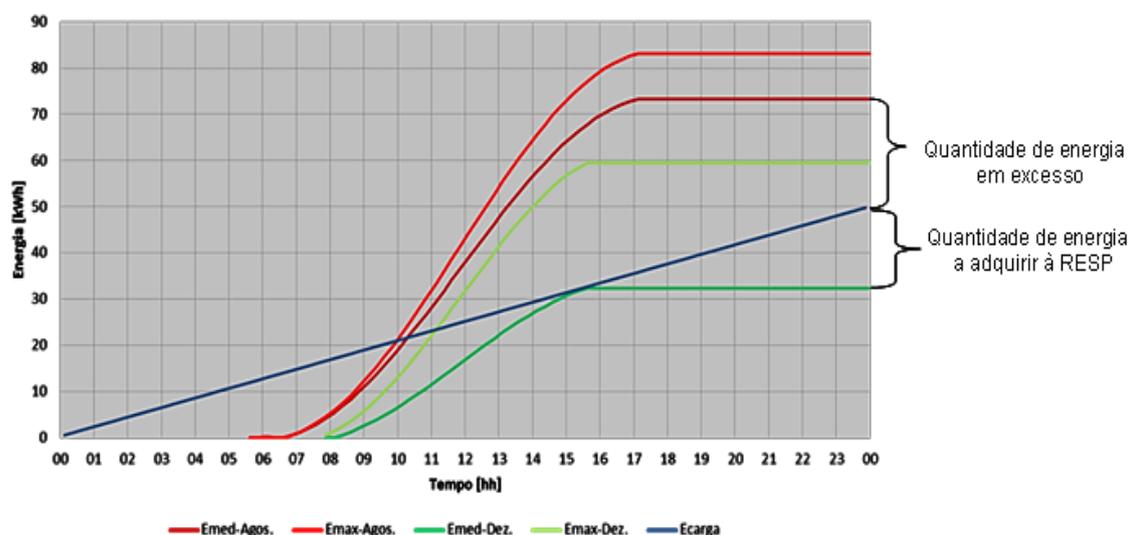


Figura 3- 22:Exemplo de um gráfico de análise energética para satisfação das cargas.

O gráfico permite ainda a análise temporal específica das energias em jogo, ao longo do dia. A Figura 3- 23 evidencia que, em determinados períodos, as curvas dos cenários de Agosto se superiorizam à reta de carga. Estes períodos indicam que a quantidade de energia produzida nestes instantes é superior a quantidade de energia que as cargas necessitam. Nestes períodos, o excesso de energia será consumido localmente, como referido na secção 3.3.2. Porém, no final do dia, ainda se necessita de adquirir energia à RESP para satisfazer a totalidade do consumo das unidades de produção de frio.

Esta análise é evidenciada em gráficos tais como o da Figura 3- 24. Esta fornece o valor líquido da energia a transacionar com a RESP ao longo de um dia. Para maior facilidade de entendimento, apresenta os valores líquidos como áreas compreendidas entre produção média e máxima. O valor líquido da energia transacionada corresponde às áreas a azul e laranja, em função dos cenários considerados – respetivamente, o pior (Dezembro) e o melhor cenário (Agosto) de produção FV. É de salientar que os valores positivos representados neste gráfico correspondem à quantidade de energia a adquirir à RESP, e da mesma forma, os valores negativos à quantidade de energia produzida em excesso.

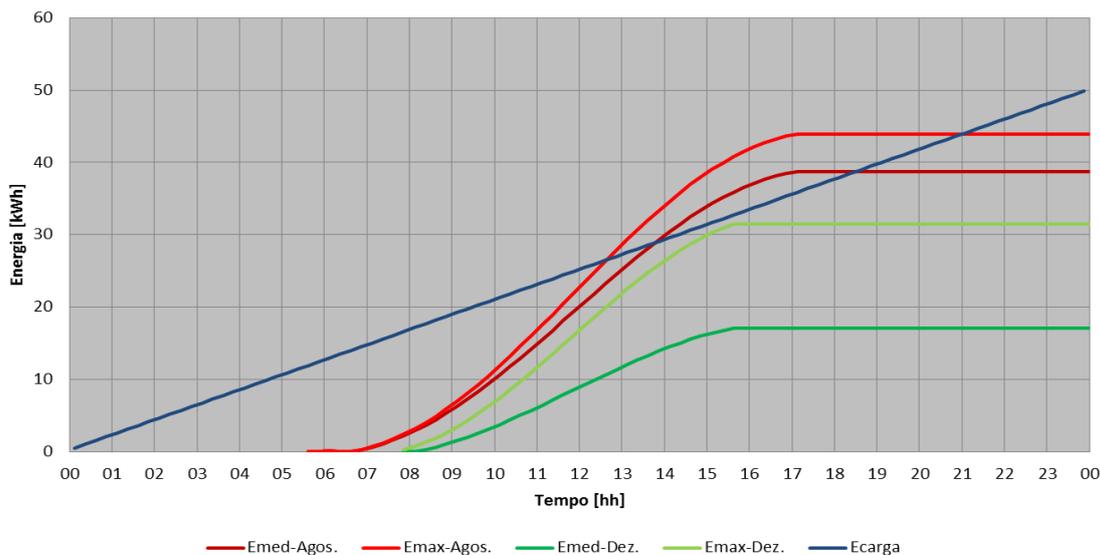


Figura 3- 23:Exemplo de um gráfico da energia a transacionar com a RESP.

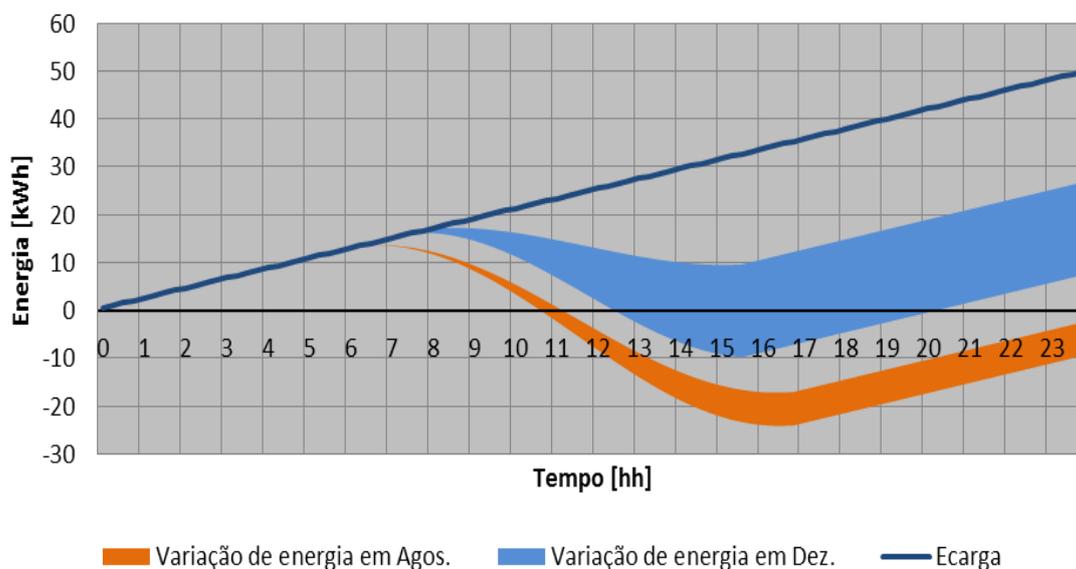


Figura 3- 24:Exemplo de um gráfico de variação da energia expectável.

3.4.2.2.1 Área mínima em função de V_{min} do inversor e $T_{células}$

Considerando que, a temperatura das células é de 75°C (pior situação) e que são precisos onze módulos FV interligados nas fileiras (resultado obtido no ponto anterior) para garantir a V_{min} dos inversores, é necessário uma área FV de 18m² (considerando que em média um módulo tem uma área de 1,64m²).

Com base nesta área de 18m², procedeu-se à análise energética.

3 – Aplicação prática a um caso

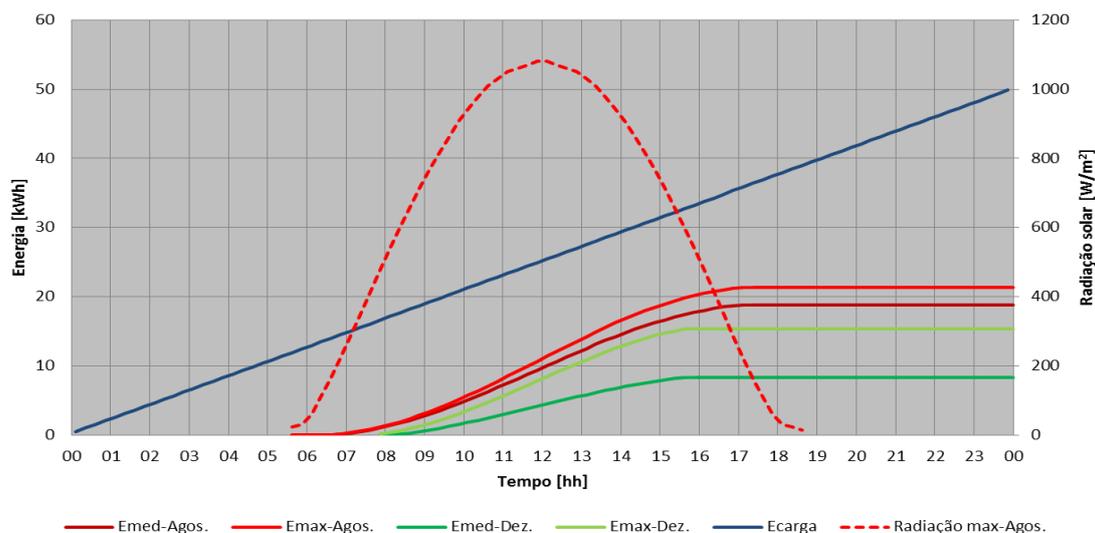


Figura 3- 25:Energia acumulada expectável, para uma área de 18m².

Na Figura 3- 25 verificar-se-á que em todos os cenários traçados, a energia expectável é inferior às necessidades de energia das cargas. Com esta área FV, consegue-se diminuir a quantidade de energia adquirida à RESP, e desta forma, reduzir o valor da faturação energética.

A Figura 3- 26 mostra a variação da energia líquida para a área em análise.

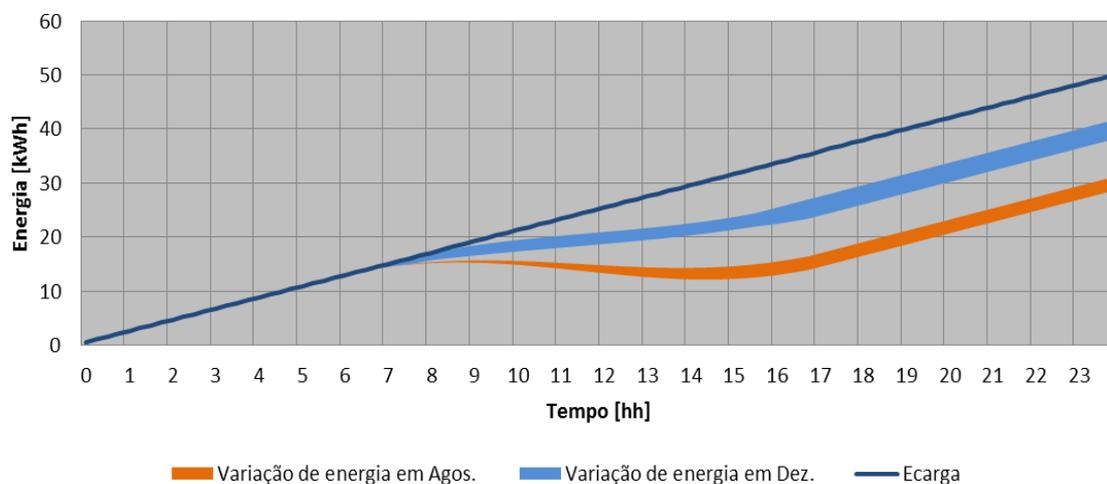


Figura 3- 26:Variação de energia líquida, para os cenários traçados.

A Figura 3- 26 evidencia que, no final do dia para, o cenário de Agosto é necessário adquirir à RESP aproximadamente 31kWh e para o cenário de Dezembro na ordem dos 41kWh, qualquer um deles considerando o valor médio de produção expectável. Considerando o valor máximo de produção expectável, no cenário de Agosto tem que se adquirir cerca de 28kWh à RESP e para o cenário de Dezembro aproximadamente 34kWh.

3.4.2.2.2 Área em função do equilíbrio de energia

A estratégia de análise energética baseia-se na definição de um intervalo de áreas, compreendidas entre a situação mais favorável (Agosto) e a menos favorável (Dezembro). Desta forma, fornece-se ao utilizador os extremos de produção que assegurarão o melhor equilíbrio investimento-proveitos. Entenda-se o equilíbrio investimento-proveitos no sentido em que se produz a quantidade de energia necessária, sem que exista excesso, dada a remuneração oferecida com a injeção de energia na RESP (na ordem dos 0,03€/kWh (seção 3.5.1)). Isto é, os proveitos obtidos com a venda de excedentes não rentabilizam de forma eficiente os custos do investimento em comparação com os proveitos obtidos com a energia que se deixa de adquirir.

A definição de uma área mínima que assegure que a produção seja igual ao requerido pelas cargas, em termos líquidos diários, assegura que se satisfazem as cargas e não se tenha excedentes de energia. Aplicando-se, quer para o mês de Agosto, quer para o mês de Dezembro.

3.4.2.2.2.1 Área para o melhor mês

Em Agosto, para obter o valor líquido referido, essa área será de 48 m². Para satisfazer esta área FV, serão necessários trinta módulos FV interligados nas fileiras e distribuídos por dois inversores³⁶. A Figura 3- 27 ilustra o comportamento energético para área supracitada (48m²).

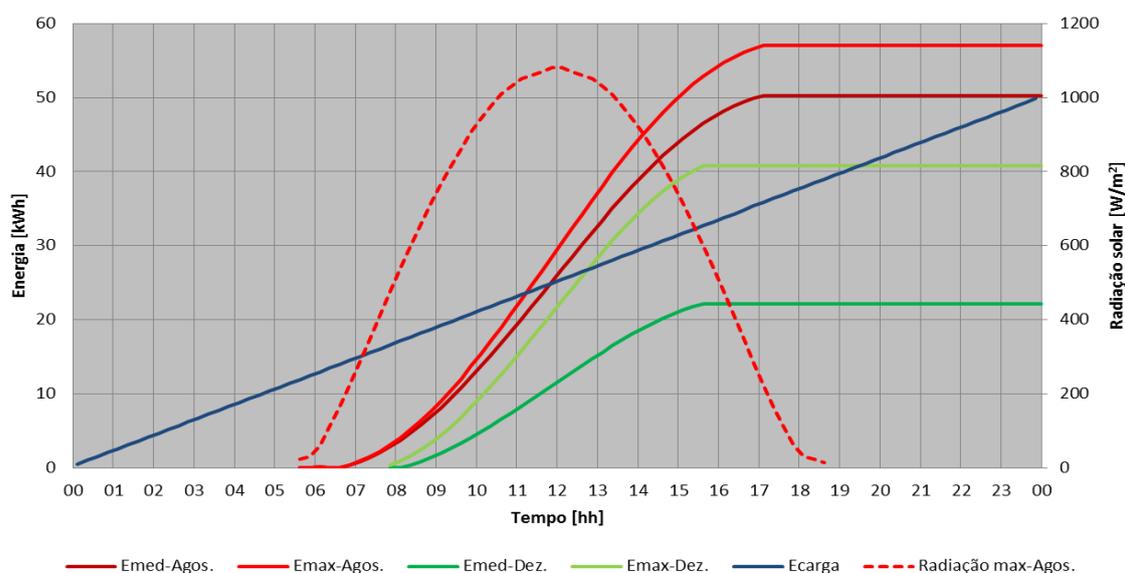


Figura 3- 27: Energia acumulada expectável, para uma área de 48m².

³⁶ Divisão feita devido às tensões fornecidas por este número de módulos FV exceder a tensão máxima admissível de um único inversor.

A Figura 3- 27 mostra que a energia diária, que é expectável obter do sistema FV, com a área em análise, permite satisfazer as necessidades das cargas, para o cenário de energia média e máxima de Agosto.

Nestes cenários, além de se conseguir satisfazer as necessidades energéticas das unidades de produção de frio, existem ainda excedentes de energia. No cenário de energia máxima de Dezembro, durante um período limitado, consegue-se satisfazer as necessidades das cargas, e o excesso de energia produzida neste intervalo, será consumida pelas cargas locais. No caso do cenário de energia média de Dezembro, diminui-se a quantidade de energia adquirida à RESP.

A Figura 3- 28 permite conhecer a variação da energia líquida para a área de 48m².

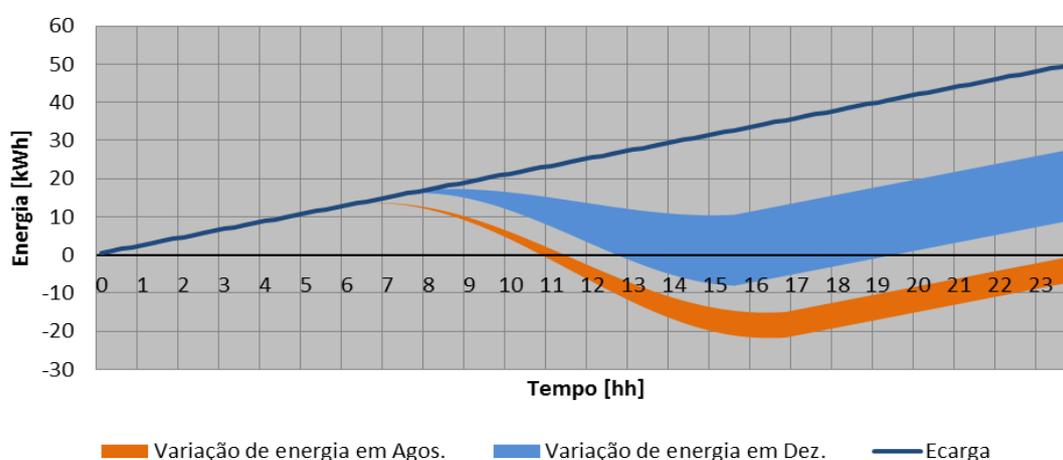


Figura 3- 28:Variação de energia líquida, para uma área de 48m².

A Figura 3- 28 evidencia que, no final do dia, para o cenário de energia média de Agosto, existe aproximadamente 0,40kWh de excesso de energia produzida e, para o cenário de energia máxima, na ordem dos 7kWh. No mês de Dezembro, existe sempre necessidade de adquirir energia à RESP, no final do dia. No cenário de energia média, adquirir-se, aproximadamente 27kWh, e no cenário de energia máxima cerca de 9kWh.

3.4.2.2.2 Área para o pior mês

Escolhendo, tal como no caso anterior, o valor médio para o mês de Dezembro, resultaria uma área de 109m². Esta área implicaria um elevado investimento que seria incomportável uma vez durante todo ano haveria sempre excedentes de energia o que não seria rentável face ao valor da renumeração da energia injetada.

Assim, para o valor máximo para o mês de Dezembro, obtém-se uma área FV de 59m². Para esta área, serão necessários cerca de trinta e seis módulos FV interligados nas fileiras e da mesma forma que anteriormente, distribuídos por dois inversores. A Figura 3- 29 ilustra a variação líquida da energia para esta área.

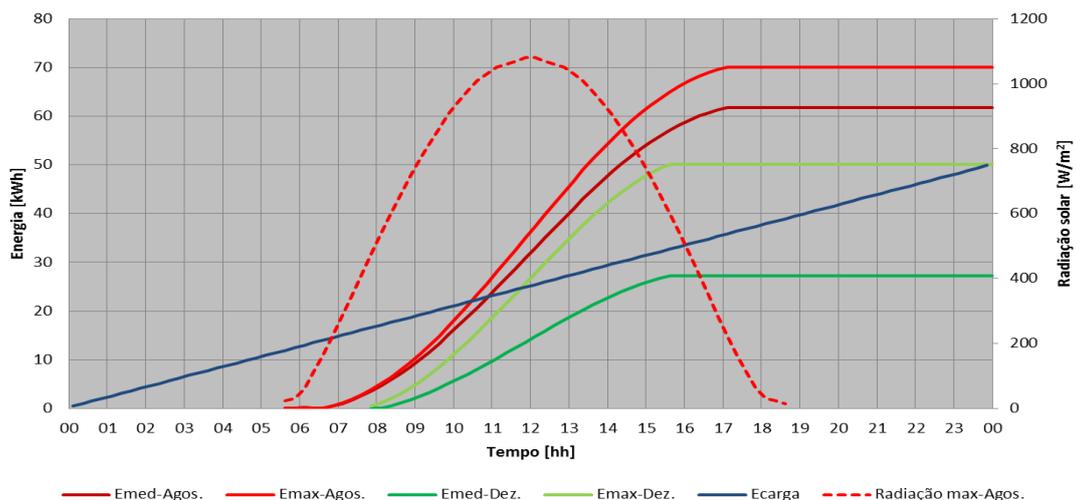


Figura 3- 29:Energia acumulada expectável, para uma área de 59m².

A Figura 3- 29 mostra que, à exceção do cenário de energia média para o pior mês (Dezembro), todos os outros satisfazem as necessidades energéticas das unidades de produção de frio. Verificar-se-á que nestes cenários, existe uma quantidade significativa de energia produzida em excesso. No cenário de energia média de Dezembro, reduz-se a quantidade de energia adquirida à RESP.

A Figura 3- 30 evidencia a variação da energia líquida para a área de 59m²

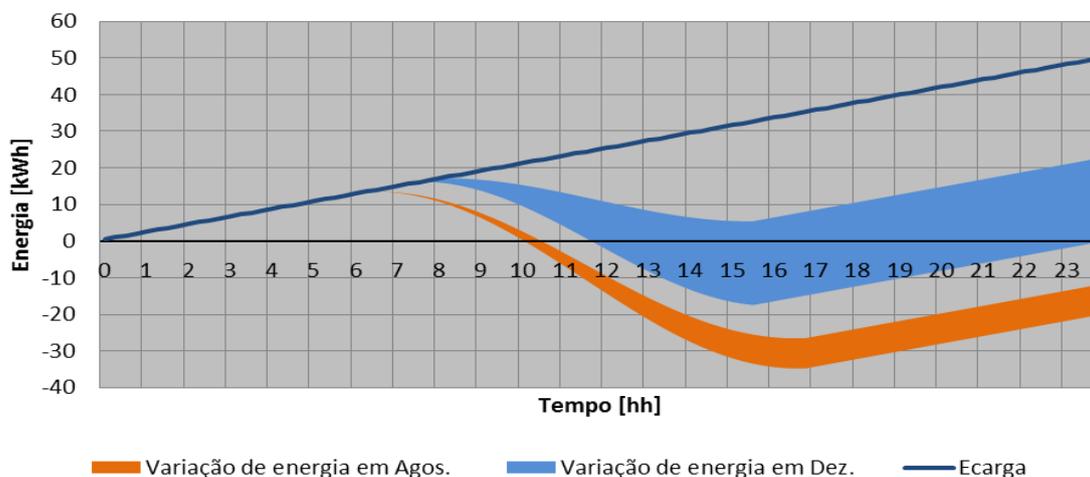


Figura 3- 30:Variação de energia líquida, para uma área de 59m².

A Figura 3- 30 mostra que, tanto para o cenário de energia média, como para o cenário de energia máxima, do melhor mês (Agosto), a quantidade de energia em excesso assume um valor de aproximadamente 11kWh e 20kWh, respetivamente. No cenário de energia máxima do pior mês (Dezembro) o valor de energia em excesso é na ordem dos 0,30kWh. No cenário de energia média, não existe excesso de energia produzida, e é necessário que provenham da RESP aproximadamente 22kWh.

3.5 Análise económica

3.5.1 Análise de renumeração

De acordo com o decreto de lei n.º153/2014, a quantidade de energia produzida em excesso pelas unidades de produção para autoconsumo (UPAC), poderá ser injetada na RESP (Anexo E). A injeção de energia em excesso proveniente destas unidades permite ser renumerada. Para se conhecer o valor da renumeração oferecida, efetuou-se uma análise à evolução dos preços dos últimos dois anos (2015-2016³⁷). Nesta análise, foram obtidos os valores médios mensais do preço de fecho³⁸ do mercado para Portugal³⁹, e calculou-se o valor da renumeração recorrendo-se à equação (E-1). A Figura 3- 31 evidencia os resultados obtidos.



Figura 3- 31: Evolução dos preços de energia injetada das UPAC na RESP.

Na Figura 3- 31 verificar-se-á que, o valor da renumeração tem uma variabilidade considerável ao longo dos meses. Esta variação deve-se a oscilação dos preços de fecho do mercado diário para Portugal. Pode aferir-se que, o preço pago por kWh injetado é relativamente baixo (na ordem dos 0,02€ a 0,05€), em comparação com o preço de aquisição de energia ao comercializador (0,15630€+IVA). Para o decorrente ano (2016), o valor médio pago por kWh injetado na RESP é de aproximadamente 0,03€.

³⁷ Sendo este período selecionado, devido à entrada em funcionamento do presente decreto de lei e à disponibilidade dos atuais dados.

³⁸ Os preços de fecho (ou também denominados de preços de mercado) resultam do cruzamento da curva de compra e da curva de venda.

³⁹ Estes valores são disponibilizados pelo operador de mercado ibérico de energia (OMIE) [55].

3.5.2 Análise do investimento

Com base nas áreas (m²) utilizadas na análise energética (seção 3.4.2.2), procedeu-se, para cada, à análise do investimento. Esta análise permite ajudar o proprietário do capital na decisão de realizar o investimento, ou se, por exemplo, será mais rentável investir o seu capital num outro campo. Adaptar a análise do investimento aos sistemas FV, permite que os proprietários da instalação FV determinem se o investimento será rentável e qual o prazo (expectável) de recuperação do investimento (PRI).

As análises apresentadas de seguida englobam valores monetários de equipamentos (necessários para a instalação do sistema de produção FV), que resultam de amostras obtidas no mercado comercial. Note-se que estes valores são utilizados como indicadores apenas, uma vez que a aquisição destes equipamentos em maior quantidade ou até a compra destes por parte de empresas permite obter descontos comerciais, por exemplo. Deste ponto de vista, os valores reais dos equipamentos utilizados em cada caso poderão aumentar ou diminuir a rentabilidade do projeto, respetivamente através da redução do valor dos equipamentos ou pelo aumento da qualidade⁴⁰ daqueles.

Para facilitar a análise de investimento, para as áreas consideradas, foi utilizada uma ferramenta simples, que permite simular diferentes cenários. Cenários obtidos através da alteração dos valores de investimento e/ou dos proveitos expectáveis (provenientes da compra de energia evitada), em que cada utilizador poderá alterar aqueles valores, em função dos seus condicionalismos próprios.

Na análise de investimentos, considerou-se:

- Um período de 25 anos de análise;
- Uma carência de amortização nos dois primeiros anos de investimento;
- Uma taxa de financiamento de 5%;
- Uma taxa de 8% para os meios libertos brutos (MLB);

O valor da amortização é calculado de acordo com a equação (3-3).

$$\text{Amortização} = \frac{\text{Capital em dívida}}{\text{n}^{\circ} \text{ de anos}} \quad (3-3)$$

Em que o capital em dívida no ano i , resulta do capital em dívida no ano $i-1$, deduzida da amortização anual.

Como se considera que o capital não é próprio, torna-se necessário pagar juros. Estes custos financeiros de financiamento (CFF) são considerados constantes ao longo do tempo em análise e são calculados de acordo com a equação (3-4).

⁴⁰ Que podem incluir seguros, manutenções e assistências garantidas, etc.

$$\text{CFF(juros)} = \text{Capital_em_dívida} \times \text{taxa de financiamento} \quad (3-4)$$

Como o investimento apenas gera “*cash-flows*⁴¹” no futuro, torna-se necessário atualizar esses montantes para um valor presente, para que a análise dos valores seja temporalmente adequada. Para realizar esta operação, utilizou-se o valor atual líquido (VAL), calculado segundo a equação (3-5). Refira-se que, o VAL pode assumir valores positivos, negativos ou nulos. No caso de um VAL positivo, mostra que, o investimento é rentável e que são gerados lucros. No caso de um VAL negativo, evidencia que, o investimento não é rentável. E, no caso de um VAL nulo, indica que, o investimento será rentável, porém não são gerados lucros.

$$\text{VAL} = \sum \text{MLB}_{(8\%)} - \text{Investimento} \quad (3-5)$$

Em que, $\text{MLB}_{(8\%)}$ é dado pela equação (3-6).

$$\text{MLB}_{(8\%)} = \frac{\text{MLB}}{1,08^{\text{ano}}} \quad (3-6)$$

Os MLB são calculados de acordo com a equação (3-7).

$$\text{MLB} = \text{R}_L + \text{CFF} + \text{Amortização} \quad (3-7)$$

Em que, R_L são dados pela equação (3-8).

$$\text{R}_L = \text{RAI} - \text{IRC} \quad (3-8)$$

Em que, R_L são os resultados líquidos, RAI os resultados antes de impostos e IRC o imposto sobre o rendimento de pessoas coletivas.

Como forma de se conhecer o prazo de recuperação do investimento, é utilizada a equação (3-9).

$$\text{PRI} = \frac{25 \times \text{Investimento}}{\sum \text{RAI}} \quad (3-9)$$

A aplicação desta ferramenta, para o caso desta empresa em apreço, baseou-se num investimento variável com uma das três áreas consideradas na análise energética (secção 3.4.2.2), respetivamente a área mínima em função de V_{\min} do inversor e $T_{\text{células}}$, a área para o melhor mês e a área para o pior mês.

⁴¹ Fluxos financeiros.

Na análise de investimento realizada nos pontos seguintes, assume-se que a energia total produzida pelo sistema FV será consumida na instalação, como referido anteriormente. Desta forma, os proveitos (energia não adquirida à RESP) que serão obtidos em cada um dos cenários são considerados constantes ao longo do período em análise, e são calculados de acordo com a tarifa do comercializador de energia (0,15630+IVA €/kWh).

Refira-se que, para assegurar a fiabilidade do investimento a efetuar, os valores de energia anual expectável apresentados de seguida, resultam dos cenários médios de radiação solar (mais frequente) de cada mês.

3.5.2.1 Área mínima em função de V_{\min} do inversor e $T_{\text{células}}$

Tendo em consideração a área mínima resultante da análise energética (18m²), necessita-se de realizar um investimento de cerca 8.291,8€. Refira-se que este valor de investimento já contempla os custos totais da instalação do sistema FV.

Com a implementação desta área FV, obtém-se uma produção anual expectável de 5028,16kWh. O Quadro 3- 2 evidencia os resultados obtidos na análise de investimento.

Quadro 3- 2: Resultados da análise de investimento para a área de 18m².

Serviço da dívida

Ano	1	2	3	4	24	25
Capital em dívida	8291,8	8291,8	8291,8	7931,3	721,0	360,5
Amortização			360,5	360,5	360,5	360,5
Juros	414,6	414,6	414,6	396,6	36,1	18,0
Total (AR+juro)	414,6	414,6	775,1	757,1	396,6	378,5

Ano	1	2	3	4	24	25
Proveitos	785,9	785,9	785,9	785,9	785,9	785,9
Amortizações	0,0	0,0	360,5	360,5	360,5	360,5
CFF	414,6	414,6	414,6	396,6	36,1	18,0
Custos totais	414,6	414,6	775,1	757,1	396,6	378,5
RAI	371,3	371,3	10,8	28,8	389,3	407,4
IRC	0,0	0,0	2,7	7,2	97,3	101,8
RL	371,3	371,3	8,1	21,6	292,0	305,5
MLB	785,9	785,9	783,2	778,7	688,6	684,1
MLB (8%)	727,7	673,8	621,7	572,4	108,6	99,9

No Quadro 3- 2 verificar-se-á que, são gerados cerca de 785,9€ anuais de proveitos. Neste cenário, o VAL obtido é de -238€, evidenciando que no final do período em análise, o investimento não está liquidado e que não são gerados lucros. Neste caso, o PRI expectável é de 37,3 anos.

3.5.2.2 Área para o melhor mês

Para a implementação desta área FV (48m²), os custos de investimento serão na ordem dos 17.320,6€, e obtém-se anualmente uma energia expectável de 13408,42kWh. O Quadro 3- 3 mostra a análise de investimento para este caso.

Quadro 3- 3: Resultados da análise de investimento para a área de 48m².

Serviço da dívida

Ano	1	2	3	4	24	25
Capital em dívida	17320,6	17320,6	17320,6	16567,5	1506,1	753,1
Amortização			753,1	753,1	753,1	753,1
Juros	866,0	866,0	866,0	828,4	75,3	37,7
Total (AR+juro)	866,0	866,0	1619,1	1581,4	828,4	790,7

Ano	1	2	3	4	24	25
Proveitos	2095,7	2095,7	2095,7	2095,7	2095,7	2095,7
Amortizações	692,8	692,8	692,8	692,8	692,8	692,8
CFF	866,0	866,0	866,0	828,4	75,3	37,7
Custos totais	1558,9	1558,9	1558,9	1521,2	768,1	730,5
RAI	536,9	536,9	536,9	574,5	1327,6	1365,3
IRC	0,0	0,0	134,2	143,6	331,9	341,3
RL	536,9	536,9	402,7	430,9	995,7	1023,9
MLB	2095,7	2095,7	1961,5	1952,1	1763,8	1754,4
MLB (8%)	1940,5	1796,8	1557,1	1434,9	278,2	256,2

O Quadro 3- 3 evidencia que, anualmente se obtém proveitos na ordem dos 2095,7€. No final do período em análise, o VAL é positivo mostrando que o investimento é rentável, e que são gerados lucros na ordem dos 3206€. O PRI expectável com a instalação desta área FV é de 18,9 anos.

Este cenário, em comparação com o caso anterior, torna-se atraível, uma vez que se liquida o investimento e se obtém lucros.

3.5.2.3 Área para o pior mês

Nesta área FV (59m²), os custos de investimento serão na ordem dos 20.290,2€, e anualmente obtém-se uma energia expectável de 16481,18kWh. O Quadro 3- 4 ilustra a análise de investimento para a área supracitada.

Quadro 3- 4: Resultados da análise de investimento para a área de 59m².**Serviço da dívida**

Ano	1	2	3	4	24	25
Capital em dívida	20290,2	20290,2	20290,2	19408,0	1764,4	882,2
Amortização			882,2	882,2	882,2	882,2
Juros	1014,5	1014,5	1014,5	970,4	88,2	44,1
Total (AR+juro)	1014,5	1014,5	1896,7	1852,6	970,4	926,3

Ano	1	2	3	4	24	25
Proveitos	2576,0	2576,0	2576,0	2576,0	2576,0	2576,0
Amortizações	811,6	811,6	811,6	811,6	811,6	811,6
CFF	1014,5	1014,5	1014,5	970,4	88,2	44,1
Custos totais	1826,1	1826,1	1826,1	1782,0	899,8	855,7
RAI	749,9	749,9	749,9	794,0	1676,2	1720,3
IRC	0,0	0,0	187,5	198,5	419,0	430,1
RL	749,9	749,9	562,4	595,5	1257,1	1290,2
MLB	2576,0	2576,0	2388,5	2377,5	2157,0	2145,9
MLB (8%)	2385,2	2208,5	1896,1	1747,5	340,2	313,3

O Quadro 3- 4 evidencia que, anualmente se obtêm na ordem de 2576€ de proveitos. No final do período considerado, O VAL é positivo, e são gerados lucros na ordem dos 4779€. Como resultado, o PRI expectável é de 17 anos.

Dos cenários em análise, no final dos 25 anos, do ponto de vista de investimento este último é o mais atrativo. Isto é, para as condições inicialmente impostas, o presente cenário é o que gera mais lucros. Note-se que à medida que se aumenta a área FV, aumentam os custos de investimento por um lado e, por outro, o PRI diminui. No entanto, este comportamento não se mantém, com o aumento da área FV as cargas da instalação não consomem a totalidade da energia produzida e, deste modo necessita-se de injetar energia na RESP. Como o preço de venda de energia à RESP é diminuto, os proveitos que se obtêm diminuem. Assim sendo, vai existir um ponto de investimento em que o PRI aumenta.

3.6 Adaptação ao programa Portugal 20/20

O programa Portugal 20/20 é um acordo definido entre Portugal e a comissão Europeia. Este acordo engloba fundos Europeus, e define os princípios de desenvolvimento económico, social e territorial a promover, em Portugal, entre 2014 e 2020.

Portugal 20/20 é operacionalizado por 16 programas, dos quais, se destaca para o presente caso, o programa operacional sustentabilidade e eficiência no uso de recursos (POSEUR).

Este programa é dividido em três eixos de funcionamento, que são: apoiar a transição para uma economia com baixas emissões de carbono em todos os setores, promover a adaptação às alterações climáticas e a gestão e prevenção de riscos e proteger o ambiente e promover a eficiência na utilização dos recursos.

O presente trabalho e seus anexos de simulação são uma ferramenta importante para a análise do projeto de sistemas de energia renováveis no âmbito deste programa. O estudo efetuado permite responder a questões relacionadas com os investimentos de carácter técnico a realizar, de forma estruturada e esclarecida. Por outro lado, os anexos de simulação permitem aferir, de forma rápida, o prazo de recuperação e a taxa de rentabilidade do investimento, permitindo ganhar tempo no concurso a este tipo de programas.

4. Conclusões

Os sistemas de produção de autoconsumo FV apresentam vantagens, na medida em que permitem diminuir o valor da faturação energética da instalação de utilização, aumentar a continuidade de serviço, reduzir as emissões poluentes bem como diminuir as perdas de energia na rede de distribuição (energia produzida é consumida localmente).

No entanto a sua aplicação não é isenta de riscos de carácter financeiro.

O cálculo da energia produtível expectável, não deverá ser afetado, de forma significativa, por perspectivas demasiado otimistas de produção. A inclusão de uma análise que integre a variabilidade da radiação solar – ao longo do ano e ao longo do mês – melhorará sempre a fiabilidade do investimento a efetuar, pelo menos quando comparado com previsões de produção baseadas em valores tipo.

Deste estudo ressaltaram as seguintes grandes conclusões:

- A localização do sistema FV carece de estudo, para evitar perdas de energia devido a sombreamentos.
- A produção de energia para injeção na rede por sistemas de autoconsumo, não é de todo rentável.
- Um sistema de autoconsumo é rentável com base nos custos evitados com a aquisição de energia à rede.
- A eficiência económica do sistema aumenta, balanceando as cargas da unidade industrial com a potência FV.

Realizar um estudo ponderado para a localização (espacial) do sistema FV, atenua a possibilidade de ocorrerem sombreamentos (previsíveis) que contribuem para aumentar as perdas de energia. Do ponto de vista de investimento económico, os sombreamentos, diminuem a energia produtível, e desta forma, os proveitos económicos que provém desta. Um sistema FV, com uma localização adequadamente prevista, evita este tipo de sombreamentos, não comportando com isso, riscos de carácter financeiro, isto é, a mera realocação não aumentará os custos.

Com base no desenvolvimento do trabalho, pode concluir-se que possuir um sistema de autoconsumo que produza energia em excesso, injetado na RESP, não é economicamente atrativo. A remuneração oferecida pela energia injetada é relativamente baixa (na ordem dos 0,03€/kWh) face ao preço da energia adquirida à RESP (0,15630+IVA €/kWh).

No dimensionamento do sistema FV o objetivo é ajustar a potência produzida às necessidades energéticas da carga em análise. No estudo, constatou-se que, para reduzir os custos fixos (baseados no investimento) e aumentar a rentabilidade do sistema, quanto maior a área FV instalada, tanto maior os proveitos da não compra de energia. No entanto, o aumento da área implica maiores excedentes de energia produzida, durante determinados períodos, que, como anteriormente referido, é economicamente desincentivador. Torna-se portanto necessário arranjar uma forma de consumo dessa energia, que seja economicamente mais rentável. Se uma instalação for vista como um agregado de cargas, em que umas são diretamente adaptáveis aos perfis de produção FV⁴² – cargas diretas – as restantes poderão funcionar como consumidoras de energia para os referidos períodos de excesso – cargas excedentárias. No caso em apreço, as cargas diretas – unidades de produção de frio – têm um consumo que é tanto maior quanto maior a temperatura⁴³, adaptando-se ao perfil de produção FV. A restante instalação (iluminação, computadores e outras) funcionam como consumidoras de excedentes, evitando a reduzida remuneração da injeção na RESP e reduzindo paralelamente o valor da energia adquirida por estes.

O ponto fulcral, para melhorar a eficiência económica deste tipo de investimentos em FV, consistirá, portanto, na determinação de uma potência a instalar (uma área FV particular), que seja baseada no balanceamento das cargas diretas e excedentárias. Genericamente, a potência FV instalada deverá resultar da diferença entre a potência total da instalação e o valor da potência excedentária.

Pode inferir-se que nem todas as instalações serão candidatas a um bom desempenho económico, com instalações de produção FV. Particularmente, porque o primeiro pressuposto requer a existência de equipamentos cujo perfil de consumo se adapte ao perfil de produção da fonte. No entanto, a verificação daquelas duas condicionantes assegurará um desempenho económico eficaz para investimentos em energias renováveis, em particular as baseadas em FV.

⁴² Como por exemplo, arcas frigoríficas, frigoríficos e outros equipamentos de frio.

⁴³ No período de verão, com temperaturas elevadas, o consumo energético destes equipamentos é mais intenso e coincide com o período em que existe mais radiação solar.

4.1 Desenvolvimentos potencialmente relevantes

Apesar que todos os objetivos propostos estarem concluídos, naturalmente, é possível efetuar melhorias e aperfeiçoamentos, nomeadamente:

- i. Melhorar o interface da ferramenta de apoio, de modo a que o utilizador possa ter acesso aos parâmetros a alterar, de forma facilitada.
- ii. Estudar os efeitos do sombreamento com objetos a diferentes distâncias por forma a conhecer-se a perda de potência existente.
- iii. Testar o mecanismo de limpeza periódica dos módulos FV com utilização de aspersores.

REFERÊNCIAS

- [1] The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS LV), *Planning and installing PV systems - A guide for installers-architects and engineers*, Second Edition. 2008.
- [2] ABB, “Technical Application Papers No.10- Photovoltaic plants.” Mar-2014.
- [3] Friedrich Sick and Thomas Erge, *Photovoltaics in Buildings -A Design Handbook for Architects and Engineers*. 1996.
- [4] Dustin Mulvaney, “Photovoltaic (PV) Industry Primer-Overview of PV manufacturers, technologies, supply chains, performance standards & certifications,” pp. 1–19, Apr. 2015.
- [5] Mukund R. Patel, *Wind and Solar Power Systems-Design, Analysis and Operation*, Second Edition. 2006.
- [6] Roger A. Messenger and Jerry Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, Second Edition. 2005.
- [7] Energy Market Authority and Building and Construction Authority, *Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems*. 2011.
- [8] Muhammad H. Rashid, *Power Electronics Handbook*, 3rd ed. 2011.
- [9] “Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm#PT>. [Accessed: 12-Jan-2016].
- [10] “Direção Geral de Energia e Geologia.” [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Accessed: 22-Jan-2016].
- [11] “Power-Voltage Characteristics of PV generator.” [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/262005853_fig12_Fig-5-Power-Voltage-Characteristics-of-PV-generator. [Accessed: 11-Apr-2016].
- [12] Carlos Olalla, Daniel Clement, Miguel Rodriguez, and Dragan Maksimovic, “Architectures and Control of Submodule Integrated DC–DC Converters for Photovoltaic Applications,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 2980–2997, Jun. 2013.
- [13] M. Z. Shams El-Dein, Mehrdad Kazerani and M. M. A. Salama, “Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 145–153, Jan. 2013.
- [14] Mohammadmehdi Seyedmahmoudian, Saad Mekhilef, Rasoul Rahmani, Rubiyah Yusof and Ehsan Taslimi Renani, “Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems,” *Energies*, vol. 6, pp. 128–144, Jan. 2013.
- [15] Yunlin Sun, Xiangzhi Li, Ruijiang Hong and Hui Shen, “Analysis on the Effect of Shading on the Characteristics of Large-scale on-grid PV System in China,” *Sci. Res.*, vol. 5, pp. 215–218, Jul. 2013.

- [16] Jesus C. Hernandez and Pedro G. Vidal, “Guidelines for Protection Against Electric Shock in PV Generators,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 1, pp. 274–282, Mar. 2009.
- [17] Siemens, “Standard-compliant components for photovoltaic systems- Safe and cost-efficient construction and operation,” pp. 1–24, 2012.
- [18] M.C. Falvo and S. Capparella, “Safety issues in PV systems: Design choices for a secure fault detection and for preventing fire risk,” *ScienceDirect*, pp. 1–16, Dec. 2014.
- [19] “Safe and reliable photovoltaic energy generation-Selection of low voltage switchgears and circuit protection components per type of photovoltaic electrical architecture,” *Sneider Electr.*, pp. 1–44, May 2012.
- [20] Vincenzo Di Dio, Rosario Miceli I, Cosimo Rando and Gaetano Zizzo, “Dynamics Photovoltaic Generators: technical aspects and economical valuation,” *Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives Autom. Motion*, pp. 635–640, 2010.
- [21] “Guia Prático de Instalações de Micropodução,” *Certiel – Associação Certificadora de Instalações Eléctricas*, pp. 1–21.
- [22] Girish. P. Ahire, Prof. R. P. Hasabe and Prof. Dr. A. P. Vaidya, “An Incremental Conductance Based Maximum Power Point Tracking for a PV Array Operating under Nonuniform Irradiance,” *IJIRST –International J. Innov. Res. Sci. Technol.*, vol. 1, pp. 34–42, Feb. 2015.
- [23] “On track for efficient solar power.” [Online]. Available: <https://electronicsnews.com.au/on-track-for-efficient-solar-power/>. [Accessed: 29-Mar-2016].
- [24] Saleh Elkelani Babaa, Matthew Armstrong and Volker Pickert, “Overview of Maximum Power Point Tracking Control Methods for PV Systems,” *Sci. Res.*, pp. 59–72, Aug. 2014.
- [25] B. Blackstone, Y. Baghzouz and S. Premrudeepreechacharn, “Determining MPPT and Anti-Islanding Techniques in a Grid-Tie PV Inverter,” *IEEE*, pp. 409–413, 2012.
- [26] Dezso Sera, “Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT for Residential PV Systems,” Aalborg University, 2009.
- [27] Yi Huang, Jin Wang, Fang Z. Peng and Dong-Wook Yoo, “Survey of the Power Conditioning System for PV Power Generation,” *IEEE Trans. Power Electron.*, pp. 1–6, Jun. 2006.
- [28] Srushti R. Chafle and Uttam B. Vaidya, “Incremental Conductance MPPT Technique for PV System,” *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, vol. 2, pp. 2719–2726, Jun. 2013.
- [29] A.Dolara, R.Faranda and S.Leva, “Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems,” *Sci. Res.*, pp. 152–162, Sep. 2009.

-
- [30] Sheetal W. Dubewar and Dr. D. R. Patil, “Comparative Study of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” *Int. J. Eng. Res. Technol. IJERT*, vol. 4, pp. 216–223, Feb. 2015.
- [31] *Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro*. pp. 5298 – 5311.
- [32] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” Sep-2014.
- [33] California Energy Commission, “A guide to photovoltaic (PV) system design and installation.” Jun-2001.
- [34] Deepak Paramashivan Kaundinya, P. Balachandra and N.H. Ravindranath, “Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 2041–2050, Feb. 2009.
- [35] M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh, “A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, Oct. 2011.
- [36] M.K. Deshmukha, S.S. Deshmukh, “Modeling of hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 235–249, Jul. 2006.
- [37] “Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments,” *Int. Energy Agency-IEA*, pp. 1–63, Dec. 2002.
- [38] *Regulamento n.º455/2013- Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico*. 2013, pp. 34814–34900.
- [39] Stéphane Rollier, “Control and protection rests on measurement precision.” [Online]. Available: <http://www.powersystemsdesign.com/control-and-protection-rests-on-measurement-precision>. [Accessed: 24-Feb-2016].
- [40] Frede Blaabjerg, Fello Zhe Chen and Soeren Baekhoej Kjaer, “Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, Sep. 2004.
- [41] Charis Demoulias, “A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected PV plants,” *Electr. Power Syst. Res.*, pp. 1197–1204, May 2010.
- [42] SMA, “Informação Técnica Rendimentos e Derating,” pp. 1–134.
- [43] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen and Frede Blaabjerg, “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, Oct. 2005.
- [44] W. Kramer, S. Chakraborty, B. Kroposki, and H. Thomas, *Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems- Part 1: Systems and Topologies*. 2008.
- [45] Eduardo Román, Ricardo Alonso, Pedro Ibañez, Sabino Elorduizapatarietxe and Damián Goitia, “Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1066–1073, Aug. 2006.

- [46] Mike Meinhardt, Günther Cramer, Bruno Burger and Peter Zacharias, “Multi-String-Converter with Reduced Specific Costs and Enhanced Functionality,” *ScienceDirect*, no. 1–8.
- [47] D. Picault, B. Raison and S. Bacha, “Guidelines for evaluating grid connected PV system topologies,” *IEEE*, 1-5.
- [48] Hadeed Ahmed Sher and Khaled E. Addoweesh, “Micro-inverters — Promising solutions in solar photovoltaics,” *Energy Sustain. Dev.*, pp. 389–400, Oct. 2012.
- [49] Antoneta Iuliana Bratcu, Iulian Munteanu, Seddik Bacha, Damien Picault and Bertrand Raison, “Cascaded DC–DC Converter Photovoltaic Systems: Power Optimization Issues,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 2, pp. 403–411, Feb. 2011.
- [50] Yoash Levron, Daniel Russel Clement, Beomseok Choi, Carlos Olalla and Dragan Maksimovic, “Control of Submodule Integrated Converters in the Isolated-Port Differential Power-Processing Photovoltaic Architecture,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 2, no. 4, pp. 821–832, Dec. 2014.
- [51] Carlos Olalla, Christopher Deline, Daniel Clement, Yoash Levron, Miguel Rodriguez and Dragan Maksimovic, “Performance of Power-Limited Differential Power Processing Architectures in Mismatched PV Systems,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 2, pp. 618–631, Feb. 2015.
- [52] Geoffrey R Walker and Jordan C Pierce, “PhotoVoltaic DC-DC Module Integrated Converter for Novel Cascaded and Bypass Grid Connection Topologies - Design and Optimisation,” pp. 1–7.
- [53] Shubin Qin, Stanton T. Cady, Alejandro D. Domínguez-García and Robert C.N. Pilawa-Podgurski, “A Distributed Approach to MPPT for PV Sub-Module Differential Power Processing,” *IEEE*, pp. 1–8.
- [54] “Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>. [Accessed: 10-Feb-2016].
- [55] “OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 27-Jul-2016].
- [56] Murat ÜNLÜ, Sabri ÇAMUR, Ersoy BEŞER and Birol ARİFOĞLU, “A Current-Forced Line-Commutated Inverter for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems,” *ResearchGate*, vol. 15, no. 2, pp. 85–92, Jan. 2015.
- [57] *Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos -Diretiva n.º16/2015 - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016*. 2015, pp. 1–65.

ANEXO A

Para se conseguir fazer variar as condições de funcionamento do sistema FV, ou seja, forçar a tensão e a corrente do módulo FV (ou matriz) a aumentar/diminuir é necessário exercer uma ação de controlo. A Figura A- 1 mostra um exemplo de implementação de alteração das condições de funcionamento recorrendo a conversores eletrónicos. Estes conversores são compostos por semicondutores de potência, controlados através de um sinal digital, designado de ciclo de trabalho, D. O ciclo de trabalho admite valores entre 0% e 100%. Não entrando em detalhes, uma ação típica de controlo é o aumento/diminuição do D de um conversor CC/CC, tendo como consequência a alteração das condições elétricas “vistas” pela fonte geradora. A Figura A- 1 mostra que o módulo FV “verá” uma resistência equivalente ($R_L^{\text{equivalente}}$), ao conjunto conversor e carga ao qual está ligado. A alteração do sinal de comando D, no conversor, permite alterar o valor de resistência vista pelo módulo FV e, consequentemente alterar o seu ponto de funcionamento, sem que o valor da carga R_L se tenha alterado.

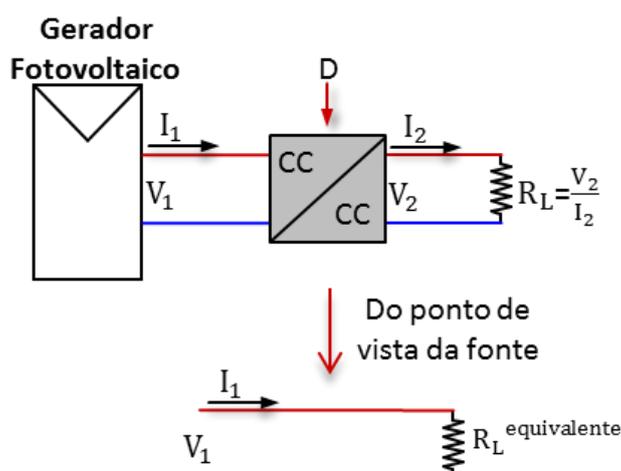


Figura A- 1:Exemplo de ação de controlo.

Nas suas configurações mais básicas, os conversores mencionados podem ter uma configuração elevadora ou redutora de tensão, sendo conhecidos como conversores “*Boost*” ou “*Buck*”, respetivamente.

A Figura A- 2 ilustra os pontos de funcionamento do sistema descrito. A ligação direta da carga ao módulo FV fixaria um ponto de funcionamento, identificado como R_L . A introdução de um conversor (no exemplo é utilizado um “*Boost*”) entre o módulo FV e a carga R_L e a alteração do ciclo de trabalho D permite alterar o ponto de funcionamento do módulo FV. A figura identifica dois pontos, um deles para um D de 80% e um outro para um D de 50%, cada um deles correspondendo a um valor de resistência, vista pelo módulo FV, diferente.

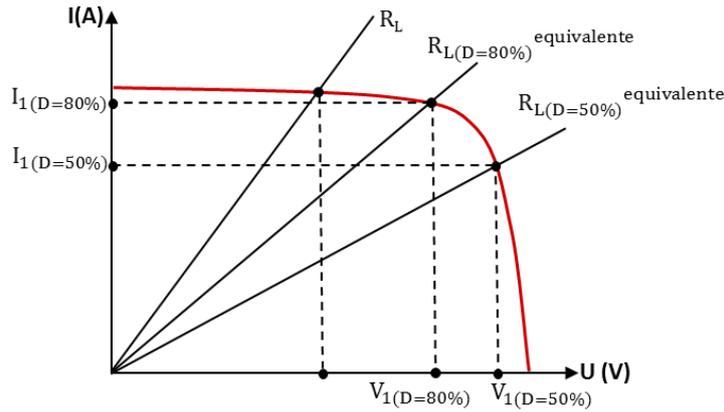


Figura A- 2:Funcionamento do módulo FV com um conversor “Boost”.

Em seguida, são apresentadas as equações (simplificadas) associadas a um conversor “Buck” que permitem variar as condições de funcionamento através da alteração de D.

$$I_2 = \frac{1}{D} \times I_1 \quad (\text{A-1})$$

$$V_2 = D \times V_1 \quad (\text{A-2})$$

$$R_L^{\text{equivalente}} = R_L \times \frac{1}{D^2} \quad (\text{A-3})$$

No caso de um conversor “Boost”, as equações (simplificadas) associadas a este, são:

$$I_2 = (1 - D) \times I_1 \quad (\text{A-4})$$

$$V_2 = \frac{1}{1-D} \times V_1 \quad (\text{A-5})$$

$$R_L^{\text{equivalente}} = R_L \times (1 - D)^2 \quad (\text{A-6})$$

A análise das equações anteriores permite afirmar que ao proceder-se a alteração do D do conversor, alterar-se a $R_L^{\text{equivalente}}$ vista da fonte (sem que R_L se altere), como atrás referido. Isto é, ao proceder-se a alteração do D do conversor, alterar-se I_2 e V_2 e, como consequência, alterar-se a correntes e a tensão do lado da fonte (I_1, V_1), fixado o módulo FV num novo ponto de funcionamento.

Por exemplo, implementado um sistema FV com um conversor “Boost” (admitindo a radiação solar e temperatura, constantes), com $D=80\%$ e com uma $R_L=600\Omega$. A resistência vista da fonte será a seguinte:

$$R_L^{\text{equivalente}} = 600 \times (1 - 0.8)^2 = 24\Omega$$

Alterando o D para 50%, a resistência vista da fonte, será dada por:

$$R_L^{\text{equivalente}} = 600 \times (1 - 0.5)^2 = 150\Omega$$

No pressuposto que o sistema anterior agora é implementado com um conversor “Buck”, a resistência equivalente vista da fonte para D=80%, fica:

$$R_L^{\text{equivalente}} = 600 \times \frac{1}{0.8^2} = 937,5\Omega$$

No caso de se proceder a alteração do D de 80% para 50%, a resistência vista da fonte é dada por:

$$R_L^{\text{equivalente}} = 600 \times \frac{1}{0.5^2} = 2400\Omega$$

A Figura A- 3 mostra os pontos de funcionamento do módulo FV atrás descritos, com a implementação de um conversor “Buck”.

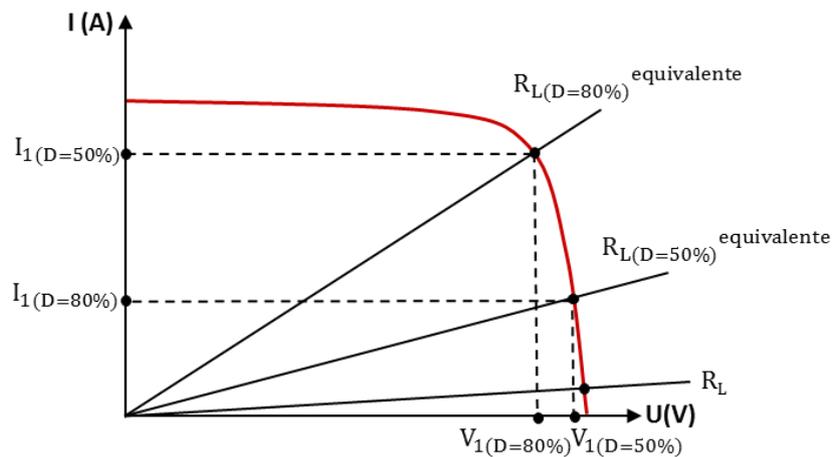


Figura A- 3:Funcionamento do módulo FV com um conversor “Buck”.

ANEXO B

Uma parte substancial dos métodos de MPPT, funcionam com base em leituras das condições elétricas (tensão e corrente, das quais se pode inferir a potência) instantâneas dos módulos FV e, por comparações sucessivas – quer com um padrão, quer com valores anteriores – tentam ajustar as condições de funcionamento dos módulos FV para que estes forneçam a máxima potência, que as condições climáticas permitem.

A eficácia de um método de MPPT pode ser visto por dois prismas: velocidade de convergência para o MPP e precisão da pesquisa. A primeira prende-se com o tempo gasto para conseguir chegar ao ponto de potência máxima e a segunda com a estabilidade com que se atinge esse ponto.

Os métodos de pesquisa MPP são tanto mais lentos, quanto maior o número de amostras (de tensão e de corrente) que adquirem. No entanto, a precisão da definição do MPP será mais elevada. Refira-se que, até ser encontrado o ponto ótimo, os módulos não se encontrarão no seu ponto de máxima potência, existindo uma perda de energia durante esse intervalo, que é tanto maior, quanto maior for a lentidão com que a pesquisa é feita.

A Figura B- 1 a) mostra uma curva P-V, percorrida por um método de pesquisa rápido. Este método atinge o ponto máximo da curva P-V em cerca de 4 unidades de tempo⁴⁴. Paralelamente, a oscilação em torno do MPP é grande, representando também uma perda de energia. A Figura B- 1 b) ilustra o caso da mesma curva P-V, mas percorrida por um método de pesquisa mais preciso, logo mais lento. Nesta situação, o método demora 10 unidades de tempo até encontrar o MPP. Durante este intervalo de tempo (10 unidades de tempo), o módulo FV não funciona no seu MPP, representando isso perdas de energia. Paralelamente, após atingir o MPP a oscilação é menor.

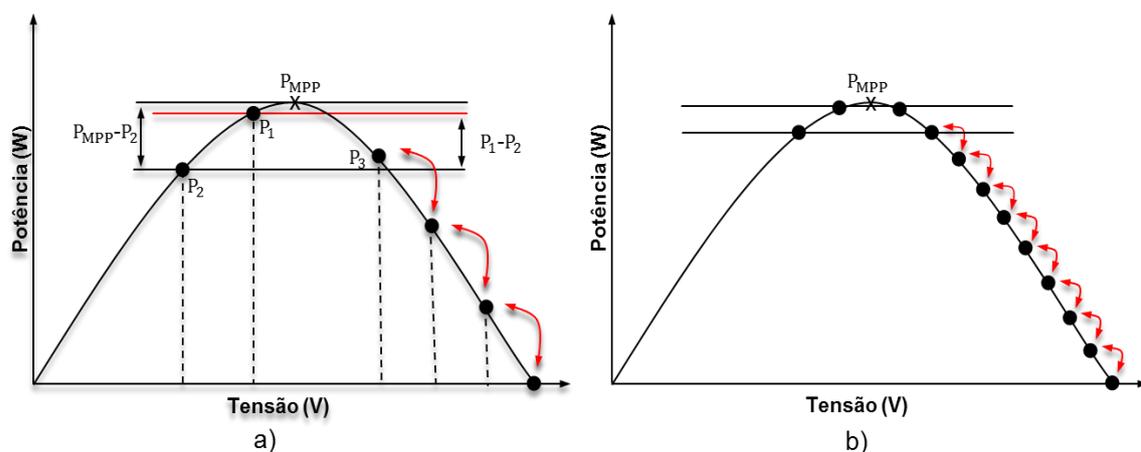


Figura B- 1:Exemplos de pesquisa de MPP.

⁴⁴ Unidade tempo = tempo de aquisição + tempo de processamento.

Estes problemas de oscilações em torno do MPP (p. ex. no método P&O) são explicitados seguidamente. Ao percorrer a curva P-V, o ponto de funcionamento vai oscilar constantemente em torno dos pontos P_1 , P_2 e P_3 . Isto é, o método ao seguir a curva P-V, chega ao ponto P_3 e na iteração seguinte “saltará” para o ponto P_1 . Neste sentido, como verifica que a potência aumenta, continua a efetuar o seguimento na mesma direção, o que implica que salta para o ponto P_2 . Ao saltar para o ponto P_2 , verifica que a potência diminui e na próxima iteração salta para o ponto P_1 . Como a potência nesta direção aumenta, de seguida volta a saltar para o ponto P_3 . No entanto, nesta situação, a potência diminui, e a direção do salto volta a ser inversa. Deste modo, o método efetua a pesquisa em torno destes três pontos, sem conseguir fixar-se na máxima potência (P_1), existindo cronicamente um erro que é dado quer pela diferença entre P_1 e P_2 , quer entre P_1 e P_3 (erro do método). Para além deste erro, existe um outro dado pela diferença entre P_{MPP} e P_2 (erro da iteração).

ANEXO C

A conversão de tensões contínuas em alternadas, vulgo inversores, é realizada com recurso a componentes semicondutores de eletrónica de potência, montados numa estrutura denominada de ponte H (4 componentes) para sistemas monofásicos, ou em ponte completa (6 componentes) para sistemas trifásicos (ver a Figura C- 1).

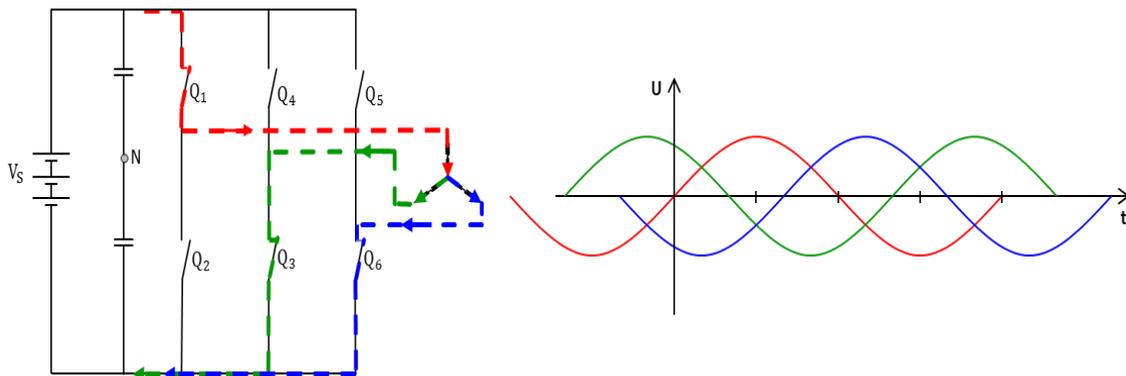


Figura C- 1:Exemplo da conversão CC/CA trifásica.

Os componentes montados nas estruturas dos inversores, podem ser, transístores bipolares, transístores de potência por efeito de campo de óxido de metal (“*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*” ou Mosfets), transístores bipolares de porta isolada (“*Insulated Gate Bipolar Transistor*” ou IGBTs), tirístores GTO (“*Gate Turn-Off Thyristors*”) e outros [1], [37]. Estes componentes possuem a capacidade de alterar o seu estado, entre a condução e o corte, a elevadas frequências (exceto os tirístores), permitindo desta forma manipular a energia elétrica. Esquemas de controlo adequados possibilitam uma transformação da energia elétrica com melhor qualidade, atenuando a componente harmónica existente.

O funcionamento destes componentes é análogo ao de um interruptor. Quando o interruptor estiver aberto- t_{on} não permite a passagem de corrente (componente em corte) e, quando estiver fechado- t_{off} (componente em condução), permitirá a sua passagem.

A forma mais generalizada de efetuar o comando sobre os estados de comutação dos componentes é recorrer à técnica de modulação de largura de pulso (“*Pulse Width Modulation*” ou PWM) [1], [8], [37].

O PWM consiste no controlo, de forma contínua, da largura de pulso de uma onda quadrada, onde o valor médio da onda de saída se assemelha ao sinal a ser modelado [37]. O controlo da largura de pulso da onda quadrada é efetuado através do D e, é calculado pela equação (C-1). A Figura C- 2 exemplifica a técnica de PWM, em que o período se mantém constante ao longo do tempo e o que varia é a relação entre o T_{on} e o T_{off} . Por exemplo, se se tiver um $D=20\%$, a onda quadrada mantém-se 20% do tempo no nível alto e 80% no nível baixo. Note-se que as percentagens de D são uma função direta do valor do sinal que se pretende modular (S), isto é, se, em determinado momento, o sinal S for de 70% do seu valor máximo, então o valor do D será de 70%.

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (C-1)$$

Em que, t_{on} é o tempo em aberto e T o período da onda.

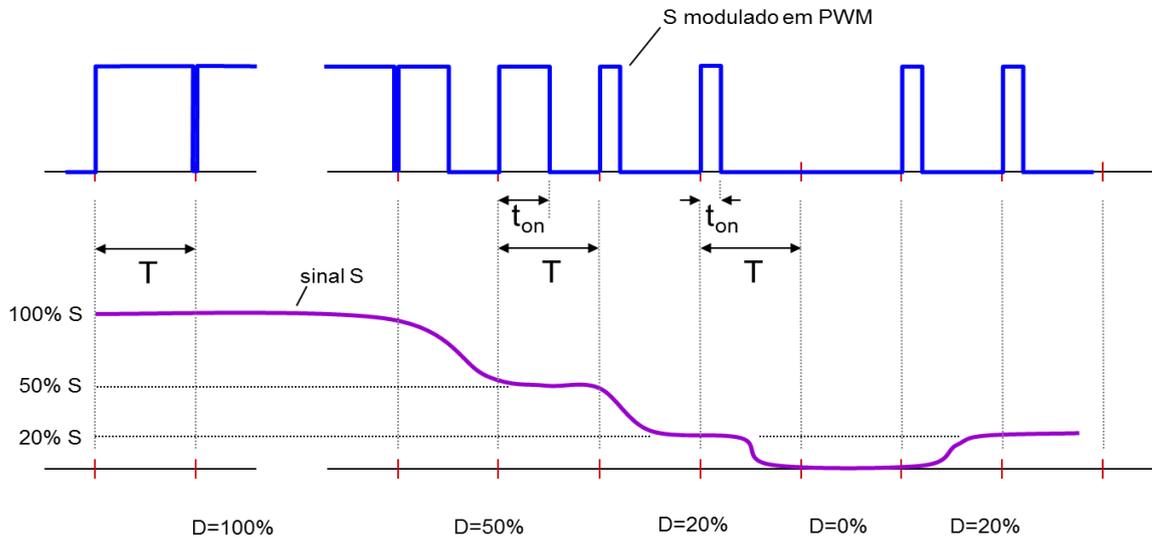


Figura C- 2:Exemplo da técnica de PWM.

A Figura C- 3 evidencia a modulação de um sinal sinusoidal (a verde) pela onda quadrada (a azul na mesma figura).

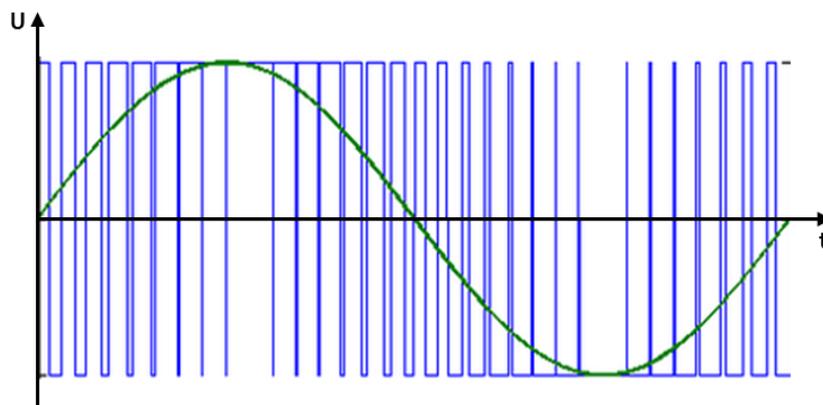


Figura C- 3:Modulação de um sinal em PWM.

Atualmente, no mercado, existe uma grande panóplia de inversores para sistemas FV, que diferem no seu modo de funcionamento e de controle. Desta forma, os inversores podem ser divididos em dois grupos, inversores comutados pela rede e inversores de comutação forçada (ver a Figura C- 4) [8], [37].

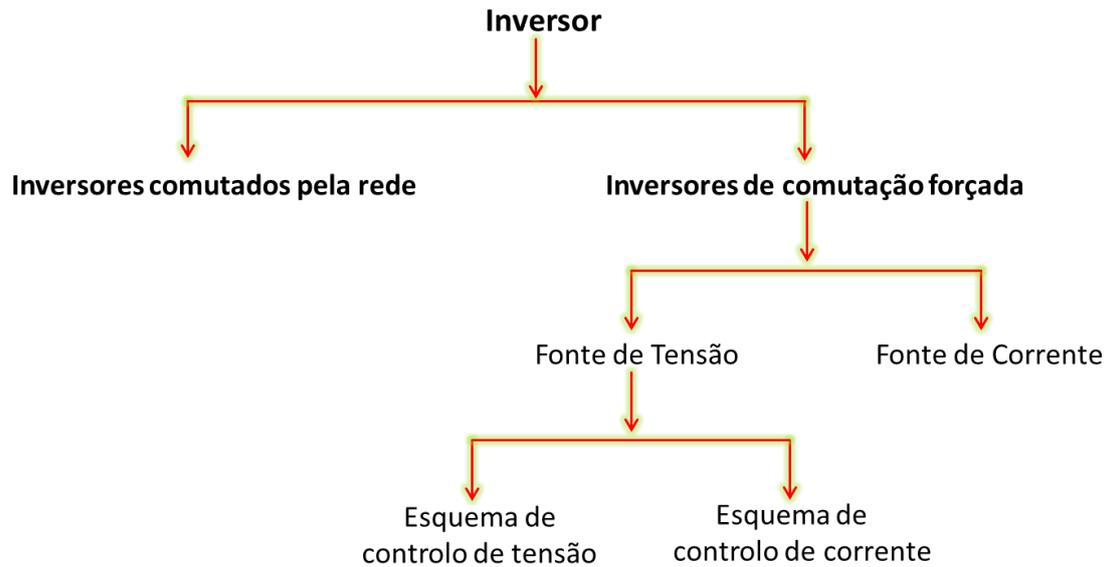


Figura C- 4:Classificação de inversores.

Os inversores comutados pela rede (“*Line-Commutated inverter*”), não são utilizados neste tipo de aplicação (instalações FV), uma vez que o seu funcionamento é baseado em tirístores, onde só é possível controlar o tempo de condução- T_{on} [37]. Para controlar o tempo em corte- T_{off} é preciso um circuito suplementar ou uma fonte que reduz a corrente até zero [37], [56]. Além disso, este tipo de inversores possuem como desvantagem uma baixa qualidade da onda CA, devido à componente harmónica causada pelo comutar lento dos tirístores e um baixo fator de potência [37], [56]. Em contrapartida, possuem como vantagens uma estrutura simples, robusta e de baixo custo [37], [56].

Os inversores de comutação forçada (“*Forced-Commutated inverter*”⁴⁵) genericamente são caracterizados por controlarem a forma de onda da tensão (ou de corrente) do lado CA, ajustar o fator de potência e atenuar componentes harmónicas [1], [37].

Paralelamente, os inversores de comutação forçada podem ser vistos como uma fonte de tensão ou como uma fonte de corrente [37]. No caso das fontes de tensão (ver a Figura C- 5 a)), é essencial assegurar que na entrada do inversor existe uma tensão constante necessária para realizar a conversão (sendo, vulgarmente, a estabilidade da tensão assegurada por uma capacitância). No caso das fontes de corrente (ver a Figura C- 5 b)), na entrada do inversor é necessário assegurar que existe uma corrente constante necessária para realizar a conversão (habitualmente a estabilidade de corrente é assegurada por uma indutância).

⁴⁵ Vulgarmente designado como “*Self-Commutated*”.

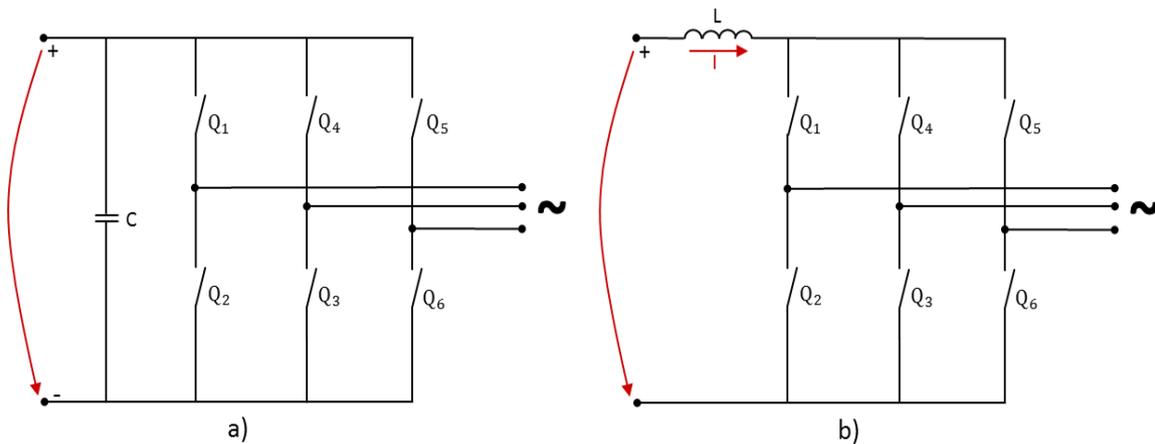


Figura C- 5:Exemplo de uma conversão CC/CA. a)Como fonte de tensão. b)Como fonte de corrente.

Nas fontes de tensão, o controlo pode ser baseado na forma de onda de tensão ou de corrente [37]. No esquema de controlo em tensão (ver a Figura C- 6 a)), o valor da tensão que se pretende obter na saída, é aplicado como uma referência na entrada. E o controlo é realizado de modo a obter-se na saída, a forma de onda mais aproximada à da referência [37]. No caso do esquema de controlo por corrente (ver a Figura C- 6 b)), aplica-se a referência à entrada, tal como no esquema anterior, e o controlo é feito de modo a alterar-se a tensão de saída para se obter uma corrente próxima da de referência [37].

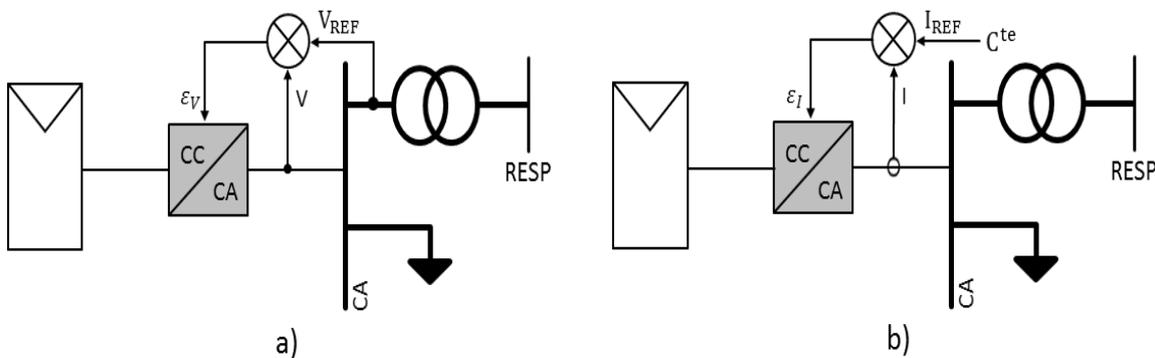


Figura C- 6:Exemplo de controlo. a)Em tensão. b)Em corrente.

Os inversores de comutação forçada tem como vantagens um elevado fator de potência e, devido à alta frequência de comutação dos semicondutores empregues, possuem um baixo valor de componentes harmónicas [1], [37]. Mas, como desvantagem, apresentam interferências eletromagnéticas causadas pela elevada frequência de comutação [1].

ANEXO D

Quadro D- 1:Classes de isolamento.

Classes de isolamento	Descrição	Símbolo
Classe I	Equipamento em que a proteção contra choques elétricos não reside apenas no isolamento próprio dos condutores ativos. O equipamento disporá de meios (tipicamente a terra de proteção) que permitem que defeitos que possam atingir as partes condutoras acessíveis, tenham um caminho alternativo à da passagem pelo corpo humano.	
Classe II	Equipamento em que a proteção contra choques elétricos não reside apenas no isolamento próprio dos condutores ativos. A construção do equipamento assegura um material/espço de isolamento entre os condutores ativos e as partes acessíveis, que assegura que os defeitos não coloquem em perigo os utilizadores. Diz-se que o equipamento dispõe de um duplo isolamento ou isolamento reforçado.	
Classe III	Equipamento em que a proteção contra choques elétricos é garantida através de uma alimentação à tensão reduzida de segurança (TRS) (tensão máxima CA: 50V, tensão máxima CC: 120V).	

ANEXO E

1. Especificações regulamentares

O decreto de lei n.º153/2014, de 20 de Outubro [31], cria regimes jurídicos aplicados à produção de eletricidade em regime de autoconsumo e à venda de energia à RESP, com recurso a fontes de energia renovável.

O decreto de lei faz a distinção entre as unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção (UPP), sendo o presente trabalho abrangido pelo primeiro tipo de unidade. As UPAC destinam-se a produção de eletricidade para consumo na instalação (p. ex. habitação ou unidade industrial), podendo os eventuais excedentes ser injetados na RESP. As UPP têm de injetar a totalidade da eletricidade produzida na RESP.

Dependendo da potência instalada⁴⁶ (P.inst) da UPAC, os requisitos de registo e licenciamento são os seguintes:

- P.inst <200W está isenta de controlo prévio (registo simplificado efetuado automaticamente sem intervenção da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- 200W <P.inst <1,5kW carece de um comunicado prévio de exploração dirigido a DGEG através do sistema eletrónico de registos da UPAC e UPP (SERUP).
- P.inst ≤1,5kW com possível injeção de energia na RESP – requer um registo prévio no SERUP e a obtenção de um certificado de exploração.
- 1,5kW <P.inst <1MW precisa de um registo e adquirir um certificado de exploração,
- P.inst > 1MW necessário obter uma licença de produção e de exploração.

1.1 Requisitos de acesso ao registo

Para efetuar o registo no SERUP (se aplicável) é necessário realizar a formulação do pedido no SERUP e preencher cumulativamente os seguintes requisitos:

- Possuir, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização (p. ex. habitação ou unidade industrial), e caso esta se encontre interligada com a RESP, ser o titular (pessoa singular ou coletiva) do contrato de fornecimento de energia, celebrado com um comercializador de energia.
- Ter uma potência de ligação⁴⁷ menor ou igual a 100% da potência contratada da instalação de utilização.
- Ter uma P.inst da UPAC inferior ou igual ao dobro da potência de ligação.
- Se a instalação de utilização se encontre interligada à RESP, o produtor deve verificar as condições técnicas de ligação, no local da instalação da UPAC (p. ex. existência de condições, para receção de eventuais excedentes da produção), de modo a salvaguardar os limites e condições técnicas estabelecidas no regulamento da qualidade de serviço e no regulamento técnico e de qualidade.

⁴⁶ A potência instalada é a potência ativa dos equipamentos de produção de eletricidade (no presente caso, a potência total dos módulos FV).

⁴⁷ A potência de ligação é a máxima potência fornecida, neste caso, pelo inversor FV.

1.2 Requisitos para obtenção de certificados

A obtenção de um certificado de exploração obriga à realização de uma inspeção à UPAC. O titular do registo (na SERUP) deve solicitar a realização da inspeção num prazo máximo de oito meses, contados a partir da data de aceitação do pedido de registo.

Após a aceitação do pedido de registo, a inspeção será realizada num período máximo de dez dias e a data e hora da inspeção é fornecida ao produtor e ao técnico responsável pelo SERUP. No decorrer da inspeção, o técnico responsável, deve estar presente e esclarecer todas as dúvidas que poderão surgir. E, se a UPAC estiver em conformidade com os requisitos legais e técnicos, será emitido o respetivo certificado definitivo.

Após a obtenção do certificado de exploração, as UPAC estão sujeitas a realizar inspeções periódicas, em intervalos de dez anos, e ao pagamento das taxas indexadas com estas (ponto 1.6).

1.3 Direitos e Deveres do Produtor

Prevê o presente decreto de lei, que os produtores em regime de autoconsumo usufruam dos seguintes direitos:

- Ser titular de uma UPAC por cada instalação de utilização, podendo recorrer a uma mistura de fontes de produção, de origem renovável e não-renovável,
- Interligar a UPAC à instalação de utilização, após a emissão do respetivo certificado de exploração (esta condição depende das imposições evidenciadas no ponto 1),
- Consumir a energia produzida na UPAC, e exportar eventuais excedentes de produção para a RESP (dependente das imposições evidenciadas no ponto 1),
- Celebrar um contrato de venda de energia, dos eventuais excedentes de produção proveniente da UPAC.

No exercício de produção, em regime de autoconsumo, previsto no atual decreto de lei, constam os subseqüentes deveres do produtor:

- Suportar os custos associados com a interligação com a RESP (quando aplicável, ver o ponto 1).
- Suportar os custos com a instalação de equipamentos que realizam a contagem⁴⁸ da energia total produzida pela UPAC, no caso de $P_{inst} > 1,5kW$, sendo a contagem feita obrigatoriamente por telecontagem.
- Pagar a compensação devida pela UPAC, dependente se $P_{inst} > 1,5kW$ (ponto 1.5);
- Realizar o dimensionamento da UPAC, de modo a garantir a aproximação da produção às necessidades da instalação de utilização.
- Fornecer os dados técnicos e as informações necessárias da UPAC (p. ex. energia produzida pela UPAC) à DGEG e/ou ao operador da rede de distribuição (ORD) e/ou ao comercializador de último recurso (CUR).

⁴⁸ O equipamento de contagem pode ser bidirecional e medir a energia injetada na RESP e a energia que é adquirida ao comercializador de energia.

- Permitir e facilitar o acesso aos equipamentos de contagem e aos equipamentos que asseguram a proteção da interligação (ponto de ligação da UPAC com a RESP) do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior (DGEG, ORD e CUR).
- Realizar um seguro de responsabilidade civil resultante do exercício das atividades de produção para autoconsumo.
- Garantir que os equipamentos de produção tenham certificação de acordo com o presente decreto de lei.
- Terminada a atividade de produção, executar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UPAC.

1.4 Renumeração de autoconsumo

A energia produzida de uma UPAC que tenha origem numa fonte de energia renovável, com $P_{inst} < 1\text{MW}$, e a instalação de utilização se encontra interligada com a RESP, que pretenda injetar eventuais excedentes de energia na RESP, tem a possibilidade de celebrar um contrato com o CUR. O contrato a celebrar com o CUR, tem uma validade máxima de dez anos, renováveis em períodos de cinco anos, salvo se existir oposição de renovação de uma das partes.

A renumeração da energia dos eventuais excedentes injetados na RESP é calculada de acordo com a equação (E-1).

$$R_{UPAC,m} = E_{Fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (E-1)$$

Em que,

$R_{UPAC,m}$ é a renumeração da energia fornecida à RESP no mês 'm', em €.

$E_{Fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês 'm', em kWh.

$OMIE_m$ o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador de mercado ibérico de energia (OMIE), para Portugal (mercado diário), relativo ao mês 'm', em €/kWh.

O valor 0,9 corresponde a uma redução de 10%, para compensar os custos de injeção com energia.

1.5 Compensação devido às UPAC

As UPAC, com $P_{inst} > 1,5\text{kW}$, e que são interligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação fixa mensal nos primeiros dez anos de funcionamento, após a obtenção do certificado de exploração.

A compensação mensal é estipulada no início da entrada de funcionamento e só se torna efetiva quando as UPAC atingirem uma representatividade de 1% no sistema elétrico nacional (SEN). A compensação mensal a pagar é calculada pela equação (E-2).

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{Cieg,t} \times k_t \quad (E-2)$$

Em que,

$C_{UPAC,m}$ a compensação paga no mês ‘m’ por cada kW de P.inst, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativo ao regime de produção de energia em autoconsumo.

P_{UPAC} o valor da P.inst da UPAC, constante no certificado de exploração.

$V_{Cieg,t}$ o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, em €/kW, apurado no ano ‘t’.

k_t o coeficiente de ponderação, que varia entre 0 % e 50 %, a aplicar ao “ $V_{Cieg,t}$ ” tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano ‘t’.

O $V_{Cieg,t}$ utilizado na equação (E-2) é calculado com base na equação (E-3).

$$V_{Cieg,t} = \sum_{n=0}^2 (Cieg^P_{i(t-n)}) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 Cieg^e_{i,h(t-n)} \times \frac{1}{3} \times \frac{1,500}{12} \quad (E-3)$$

Em que,

$\sum_{n=0}^2 (Cieg^P_{i(t-n)})$ é o somatório do valor das parcelas ‘i’ do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º332/2012, de 22 de Outubro, designadamente na alínea c), medido em €/kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano ‘t-n’.

$\sum_{n=0}^2 Cieg^e_{i,h(t-n)}$ o somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários ‘h’ de cada uma das parcelas ‘i’ dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º332/2012, de 22 de Outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em €/kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano ‘t-n’.

‘i’ é referente a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º332/2012, de 22 de Outubro.

‘h’ o corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º332/2012, de 22 de Outubro.

‘t’ o corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da UPAC.

O valor que permite recuperar os CIEG, da respetiva UPAC, referido anteriormente, para o decorrente ano (2016), são as seguintes:

Quadro E- 1: Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, para 2016 [57].

Nível de tensão/Tipo de fornecimento	V _{Cieg,2016} [(€/kW)/mês]
AT	2,783
MT	3,521
BTE	4,525
BTN > 20,7kVA	4,010
BTN ≤ 20,7kVA	7,390

O k_t da equação (E-2), como referido, depende da potência total instalada no SEN e poderá assumir os seguintes valores:

- $k_t = 50\%$, no caso da potência total instalada das UPAC, exceda os 3% da potência total instalada no SEN.

- $k_t = 30\%$, no caso da potência total instalada das UPAC, se situe entre os 1% e os 3% da potência total instalada no SEN.

- $k_t = 0\%$, no caso da potência total instalada das UPAC, seja inferior a 1% da potência total instalada no SEN.

Refira-se que, para o decorrente ano (2016), a potência total instalada no SEN é inferior a 1%.

1.6 Taxas devido às UPAC

As taxas devido às UPAC são emitidas, quando o pedido de registo é aprovado na SERUP. O recibo com a taxa de registo, com as referências necessárias, é facultado pela SERUP ao produtor da UPAC. O produtor tem um prazo de dez dias úteis a contar desde da data do recibo, para efetuar o pagamento da taxa de registo.

As taxas de inscrição são referentes à P.inst da UPAC, e variam de acordo com a escolha do produtor. Isto é, depende se existe injeção de energia dos eventuais excessos na RESP ou não.

As taxas impostas pelo atual decreto de lei são estabelecidas na portaria n.º14/2015, de 23 de Janeiro, e são as seguintes:

Quadro E- 2: Taxas aplicadas às UPAC.

Potência instalada [kW]	Valor das taxas, com injeção [€]	Valor das taxas, sem injeção [€]
Até 1,5	30	Não aplicável
De 1,5 a 5	100	70
De 5 a 100	250	175
De 100 a 250	500	300
De 250 a 1000	750	500
Taxa de inspeção periódica - 20 % do valor da taxa, aplicável ao registo.		