

Projeto e Instalação de Sistema de Autoconsumo - Estágio na SUNENERGY

Relatório de Estágio apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Área de Especialização em Automação e
Comunicações em Sistemas de Energia

Autora

Diana Sofia Tavares Macedo

Orientadores

Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira

Professora do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Professora do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor

Engenheiro Paulino Oliveira

NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda (SunEnergy)

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Coimbra, julho, 2018

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste relatório de estágio finda uma das mais importantes fases da minha vida pessoal e académica. Para além do meu esforço e da minha vontade, sem elas tornar-se-ia tudo muito mais difícil, sendo imprescindível uma palavra de agradecimento.

Em primeiro lugar agradeço à NRG pela oportunidade concedida, pelo bom ambiente de equipa e pelo apoio de todos os que trabalharam comigo.

Ao engenheiro Paulino Oliveira, meu supervisor na empresa, pelo apoio e permanente disponibilidade, e ao engenheiro Carlos Morais por toda a ajuda ao longo do estágio, principalmente no âmbito técnico.

Seguidamente, deixo uma palavra de reconhecimento ao diretor geral Dr. Raul Santos que transmitiu sempre empenho e confiança e foi um conselheiro e amigo.

Deixo também uma palavra aos caríssimos Rui Oliveira, Carlos Teixeira, Alberto Ferreira, Paulo Sousa, Pedro Graça, Marta Ferraz e Susana Nascimento, cada um na sua área, fizeram com que esta experiência fosse positiva.

Agradeço ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra pela oportunidade de realizar o estágio curricular, bem como a todos os docentes da instituição, pelos conhecimentos transmitidos.

Um obrigado também aos meus orientadores de estágio, Professor Adelino Pereira e Professora Rita Pereira, pela motivação, apoio, incentivo e disponibilidade. Foram de grande valia, as suas dicas.

Abro espaço para destacar o permanente apoio da minha família mais próxima, toda a dedicação da minha Mãe, do meu Irmão e da minha Avó materna, pelo apoio incondicional e incentivo que me deram durante todo o percurso académico e especialmente nesta reta final com a escrita deste relatório.

Por fim, agradeço a todos os que ao longo do tempo tive a oportunidade de conhecer e me relacionar, lembrando com alegria, aqueles com quem construí uma sólida amizade.

A todos um Bem-Haja e especialmente à minha mãe, a quem tudo devo!

RESUMO

O presente relatório de estágio tem em vista descrever todo o percurso que foi realizado ao longo do estágio, bem como perceber as potencialidades da energia solar e a forma como esta pode ser utilizada para a produção de energia elétrica. Foram assim estudados os sistemas solares fotovoltaicos e todos os procedimentos realizados ao longo do mesmo. Neste enquadramento, apresenta-se um projeto prático de autoconsumo realizado pela empresa NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda, durante o estágio, a pedido da Plural – Cooperativa Farmacêutica, CRL. É feita também referência à legislação que abrange este tipo de sistemas e as várias tecnologias aplicadas.

O ser humano tem sabido evoluir nos últimos anos e ao longo dos tempos, tendo começado a perceber a importância de substituir os combustíveis fósseis. A utilização de fontes de energia renováveis como a eólica e a solar, tem evoluído de ano para ano, tal como a sua utilização.

A NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda, tal como o seu nome indica, especializa-se na oferta de soluções baseadas em energias renováveis quer para particulares, quer para empresas. Deste modo, a empresa foca-se na implementação de sistemas energéticos limpos e eficientes para climatização, produção de água quente e geração de eletricidade, contribuindo para um desenvolvimento sustentável.

O estágio baseou-se fundamentalmente em sistemas solares fotovoltaicos para a produção de energia elétrica, essencialmente os de autoconsumo, uma vez que são os que têm mais procura por permitirem ao consumidor produzir a própria energia que consome e em consequência, obter uma boa rentabilidade para o investimento realizado.

Palavras-chave: Autoconsumo; Eficiência Energética; Energia Elétrica; Energia Fotovoltaica; Energias Renováveis.

ABSTRACT

The present internship report aims to describe the whole that was carried out the internship, as well as to explain the importance of the solar energy's potential and how this can be used for the production of electrical energy. Were thus studied the solar photovoltaic systems and all procedures performed over the same. In this framework, presents a practical design of consumption conducted by the company "NRG – Renewable Energy Systems, Ltd", during the internship, at the request of the "Plural – Pharmaceutical Cooperative, CRL". Reference is also made to the legislation covers this type of systems and the various technologies.

The human have know to evolve in recent years and throughout the ages, having begun to realize the importance of replacing fossil fuels. The use of renewable energy sources how wind and solar, has evolved from year to year, as to your use.

The "NRG – Renewable Energy Sysistems, Ltd", as the name implies, specializes in offering solutions based on renewable energies for both individuals and companies. In this way, it focuses on the implementation of clean and efficient energy systems for air conditioning, warm water production and electricity generation, contributing to sustainable development.

The internship was based mainly on the photovoltaic solar systems for the production of electrical energy. Essentially the self-consumption, since they have more demand as they allow the consumer and as a result, get a good return for the investment made.

Key-words: Own consumption; Energy efficiency; Electricity; Photovoltaic energy; Renewable energies.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xvii
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS	xix
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Trabalhos executados durante o estágio.....	5
1.3 Objetivos.....	6
1.4 Organização do relatório de estágio.....	6
2 Apresentação da Empresa	9
2.1 Apresentação Genérica da NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda.....	9
2.1.1 Mercados e áreas de negócio.....	9
2.1.2 Visão, valores e missão	11
2.1.3 Estrutura Organizacional.....	11
3 Tecnologias de Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	15
3.1 Energia Solar Fotovoltaica.....	15
3.1.1 Energia fotovoltaica na Europa e em Portugal	16
3.1.2 Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica.....	18
3.1.3 Ângulo de incidência Solar	20
3.2 Efeito Fotovoltaico	22
3.3 A Célula Solar Fotovoltaica.....	27
3.4 Módulos Fotovoltaicos	39
3.5 Associação de Módulos Fotovoltaicos.....	48
3.5.1 Associação de Módulos Fotovoltaicos em Série	48
3.5.2 Associação de Módulos Fotovoltaicos em Paralelo	49
3.5.3 Associação Mista de Módulos Fotovoltaicos	50
3.6 Modelos Elétricos Equivalentes de uma Célula Fotovoltaica	51
3.6.1 Curvas Caraterísticas $I-V$ e $P-V$	54
3.6.2 Efeitos criados nas Curvas Caraterísticas por Influência da Temperatura	58
3.6.3 Efeitos criados nas Curvas Caraterísticas por Influência da Radiação Solar.....	58
3.7 Inversor Fotovoltaico	59

3.7.1	Sistemas de Conversão de Energia Fotovoltaica	61
3.7.2	Topologias dos Inversores	65
3.7.3	Controlo do Ponto de Máxima Transferência de Potência	67
4	Legislação Portuguesa para os Sistemas Solares Fotovoltaicos	73
4.1	Enquadramento Legislativo.....	73
4.2	Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro	76
4.2.1	Controlo prévio das Unidades de Produção.....	80
4.2.2	Controlo prévio das Unidades de Produção.....	82
4.2.3	Entidades Instaladoras das Unidades de Produção	82
4.2.4	Requisitos para acesso ao Registo de uma Unidade de Produção	83
4.2.5	Procedimentos para Registrar uma Unidade de Produção	85
4.2.6	Requisitos para obtenção do Certificado de Exploração	85
4.2.7	Contrato de Venda da Eletricidade ao Comercializador de Último Recurso.....	89
4.2.8	Contagem nas Unidades de Pequena Produção (UPP) e nas Unidades para Autoconsumo (UPAC) 89	
4.2.9	Acesso ao Regime Remuneratório.....	92
4.2.10	Taxas associadas às instalações fotovoltaicas	94
4.2.11	Compensação paga ao sistema	95
4.2.12	Alteração do Registo da Unidade de Produção	96
5	Implementação de um Sistema Fotovoltaico	99
5.1	Enquadramento	99
5.2	Análise de Consumos e escolha de Inversores e de Módulos Fotovoltaicos.....	100
5.2.1	Áreas disponíveis.....	101
5.3	Configurações	103
5.4	Estrutura de Suporte e de Fixação.....	117
5.5	Zona Técnica.....	119
5.5.1	Calhas e Caminhos de Cabos.....	140
5.5.2	Registo do Sistema Solar Fotovoltaico.....	141
6	Conclusões	149
	Anexos	159
Anexo A	Determinação da posição do sol e respetiva radiação	161
Anexo A.1	Posição do sol relativamente ao plano horizontal	161
Anexo A.2	Posição do sol relativamente à superfície inclinada	164
Anexo A.3	Radiação média diária.....	166
Anexo B	Tipos de montagem e de estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos.....	168
Anexo B.1	Montagens sobre o solo.....	169

Anexo B.2	Montagens sobre telhados inclinados	172
Anexo B.3	Montagens sobre telhados planos	175
Anexo B.4	Montagens de seguidores solares.....	178
Anexo C	<i>Software PV*Sol® premium</i>	180
Anexo D	Valores dos testes de incidência dos módulos fotovoltaicos	198
Anexo E	<i>Datasheet</i> relativos aos diversos equipamentos utilizados na implementação do sistema fotovoltaico 199	
Anexo E.1	Módulos Fotovoltaicos	199
Anexo E.2	Inversores Fotovoltaicos	201
Anexo E.3	Contador ITRON SL 7000.....	204
Anexo E.4	Cabo para a ligação DC	209
Anexo E.5	<i>Fronius Smart Meter 50 kA-3</i>	211
Anexo E.6	<i>Fronius Datamanager 2.0</i>	218
Anexo E.7	Descarregador de sobretensão.....	221
Anexo E.8	Seccionadores de fusíveis e fusíveis	222
Anexo F	Proteções.....	225
Anexo G	Planta da Plural em <i>AutoCad®</i> com os respetivos módulos e estrutura	226
Anexo H	Equipamentos da zona técnica.....	227
Anexo H.1	Quadro de Corrente Contínua	228
Anexo H.2	Quadro de Corrente Alternada	228
Anexo I	Material diverso	231
Anexo J	Esquema Unifilar da Instalação	232
Anexo L	Esquema da configuração das <i>strings</i> por cada inversor	233
Anexo M	<i>Softwares</i> de monitorização	234
Anexo M.1	Sistema de monitorização da <i>Fronius Solar.Web</i>	234
Anexo M.2	<i>Fronius Solar.Configurator</i>	236

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Peso das energias renováveis e não renováveis no consumo de energia final, em 2006 e em 2016 (DGEG, 2014), (DGEG, 2017).	2
Figura 1.2 – Evolução da Produção de Eletricidade através da energia solar fotovoltaica em Portugal Continental (APREN, 2018).	2
Figura 1.3 - Evolução da Potência Solar instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental (APREN, 2018).	3
Figura 1.4 - Evolução da potência instalada em energias renováveis (DGEG, 2017).....	3
Figura 1.5 – Repartição da produção de energia em 2009 e em 2016 (REN, 2016), (REN, 2010).	4
Figura 2.1 - Logotipo da SunEnergy® (SunEnergy, 2017 b).....	9
Figura 2.2 - Representação das várias delegações presentes no país (SunEnergy, 2017 b).....	12
Figura 2.3 – Estrutura Organizacional da Empresa (SunEnergy, 2016).....	13
Figura 3.1 – Espectro eletromagnético (TES, 2018).....	15
Figura 3.2 – a) Distribuição da radiação solar anual na Europa (PSEPEC, 2017), b) Distribuição da radiação solar em Portugal (MRDP, 2017).....	17
Figura 3.3 – a) Central Solar fotovoltaica de Serpa (PFS, 2007), b) Central Solar fotovoltaica de Amareleja (GeoMentor, 2013).....	18
Figura 3.4 - Posição do Sol relativamente à Terra (Nunes, C., 2016).....	20
Figura 3.5 – Inclinação e orientação do módulo solar relativamente à posição do Sol.....	21
Figura 3.6 – Orientação dos módulos solares para sul, com a sua inclinação ideal a variar segundo a estação do ano (PortalEnergia, 2014 b).....	22
Figura 3.7 – Silício: a) estrutura atómica; b) rede tetraédrica; c) rede cristalina; d) silício puro (Carneiro, 2010).	23
Figura 3.8 - Representações da substituição (dopagem) de um átomo de Si por um átomo de fósforo (<i>P</i>) (Carneiro, 2010).	24
Figura 3.9 – Representações esquemáticas do processo da substituição (dopagem) de um átomo de Si por um átomo de boro (<i>B</i>) (Carneiro, 2010).	24
Figura 3.10 - Representação esquemática dos semicondutores do tipo <i>p</i> e <i>n</i> e da junção <i>p-n</i> , sujeitas à ação da luz solar (Carneiro, 2010).....	25
Figura 3.11 - a) Representação dos movimentos dos pares eletrão-lacuna através da zona de junção <i>p-n</i> sujeito à ação da luz solar, b) Representação da geração de pares eletrão-lacuna na junção <i>p-n</i> sujeita à ação da luz solar (Carneiro, 2010).....	26
Figura 3.12 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (ESF, 2017).	26
Figura 3.13 - Representação da estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.	29
Figura 3.14 – Exemplos de células de silício monocristalino (Souza, 2015).....	31
Figura 3.15 - Exemplos de células de silício policristalino (Souza, 2015).	31

Figura 3.16 – a) Representação de uma célula de CIS (GREENPRO, 2014), b) Exemplo de uma célula de CIS (Souza, 2015), c) Exemplo de uma célula de CIGS.....	33
Figura 3.17 – a) Representação de uma célula de <i>CdTe</i> (PortalEnergia, 2014 b), b) Exemplo de um módulo de <i>CdTe</i> (Souza, 2015).	33
Figura 3.18 – Exemplos de células fotovoltaicas orgânicas (Sustentarqui, 2014).	35
Figura 3.19 – Representação das células ditas convencionais e das células PERC (Nevado, 2016).....	36
Figura 3.20 – a) Representação da associação de células ditas tradicionais, b) Representação da associação de células solares de meio corte (solarquotes, 2009).....	37
Figura 3.21 – a) Células tradicionais sombreadas totalmente afetadas, b) Células solares de meio corte sombreadas, com apenas metade da célula afetada (solarquotes, 2009).....	38
Figura 3.22 - Representação do peso de cada célula na produção de módulos fotovoltaico	38
Figura 3.23 - Hierarquia fotovoltaica: célula e módulo (Linhares, 2017).....	39
Figura 3.24 - Símbolo utilizado para representar um módulo fotovoltaico.	39
Figura 3.25 - a) Processo de encadeamento de várias células fotovoltaicas em série com apenas dois <i>busbars</i> longitudinalmente (solar, 2011), b) Células fotovoltaicas em série com dois <i>busbars</i> longitudinalmente (Souza, 2015).....	40
Figura 3.26 - a) Célula fotovoltaica com dois <i>busbar</i> soldados longitudinalmente, b) Pormenor dos dois <i>busbar</i> longitudinalmente e dezenas de linhas mais finas latitudinalmente, c) Célula fotovoltaica com três <i>busbar</i> Soldados longitudinalmente (solar, 2011).	40
Figura 3.27 – Células fotovoltaicas com dois e quatro <i>busbar</i> (SBO, 2015).	41
Figura 3.28 - Representação de uma associação de 20 células interligadas com díodos de desvio (<i>by-pass</i>), perfazendo 60 células fotovoltaicas em série constituindo um módulo fotovoltaico (Alonso, 2016).	41
Figura 3.29 - Constituição de um módulo fotovoltaico de <i>Si</i> cristalino (solar, 2011).	42
Figura 3.30 - a) Vista “explodida” do módulo fotovoltaico laminado e os vários componentes da moldura (Moehlecke, 2015), b) Várias molduras de alumínio anodizado sobrepostas (solar, 2011).	42
Figura 3.31 – Vidro temperado de alta transparência (solar, 2011).	43
Figura 3.32 – Material de encapsulamento feito por uma película flexível e translúcida (EVA)	43
Figura 3.33 - Representação da <i>backsheet</i> (solar, 2011).	43
Figura 3.34 - a) Caixa de junção colocada na parte posterior do módulo fotovoltaico com três díodos <i>by-pass</i> (NovaEnergia, 2013), b) Caixa de junção com os díodos <i>by-pass</i> e os respetivos cabos e conetores MC4.....	44
Figura 3.35 – Exemplo de conetores MC4 e MC4 Y	45
Figura 3.36 – Módulo fotovoltaico sombreado devido à disposição de uma camada de neve: a) módulo na posição horizontal, b) módulo na posição vertical.....	46
Figura 3.37 – Esquema da análise da distância entre filas (Nunes, C., 2016).	47
Figura 3.38 – a) Representação esquemática de uma associação em série de <i>n</i> módulos fotovoltaicos (Linhares, 2017), b) Curvas <i>I-V</i> correspondentes à ligação de quatro módulos fotovoltaicas em série (Alonso, 2016).	48
Figura 3.39 – a) Representação esquemática de uma associação em paralelo de <i>n</i> módulos fotovoltaicos (Linhares, 2017), b) Curvas <i>I-V</i> correspondentes à ligação de quatro módulos fotovoltaicos em paralelo (Alonso, 2016). ..	50
Figura 3.40 - a) Esquema da associação mista de <i>n</i> módulos fotovoltaicos, b) Curvas <i>I-V</i> relativas à associação mista de 3 módulos fotovoltaicos em condições STC.....	51
Figura 3.41 – Representação esquemática do modelo ideal de uma célula fotovoltaica de junção <i>p-n</i>	52

Figura 3.42 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	53
Figura 3.43 - Representação gráfica da curva <i>I-V</i> correspondente a uma célula fotovoltaica de silício (Joaquim Carneiro, 2010).....	55
Figura 3.44 – Curvas características de uma célula fotovoltaica, em que a curva <i>I-V</i> se encontra a cor laranja e a curva <i>P-V</i> a cor azul (The Highs and Lows of Photovoltaic System, 2012).....	55
Figura 3.45 - Dados obtidos das curvas características <i>I-V</i> e <i>P-V</i>	56
Figura 3.46 – Esquema ilustrativo do fator de forma (PortalEnergia, 2014 b).	57
Figura 3.47 – Curvas características <i>I-V</i> de uma célula fotovoltaica em função da variação da temperatura (Alonso, 2016).	58
Figura 3.48 – Curvas características <i>I-V</i> de uma célula fotovoltaica em função da variação da radiação incidente (Alonso, 2016).....	59
Figura 3.49 - Símbolo elétrico do inversor.....	60
Figura 3.50 – Exemplo de um microinversor da marca <i>BeOn</i>	61
Figura 3.51 – Esquema representativo de um sistema de conversão de energia fotovoltaica com transformador (Meneses, D., Blaabjerg, F., García, Ó. e Cobos, J., 2013).	62
Figura 3.52 – Esquema de um sistema de conversão de energia fotovoltaica utilizando uma topologia de um andar de conversão com inversor.	63
Figura 3.53 – Esquema de uma topologia de um sistema fotovoltaico com dois andares de conversão.	64
Figura 3.54 - Esquema de três inversores H5 em cascata (Guo X. Z., 2017).	66
Figura 3.55 – a) Inversor H5 com o seu homólogo trifásico, b) Inversor H6 com o seu homólogo trifásico (Guo X. X., 2015).	66
Figura 3.56 - Esquema de um inversor de ponte trifásica com neutro (Zhong, Q. -C., Liang, J., Weiss, G., Feng, C. M. e Green, T. C., 2016).	67
Figura 3.57 - Curvas características <i>I-V</i> (a vermelho) e <i>P-V</i> (a azul) de uma <i>string</i> de seis módulos de 72 células mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência causada por sombreamentos parciais.	68
Figura 3.58 - a) Esquema de uma topologia de um andar com o respetivo algoritmo MPPT, b) Esquema com dois andares e o respetivo algoritmo MPPT.	69
Figura 3.59 – Representação das distâncias, temperaturas e humidade ideais máximas indicadas pelo fabricante no manual do inversor <i>Fronius Symo 3 – 8,2 kW</i> (Fronius, 2017 d).	70
Figura 4.1 - Representação de um diagrama de produção e consumo, de um consumidor doméstico sem baterias de armazenamento (MAOTE, 2014).	78
Figura 4.2 - Representação de uma UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW com injeção na rede (kinetics, 2018).	79
Figura 4.3 – Representação esquemática de uma UPP (MAOTE, 2014).	80
Figura 4.4 – Condições para se aceder ao registo das unidades de produção.	84
Figura 4.5 - Representação da ficha de inspeção da UP (SERUP, 2018).	87
Figura 4.6 - Etapas do contrato de compra e venda de eletricidade e ligação à RESP (DL153, 2014).	92
Figura 4.7 - Várias categorias da UPP, com as referidas características e tarifas (SunEnergy, 2017 b).	93

Figura 5.1 - Obra final da Plural com as respetivas áreas disponíveis para implementação do sistema fotovoltaico, rodeadas com cor amarela (áreas 1, 2 e 3) (Scoprolumba, 2018).	102
Figura 5.2 – Parte do relatório relativa à configuração da área ocupada pelos módulos.	103
Figura 5.3 – Resultado da simulação no <i>Fronius Solar.Configurator</i>	109
Figura 5.4 – Projeção dos módulos fotovoltaicos colocados sobre uma estrutura triangular, realizada em <i>SketchUp</i> [®]	112
Figura 5.5 – Solução coplanar, realizada em <i>SketchUp</i> [®]	113
Figura 5.6 – Soluções apresentadas em <i>SketchUp</i> [®]	114
Figura 5.7 - Projeção final, em <i>SketchUp</i> [®] , da colocação dos módulos fotovoltaicos na área disponível do edifício da Plural, com sombreamento.	116
Figura 5.8 – Conetor MC4 Y para a associação de módulos em paralelo e conetor MC4 para a associação de módulos em série.	116
Figura 5.9 – a) Representação de um <i>SpeedRail</i> da <i>K2 Systems</i> elaborado no <i>software SketchUp</i> [®] , b) <i>SpeedRail</i> da <i>K2 Systems</i> aplicado nos dois topos da chapa de <i>sandwich</i> , c) Neoprene aplicado no <i>SpeedRail</i>	117
Figura 5.10 – a) Exemplo de um topo de 35 mm juntamente com a palometa M8 com adaptador e o parafuso M8 × 30, b) Módulo fotovoltaico com os dois topos com as respetivas palometas M8 com adaptador e parafusos M8 × 30 aplicadas nos <i>SpeedRails</i>	118
Figura 5.11 – a) Exemplo de um meio juntamente com a palometa com o adaptador e o parafuso M8 × 30, b) Meio, palometa e parafuso M8 × 30 colocados no <i>SpeedRail</i> entre dois módulos.	118
Figura 5.12 – a) Parte exterior da zona técnica; b) Parte interior da zona técnica com os diferentes componentes.	120
Figura 5.13 – Dados relativos aos inversores.	120
Figura 5.14 – Ligações nos inversores.	121
Figura 5.15 - a) Terminal RJ45, b) Esquema de cores segundo a norma EIA/TIA-568B.	122
Figura 5.16 - <i>Fronius Smart Meter 50 kA-3</i>	123
Figura 5.17 – Placa <i>Fronius Datamanager 2.0</i> (Fronius, 2017 a).	124
Figura 5.18 – Representação de dois porta-fusíveis de 20 A, seguido do repartidor bipolar e do descarregador de sobretensão DC.	125
Figura 5.19 – a) Porta-fusíveis para fusíveis de 20 A e 12 A, b) Porta-fusíveis de fusíveis de 20 A, c) Exemplo de um fusível de 20 A.	128
Figura 5.20 - Quadro AC.	132
Figura 5.21 – Esquema das várias correntes para o dimensionamento das instalações, para proteções contra sobrecargas.	133
Figura 5.22 – Transformadores de Intensidade (TI's).	139
Figura 5.23 – a) Esquema de ligações de um contador trifásico com ligação indireta entre os TI's e o contador de BT, b) Cabos de ligação dos TI's ao contador (Dias, A., 2010).	140
Figura 5.24 - Caminho de cabos dos telhados superiores.	141
Figura 5.25 – Formulário do registo dos dados do produtor e da instalação para pedido de credenciais (SERUP, 2018).	142
Figura 5.26 – Formulário referente à UPAC instalada na Plural (SERUP, 2018).	143

Figura 5.27 – Termo de responsabilidade.	144
Figura 5.28 - Certificado de Exploração emitido pela DGEg.	145
Figura 5.29 - Plano previsto de obra apresentado através do gráfico de <i>Gantt</i> realizado no software <i>Microsoft Project</i> ®.	146
Figura 5.30 – Retorno financeiro para 25 anos.	147
Figura A.1 - Variação da declinação em função do dia do ano (Nunes, C., 2016).....	161
Figura A.2 - Posição do sol relativamente ao plano horizontal com os ângulos correspondentes.....	162
Figura A.3 – Demonstração da forma como a radiação atinge a superfície da atmosfera: ângulo de incidência da radiação no plano horizontal.....	163
Figura A.4 – Posição do sol relativamente ao plano inclinado e os ângulos a ela associados.....	164
Figura B.1 – Exemplo de uma montagem de um sistema em triângulo duplo realizado pela empresa.....	169
Figura B.2 – Projecção em <i>SketchUP</i> ® dos maciços com algumas dimensões.....	170
Figura B.3 – Projecção em <i>SketchUP</i> ® da zona técnica.....	170
Figura B.4 – Vala para ligação da zona técnica às diversas <i>strings</i>	171
Figura B.5 – a) Vala para ligação das diversas <i>strings</i> e tubo PEAD de 50 mm, b) Módulos colocados sobre estrutura triangular e sobre lancis.....	171
Figura B.6 – a) Lancis colocados sobre o terreno, b) Projecção das medidas dos lancis aplicados em <i>SketchUP</i> ®.....	172
Figura B.7 – a) Varão roscado colocado na parte alta da telha cerâmica com o perfil fixo a si, b) Perfil paralelamente colocado na vertical e alguns módulos sobre o perfil, horizontalmente.....	173
Figura B.8 – Varão roscado (K2-systems, 2017).....	173
Figura B.9 – Montagem vertical dos módulos sobre perfil horizontal (ALTENER, 2004).....	173
Figura B.10 – a) Conjunto de ganchos para coberturas com telhas (K2-systems, 2017), b) Colocação de um gancho no telhado (ALTENER, 2004).....	174
Figura B.11 – Montagem de colocação dos módulos verticalmente sobre o perfil horizontal e com a aplicação de ganchos (Intersol, 2018).....	174
Figura B.12 – Triângulos aparafusados diretamente à chapa de <i>sandwich</i>	175
Figura B.13 – a) Lancis colocados juntamente com os triângulos sobrepostos e com uma barra de perfil já colocada, b) Módulos colocados sobre triângulos numa cobertura plana de cimento.....	175
Figura B.14 – Lancis colocados com afastamento entre eles.....	176
Figura B.15 – a) <i>Roofmate</i> (de cor azul) colocado sobre a chapa, maciços sobre o <i>roofmate</i> , triângulos fixos aos maciços e barras de perfil fixas aos triângulos, b) Módulos colocados sobre a estrutura.....	176
Figura B.16 – a) Mapa de radiação global para uma inclinação ótima em Portugal, b) Mapa de radiação global horizontal para Portugal (Kinetics, 2018).....	177
Figura B.17 – Módulos fotovoltaicos aplicados sobre blocos de betão (Ballast, 2015).....	178
Figura B.18 – Exemplo de um seguidor solar instalado pela empresa.....	179
Figura B.19 – Estacionamento realizado através de módulos fotovoltaicos sobre uma estrutura própria, elaborado pela empresa.....	179
Figura C.1 – Logotipo do software <i>PV*Sol</i> ® <i>premium</i>	180
Figura C.2 – Capa do relatório obtido da simulação em <i>PV*Sol</i> ® <i>premium</i> (2017).....	181

Figura C.3 – Dados do sistema fotovoltaico, diagrama elétrico e valores do rendimento	183
Figura C.4 – Campos relativos aos inversores fotovoltaicos	184
Figura C.5 – Campos relativos aos módulos fotovoltaicos	185
Figura C.6 – Parte do relatório relativa à configuração dos módulos e inversores fotovoltaicos e “Rede c.a.”	186
Figura C.7 – Dados resultantes da simulação e gráfico de previsão de rendimento com consumo	188
Figura C.8 – Gráfico da poupança dos custos energéticos com e sem sistema fotovoltaico	190
Figura C.9 – Valores relativos à área dos módulos	191
Figura C.10 – Balanço energético do sistema fotovoltaico	193
Figura C.11 – Informações relativas aos módulos fotovoltaicos	194
Figura C.12 – Informações relativas aos inversores	195
Figura E.1 – Características do inversor, obtidas no <i>Fronius Solar Configurator</i>	203
Figura E.2 - a) Caixa do quadro AC seguido da caixa do contador, b) Contador	208
Figura E.3 – <i>Datasheet</i> do descarregador de sobretensão DC	221
Figura E.4 – <i>Datasheet</i> dos seccionadores de fusíveis	222
Figura E.5 – Ficha técnica referente aos fusíveis de 20 A	223
Figura E.6 – Ficha técnica referente aos fusíveis de 12 A	223
Figura F.1 – Proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões. Gaiola de Faraday	225
Figura F.2 – Condutores dispostos de forma simétrica com suporte de cimento, colocado em redor do telhado da Plural	225
Figura H.1 – Parte exterior da zona técnica com as respetivas medidas	227
Figura H.2 – Parte interior da zona técnica com a estrutura e as respetivas medidas	227
Figura H.3 – Parte interior da zona técnica com as respetivas medidas e equipamentos	227
Figura H.4 – Quadro de corrente contínua (DC)	228
Figura H.5 – Quadro de corrente alternada (AC)	229
Figura H.6 – Disjuntor de corte 4P 4D(N50%) 400 A 50 kA	229
Figura H.7 – Descarregador de sobretensão AC trifásico $I_n = 20$ kA $I_{m\acute{a}x} = 40$ kA e interruptor diferencial 4P 63 A 300 mA	230
Figura H.8 – Dois interruptores diferenciais 63 A 300 mA e um disjuntor 4P 50 A 6 kA curva C no meio	230
Figura I.1 – a) Parafuso auto-roscante, b) Anilha de aba larga (PECOL, 2017)	231
Figura I.2 – Fita de neoprene com adesivo	231
Figura I.3 – Palometa M8 com adaptador da <i>K2 Systems</i> (systems, 2018)	231
Figura I.4 – Parafuso M8 x 30 (systems, 2018)	231
Figura L.1 - Esquema ilustrativo da configuração das <i>strings</i> por cada inversor	233
Figura M.1 – Vista geral da página de monitorização da <i>Fronius Solar.Web</i>	234
Figura M.2 – Exemplo de uma simulação no <i>Fronius Solar.Configurator</i>	236

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 - Representação da tarifa fotovoltaica base do regime bonificado existente nos primeiros anos de exploração da micro e minigeração.	75
Tabela 4.2 - Requisitos obrigatórios nas UPAC (DL153, 2014).	81
Tabela 4.3 - Periodicidade das inspeções a realizar nas UP com potência instalada superior a 1,5 kW.	88
Tabela 4.4 – Representação das taxas associadas ao registo das UP (RPF, 2015).	94
Tabela 5.1 - Valores caraterísticos dos módulos e inversores fotovoltaicos.	105
Tabela 5.2 - Correntes admissíveis (A) utilizadas para o dimensionamento do cabo (Portaria nº 949-A/2006, 2006).	133
Tabela 5.3 – Correntes estipuladas para disjuntores.	134
Tabela 5.4 - Correntes admissíveis (A) utilizadas para o dimensionamento do cabo (Portaria nº 949-A/2006, 2006).	136
Tabela 5.5 – Coeficiente de Correção da Resistência com a Temperatura.	138
Tabela E.1 – Funções no protocolo <i>Modbus</i>	220

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

α_c – Ângulo azimute da superfície de incidência, em relação a Sul, no plano horizontal;

β – Ângulo de inclinação da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal;

$\beta_{\text{ót}}m$ – Ângulo de inclinação ótima, no dia em questão, da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal;

γ – Ângulo de altura mínima do Sol durante o ano que causa sombra no módulo colocado posteriormente e que o projetista está disposto a tolerar;

γ_s – Ângulo de elevação solar: ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra;

δ – Declinação;

θ – Ângulo de incidência solar ou distância zenital solar: ângulo entre zénite e a linha Sol-Terra;

ρ – Coeficiente de refletividade do solo;

σ – Condutividade elétrica do material;

ϕ – Latitude;

Ψ – Azimute solar: ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra;

ω – Ângulo horário;

ω_s – Ângulo horário de saída do Sol;

ω_p – Ângulo de pôr-do-Sol;

AC/DC – Corrente Alternada (do inglês, *Alternating Current*)/Corrente Contínua (do inglês, *Direct Current*);

A – Ampère;

AQS – Águas Quentes Sanitárias;

B – Boro;

BT – Baixa Tensão;

C – Coulomb;

CdTe – Telureto de Cádmiio;

CIEG – Custos de Interesse Económico Geral;

CIGS – Cobre, índio, gálio e selénio;

CIS – Cobre, índio e selénio;

CUR – Comercializador de Último Recurso;

CPE – Código de Ponto de Entrega;

c-Si p-Type Mono – Silício amorfo;

c-Si p-Type Multi – Silício policristalino;

d – Distância entre a parte frontal dos triângulos;

d1 – Afastamento máximo entre as filas;

d2 – Base do triângulo;

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;

d_n – Dia do ano, de 1 a 365;

E_{fornecida,m} – Energia fornecida no mês “*m*”;

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

EVA – Etileno Acetato de Vinilo (do inglês, *Ethylene Vinyl Acetate*);

FC – Fator de carga;

FER – Fontes de Energias Renováveis;

FF – Fator de Forma;

FV – Fotovoltaico;

G – Radiação solar incidente na célula por unidade de superfície;

G_{média} – Valor aproximado da radiação média diária;

G_{sc} – Radiância extraterrestre;

GaAs – Arsénio de Gálio;

GWh – Gigawatt hora;

GWh/ano – Gigawatt hora por ano;

HIT – *Heterojunction with Intrinsic Thin layer*;

h_{módulo} – Distância na vertical desde a base até à lateral mais alta do módulo;

H₀ – Irradiação extraterrestre diária calculada para o plano horizontal;

H_b – Irradiação direta;

H_d – Irradiação difusa;

H_g – Irradiação global diária;

Hz – Hertz;

I – Corrente;

I₂ – Corrente convencional de funcionamento;

I_B – Corrente de serviço;

I₀ – Corrente inversa de saturação do díodo;

I_d – Corrente no díodo;

I_{mp} – Corrente no ponto de potência máximo;

I_{mpp} – Corrente de serviço da *string*;

I_{pv} – Intensidade da fonte de corrente elétrica fotovoltaica gerada pelo feixe de radiação luminosa quando este atinge a superfície ativa da célula;

I_{sc} – Corrente de curto-circuito;

l_{módulo} – Largura do módulo fotovoltaico;

I_{máx,mppt} – Corrente máxima do MPPT do inversor;

I_n – Corrente estipulada;

I_z – Corrente admissível;

IMPIC – Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção;

L1, L2, L3 – Fases 1, 2 e 3, respetivamente;

LXV – Cabo de alumínio isolado de polietileno reticulado (XLPE);

K – Kelvin;

k – Constante de *Boltzmann*;

kA – Kiloampère;

kg – Kilograma;

kg/Ano – Kilograma por ano;

K_T – Índice de atenuação;

ktep – Kilotep (toneladas equivalentes de petróleo);

kVA – Kilovoltampère;

kW – Kilowatt;

kWh – Kilowatt-hora;

kWh/Ano – Kilowatt-hora por ano;

kWh/m² – Kilowatt-hora por metro quadrado;

kWh/kWp – Kilowatt-hora por Kilowatt-pico;

kW_n – Kilowatt-nominal;

kW_p – Kilowatt-pico;

L_{cabo} – Comprimento do cabo elétrico;

m – Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP;

m² – Metros quadrados;

mA – Miliampères;

mm – Milímetros;

mm² – Milímetros quadrados;

m/s – Metros por segundo;

MCP – Mera Comunicação Prévia;

MPP – Ponto de Potência Máxima (do inglês, *Maximum Power Point*);

MPPT – Ponto de Máxima Transferência de Potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*);

MT – Média Tensão;

MW – Mega watt;

n – Número de horas de insolação por dia em que a irradiância é superior a 1000 W/m;

N – Número de horas desde que o Sol nasce até que se põe;

$N_{\text{máx},s}$ – Número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*;

$N_{\text{mín},s}$ – Número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*;

NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*;

$N_{p,\text{máx}}$ – Número máximo de *strings* em paralelo por inversor;

N_p – Número de *strings* a usar em paralelo;

N_s – Número de módulos a utilizar por *strings*;

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia;

ORD – Operador da Rede de Distribuição;

P – Fósforo;

P_{DC} – Potência de perdas em corrente contínua;

$P_{\text{máx}DC}$ – Potência máxima de corrente contínua do módulo fotovoltaico;

$P_{\text{Módulo}}$ – Potência do módulo fotovoltaico;

P_{mp} – Potência máxima;

P_{string} – Potência da/s *string/s*;

q – Carga de um eletrão;

Q_{AC} – Quadro de proteção do sistema em corrente alternada;

Q_{DC} – Quadro de proteção do sistema em corrente contínua;

Q_G – Quadro Geral;

Q_{GBT} – Quadro Geral de Baixa Tensão;

R_b – Coeficiente que converte a irradiância direta que incide no plano horizontal na irradiância que atingirá a superfície inclinada (módulo);

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público;

RFID – *Radio Frequency Identification*;

RTIEBT – Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão;

RTQ – Regulamento Técnico e de Qualidade;

$R_{UPAC,m}$ – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “*m*”;

S – Secção;

S_{cabo} – Secção do cabo;

SERUP – Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP;

Si – Silício;

STC – *Standard Teste Conditions*;

T – Temperatura;

TI – Transformador de corrente;

TIA/EIA – *Telecommunications Industries Association/ Electronic Industries Alliance*;

UP – Unidade de Produção, a UPAC e a UPP quando referidas conjuntamente;

UPAC – Unidades para Autoconsumo;

UPP – Unidades de Pequena Produção;

UTP – *Unshielded Twisted Pair*;

UV – Ultravioleta;

V – Volt;

VA – Volt-ampère;

V_a – Tensão aos terminais do díodo;

V_{DC} – Tensão em corrente contínua;

$V_{(Inv.máx)}$ – Tensão máxima de funcionamento do inversor;

$V_{(min,mpppt)}$ – Tensão mínima de funcionamento do inversor;

$V_{máx}$ – Tensão máxima;

V_{mp} – Tensão no ponto de potência máxima;

V_{oc} – Tensão em circuito aberto;

V_T – Tensão equivalente de temperatura;

W – Watt;

W/m² – Watt por metro quadrado;

Wp – Watt-pico;

€ – Euros;

€/kWh – Euros por kilowatt-hora;

€/MWh – Euros por megawatt-hora;

° – Graus;

°C – Graus Celcius;

% – Percentagem.

1 Introdução

1.1 Enquadramento

No presente capítulo é apresentada a temática que é abordada ao longo deste relatório de estágio, os vários projetos desenvolvidos ao longo do estágio e os objetivos inerentes à sua realização. No final do capítulo apresenta-se a estrutura e organização deste relatório.

A forte dependência de recursos energéticos para o desenvolvimento e sobrevivência do ser humano verifica-se desde o início da humanidade, tendo sofrido um aumento, especialmente depois da Revolução Industrial, em meados do século XVIII.

Os primórdios da produção de energia elétrica foi apenas com recurso a combustíveis fósseis, nomeadamente o petróleo e o carvão e apenas mais tarde o gás natural. No entanto, o aumento demográfico e a constante exploração e utilização dos recursos e da energia com o passar do tempo, levaram à conseqüente preocupação com a escassez dos recursos e com os impactos ambientais provocados por eles, nomeadamente no que se refere às emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE), com conseqüente destruição da biodiversidade. Neste seguimento, a crise petrolífera de 1973 foi o ponto de partida para consciencializar a população da escassez e da dependência destes recursos energéticos. Ainda aliado a este dilema, o aumento do preço do barril de petróleo, conduziu à necessidade de mudança e procura de novas soluções com o objetivo de colmatar estes problemas, permitindo um desenvolvimento sustentável, nomeadamente através da exploração das Fontes de Energias Renováveis (FER), virtualmente inesgotáveis e não poluidoras.

Portugal tem sido um país ativo nesta mudança de forma a criar um novo paradigma energético, com a incorporação das energias renováveis na sua matriz energética, verificando-se ultimamente uma maior consciencialização da sociedade. A Figura 1.1 comprova essa mesma mudança, em apostar cada vez mais em energias limpas e menos em energias poluentes.



Figura 1.1 - Peso das energias renováveis e não renováveis no consumo de energia final, em 2006 e em 2016 (DGEG, 2014), (DGEG, 2017).

Em 2006, o peso das energias renováveis no consumo de energia final (ktep) correspondeu a uma parcela muito pequena quando comparadas com as energias não renováveis. Estas dominavam em cerca de 80% consumo de energia final. Porém, dez anos depois (2016), o peso das energias renováveis aumentou, ao contrário do peso das energias não renováveis, que teve um decréscimo de cerca de 10%, o que vem comprovar a redução da dependência dos combustíveis fósseis.

O aumento verificado na utilização de energias renováveis deriva também do aumento na aposta e interesse na produção de energia elétrica a partir da tecnologia solar fotovoltaica. A Figura 1.2 apresenta a evolução da produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica de janeiro de 2016 a janeiro de 2018, apresentando um pico de produção no mês de julho de 2017 com 94 GWh.

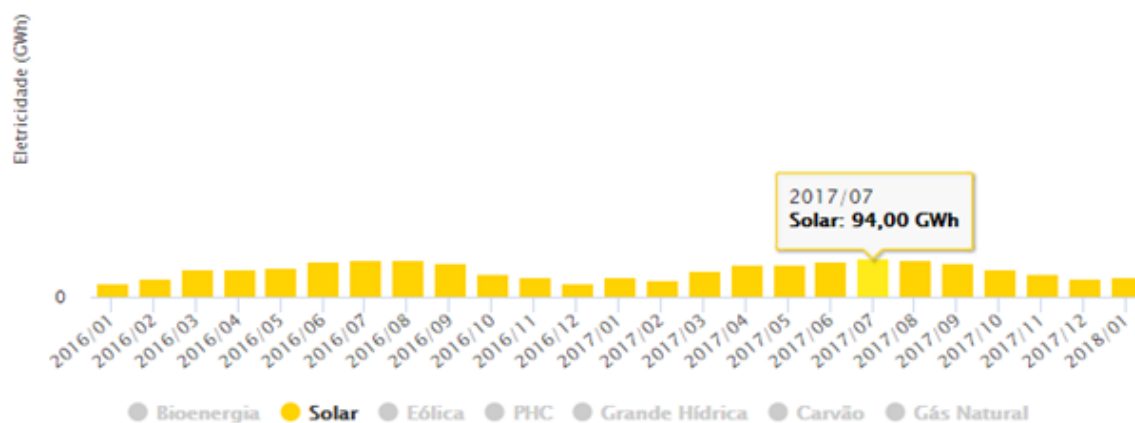


Figura 1.2 – Evolução da Produção de Eletricidade através da energia solar fotovoltaica em Portugal Continental (APREN, 2018).

O desenvolvimento tecnológico, de forma a arranjar soluções que permitam aproveitar a energia solar, tem vindo a permitir satisfazer as necessidades energéticas de uma parte da população, o que tem aumentado a competitividade deste mercado na produção de energia elétrica,

representando ao mesmo tempo, o meio ambiente. A Figura 1.3 ilustra a evolução da potência solar instalada nos centros eletroprodutores de Portugal Continental, onde se constata a grande evolução desde o ano 2000.

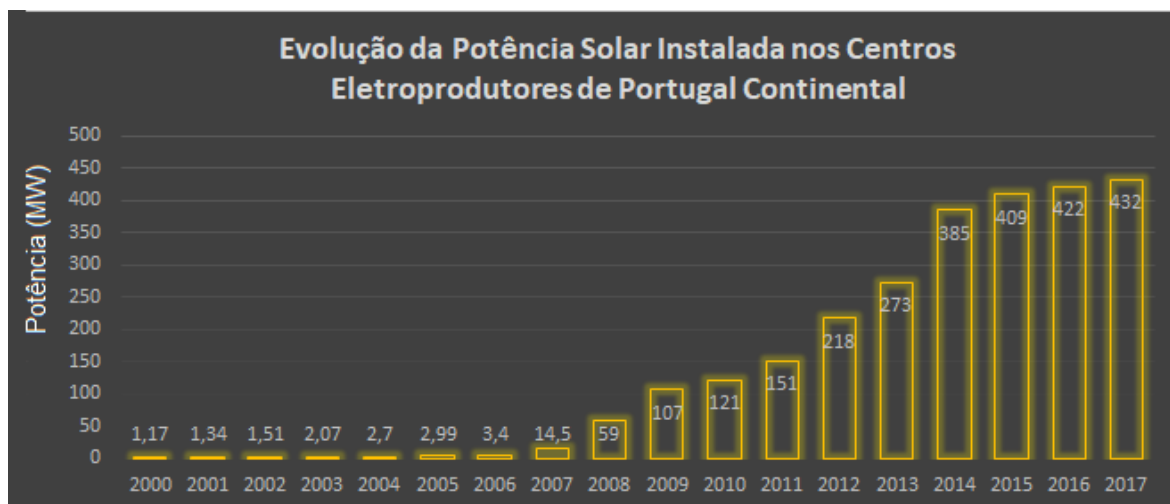


Figura 1.3 - Evolução da Potência Solar instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental (APREN, 2018).

A Figura 1.4 mostra a evolução da potência instalada em Fontes de Energia Renováveis do ano 2008 a novembro de 2017.

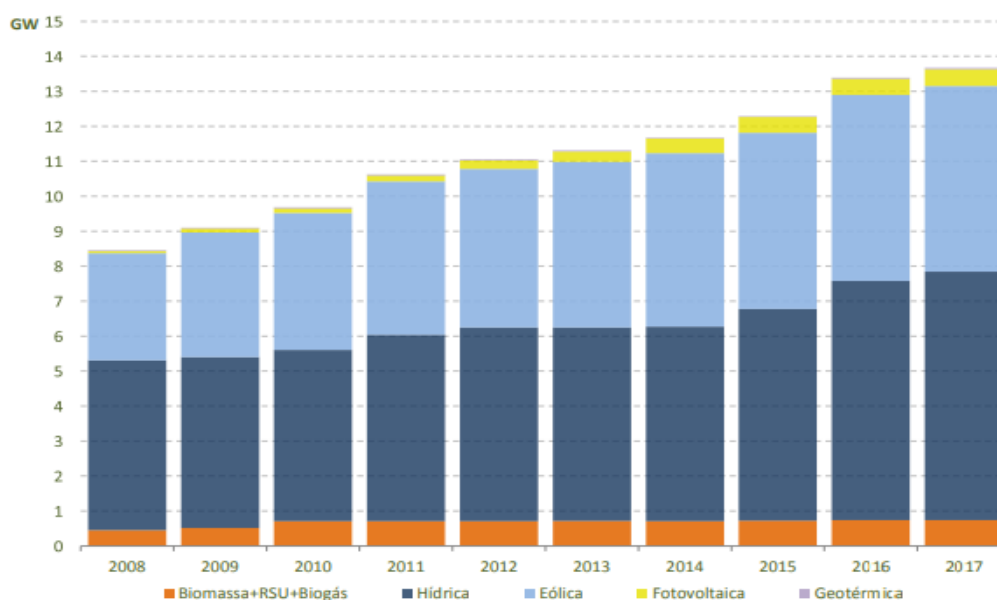


Figura 1.4 - Evolução da potência instalada em energias renováveis (DGEG, 2017).

Verifica-se que no período englobado pelo gráfico, a tecnologia que apresenta maior crescimento em potência instalada é a eólica (passou de 3058 MW para 5313 MW). Apesar de ser a tecnologia que mais cresceu em termos de potência instalada, a que evoluiu mais foi a energia fotovoltaica, apresentando em setembro de 2017, um valor de 481 MW de potência instalada, sendo que, em 2008 o seu valor era de 62 MW. Os valores totais das restantes energias renováveis em novembro de 2017 eram de 13 669 MW instalados, sendo 7 099 MW hídricos, 564 MW em biomassa e 33 MW em geotérmica (DGEG, 2017).

Relativamente à repartição percentual da produção de energia elétrica para os anos 2009 e 2016 por fonte de produção de energia, esta pode ser observada nos gráficos da Figura 1.5.

Tendo em conta os “Dados Técnicos” fornecidos pela REN relativos a 2009 e 2016, verifica-se que em 2016 existiu uma produção total de 55 873 GWh, tendo sido 57% de origem renovável (32 286 GWh) e 43% de origem não renovável (23 587 GWh), não existindo valor de saldo importador. Porém, no ano anterior (2015) este teve um valor percentual de 5%. Em 2009, a produção total foi de 49 873 GWh, tendo sido o peso das energias não renováveis de 65% e das energias renováveis de 35%, o que permite verificar um decréscimo de 22% na utilização de energias não renováveis (REN, 2016), (REN, 2010).

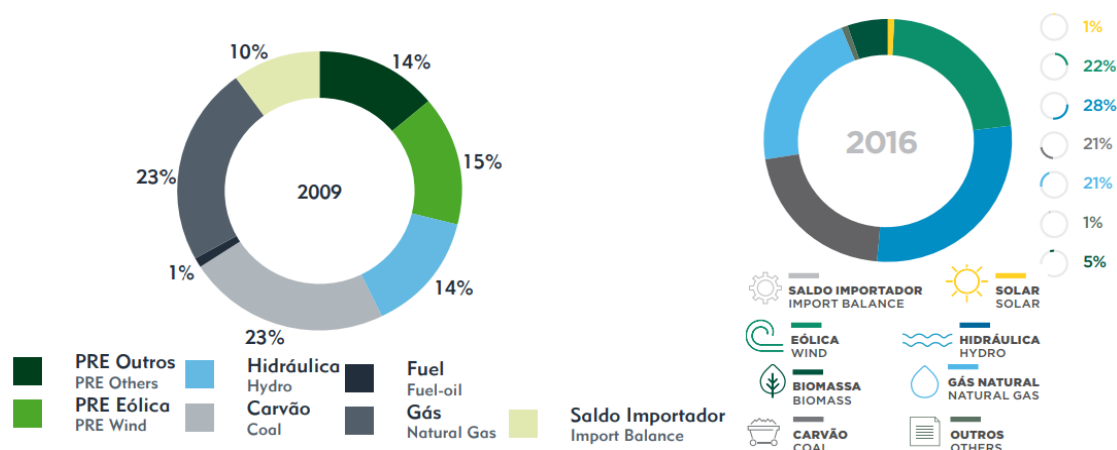


Figura 1.5 – Repartição da produção de energia em 2009 e em 2016 (REN, 2016), (REN, 2010).

Além disto, nas metas do Portugal 2020 encontra-se a aposta também em energias renováveis para a produção de energia elétrica, com o objetivo de que no mínimo 31% da energia final consumida ter de ser de origem renovável. No entanto, como objetivo nacional para o setor elétrico, a meta é de 59,6% da energia elétrica produzida ser de origem renovável. Para o setor do aquecimento e arrefecimento a meta para a energia consumida ser de origem renovável tem

um valor de 35,9%, embora que para o setor dos transportes a mesma é de 11,3% (PNAER, 2013).

Sendo de certa forma, os recursos renováveis de origem endógena, contribuem também para diminuir a dependência energética em relação ao exterior, estimular postos de trabalho/economias locais e gerar movimento financeiro.

1.2 Trabalhos executados durante o estágio

Os trabalhos desenvolvidos ao longo do estágio debruçaram-se essencialmente na implementação de sistemas que utilizam tecnologia solar fotovoltaica. Desta forma, foram desenvolvidos os seguintes projetos:

- Desenvolvimento de um trabalho de pesquisa sobre Auditorias Energéticas, de forma a avaliar os requisitos para se ser uma empresa auditora e para se ser auditor. Estes tinham como objetivo verificar a viabilidade da empresa, em prestar serviços nesta área. Foi ainda efetuada uma investigação acerca das etapas e medições a realizar, bem como dos equipamentos necessários para esse efeito e o custo associado, de modo a perceber também a viabilidade a nível financeiro;
- Projeção de uma unidade de produção solar fotovoltaica de 700 kW;
- Projeção de duas centrais fotovoltaicas de 1 MW;
- Projeção de uma central com seguidores solares e com estrutura de triângulos para 7 MW;
- Projeções para o Hospital de Guimarães, para a Ordem dos Enfermeiros de Coimbra, para as empresas CF&CA, SA, Miranda&Irmão, IPLAZ, SA, Intermarche – Base de Cantanhede, Gráfica Ideal – Águeda, para a Escola de Montemor-o-Velho e para oito instalações da Litocar espalhadas pelo país, cada uma com potências diferentes e estruturas de instalação próprias;
- Projeção e execução de um autoconsumo para a Plural – Cooperativa Farmacêutica, CRL;
- Pesquisa de carregadores para aplicar numa unidade de pequena produção, com solução para *outdoor* para 22 kVA e com sistema RFID (*Radio Frequency Identification*);
- Projetos e execução de autoconsumos com valor de potência igual ou inferior a 1500 W;
- Área comercial, desde o primeiro contacto com o cliente, orçamentação, venda e instalação.

1.3 Objetivos

O principal objetivo do estágio foi a experiência e o primeiro contacto com o meio empresarial, possibilitando a realização de todas as tarefas do dia-a-dia desta empresa.

A empresa foca-se essencialmente em apresentar soluções através de energia renovável, tendo apostado fundamentalmente em soluções que utilizam tecnologia solar fotovoltaica. Deste modo, foram desenvolvidos essencialmente projetos de produção de energia solar fotovoltaica, nomeadamente de autoconsumo, tendo sido efetuado para cada um, um estudo prévio dos consumos de forma a se poder optar pela melhor configuração a utilizar, segundo o inversor escolhido. Efetuou-se também a análise dos locais das possíveis instalações, para posterior projeção, bem como a orçamentação dos mesmos e a escolha dos melhores equipamentos a utilizar em cada caso.

Foram inicialmente explorados os *softwares AutoCad*[®] e *Sketchup*[®] para projeções de sistemas solares fotovoltaicos e perceber os locais mais apropriados para a colocação dos módulos fotovoltaicos, tendo em consideração as condições de sombreamento. Realizou-se também a análise de dados, tais como faturas de energia elétrica e curvas de consumo, para a escolha do melhor sistema a implementar. Efetuaram-se ainda propostas comerciais dos sistemas solares fotovoltaicos, indicando a melhor solução, seguida da apresentação das mesmas aos clientes.

No projeto prático desenvolvido, foi juntamente utilizado o *software Microsoft Project*[®] com a finalidade de realizar um plano previsto de obra.

Por fim, foi explorado o *software PV*SOL premium*[®], essencialmente para o dimensionamento, projeção e análise do retorno de investimento dos sistemas.

Além dos conceitos mencionados anteriormente, realizou-se juntamente o acompanhamento de manutenção preventiva de sistemas fotovoltaicos, sendo que este estágio culminou com o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico de autoconsumo e com a presença na sua implementação.

1.4 Organização do relatório de estágio

Este relatório de estágio está dividido em seis capítulos, tal como se sintetiza seguidamente:

- O primeiro capítulo contém a introdução ao relatório de estágio com a contextualização do mesmo, os objetivos, trabalhos executados ao longo do estágio e a forma como este se encontra organizado;

- No segundo capítulo irá ser apresentada a forma como a empresa onde foi realizado o estágio é constituída e está organizada;
- O terceiro capítulo apresenta as principais tecnologias utilizadas nos sistemas fotovoltaicos onde se exploram conceitos teóricos inerentes à história, evolução e compreensão das várias tecnologias e equipamentos existentes em sistemas solares fotovoltaicos;
- O quarto capítulo descreve a legislação associada à implementação de sistemas solares fotovoltaicos, bem como um pouco da sua evolução até chegar aos dias de hoje;
- O quinto capítulo descreve o caso prático da implementação de um sistema de autoconsumo efetuado na Plural – Cooperativa Farmacêutica, CRL, a qual se alicerça essencialmente nos vários processos realizados até à concretização do mesmo, incluindo os vários *softwares* utilizados;
- O sexto capítulo apresenta as conclusões e uma reflexão acerca dos principais pontos abordados e tarefas efetuadas ao longo do estágio.

No final deste relatório encontram-se presentes as referências utilizadas ao longo do relatório, bem como os anexos mencionados no decorrer dos vários capítulos.

2 Apresentação da Empresa

2.1 Apresentação Genérica da NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda

Neste capítulo é apresentado a estrutura da empresa, bem como os campos de aplicação do negócio em que ela está inserida.

A NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda, tendo iniciado a sua atividade em 2009, é uma empresa que vende e presta serviços na área das Energias Renováveis sob a marca *SunEnergy*®, cujo logotipo se encontra representado na Figura 2.1 (SunEnergy, 2017 b).



Figura 2.1 - Logotipo da *SunEnergy*® (SunEnergy, 2017 b).

A *SunEnergy*® é uma marca líder a nível ibérico neste âmbito, que iniciou o seu desenvolvimento em Espanha e que atende a particulares, empresas e entidades públicas, atuando neste momento desde a projeção de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos, amolgação (registo na DGEG) dos mesmos e a sua instalação/implementação.

2.1.1 Mercados e áreas de negócio

Os últimos anos foram marcados por grandes avanços na área das energias renováveis, com o aparecimento de novas tecnologias, que vieram influenciar um aumento da procura e da concorrência nesta área, tornando os mercados mais exigentes. Assim, a aposta na implementação de sistemas energéticos limpos e eficientes através de recursos não finitos disponíveis na natureza, são sem dúvida uma grande contribuição para um desenvolvimento sustentável e mais equilibrado, pois através do desenvolvimento tecnológico que se tem verificado ao longo dos anos é possível cada vez mais aproveitar as fontes de energia renováveis, venerando ao mesmo tempo o meio ambiente.

Devido à boa localização geográfica em que Portugal se encontra, é possível fazer um bom aproveitamento da energia solar, levando a uma redução da dependência energética externa e das fontes não renováveis e, conseqüentemente a tornar o país menos poluente e a aumentar o

bem-estar das pessoas. Aliado a isso, possibilita também um investimento económico altamente rentável para os seus proprietários, pela redução da fatura energética ou pela obtenção de uma fonte de rendimento complementar.

A *SunEnergy*® é uma empresa que tem como objetivo o crescimento no mercado nacional, por isso, a estratégia de mercado centra-se em apresentar preços muito competitivos, aliados à experiência e ao modelo de negócio que vão ao encontro dos desejos de cada cliente. Existe assim um contato prévio com os clientes, de forma a poder ser feito um estudo, análise, levantamento e até mesmo uma projeção do que está a ser solicitado e de modo a conseguir responder o mais fidedignamente possível e em tempo útil, otimizando ao máximo o investimento feito por eles.

Não menos importante é o serviço de pós-venda que a empresa oferece, incluindo a garantia de mão-de-obra e apresentando equipamentos com elevados anos de garantia. Também uma mais-valia e objetivo da empresa, é o facto de esta não estar limitada para a execução de qualquer tipo de instalação independentemente das suas dimensões, encontrando-se sempre atenta à evolução tecnológica como forma de possibilitar a utilização da última tecnologia disponível no mercado em cada projeto, incrementando assim inovação e valor a cada obra que é concretizada.

Todos estes processos permitem criar uma grande relação de confiança empresa-cliente, pontos cruciais na sua sobrevivência e para o seu sucesso.

Desta forma, a empresa projeta e instala sistemas a nível:

- Particular:
 - Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC) com ou sem armazenamento, Unidades de Pequena Produção (UPP) com venda de energia à rede, instalações elétricas autónomas, Águas Quentes Sanitárias (AQS), aquecimento de piscinas, aquecimento central:
 - Fontes de calor: caldeiras a biomassa, salamandras e pellets, bombas de calor e recuperadores de calor;
 - Sistemas de difusão: radiadores de parede, ventiloconvetores, piso radiante e outras áreas de eficiência energética (sistemas de monitorização de energia, iluminação com microled e ar condicionado).

- Empresarial: unidades de produção de autoconsumo com e sem armazenamento até 1000 kVA, unidades de pequena produção com venda de energia à rede até 250 kVA, sistemas elétricos autónomos, águas quentes e iluminação industrial (SunEnergy, 2017 b).

2.1.2 Visão, valores e missão

A visão da empresa centra-se em querer estar sempre na linha da frente a nível tecnológico, através da colaboração ativa com fornecedores de referência no mercado, garantindo desta forma a oferta de soluções que cumprem com os mais rigorosos padrões de qualidade e que permitem acrescentar valor aos projetos elaborados pela empresa.

Os valores da criatividade e inovação, saber fazer, o rigor, o espírito de equipa, a dedicação de todos os colaboradores, a orientação para cada cliente e a experiência adquiridos ao longo dos vários anos de trabalho são centrais na NRG.

A empresa tem como missão, promover o processo de inovação dos serviços, tecnologias e operações por forma a adquirir conhecimentos que garantam a competitividade nos mercados nacional e internacional, desenvolver e apoiar a implementação de serviços e soluções, assim como de sistemas que satisfaçam as necessidades dos clientes, através da demonstração de novos serviços e tecnologias, contribuindo também para a sua introdução comercial.

2.1.3 Estrutura Organizacional

A empresa apresenta sede em Coimbra e uma vasta rede de delegações espalhadas por Portugal: Coimbra, Braga, Santarém, Ponte de Sôr, Mafra, Cascais/Sintra, Setúbal e Albufeira. A Figura 2.2 representa o mapa de Portugal onde se encontram assinaladas as várias delegações ao longo do país.

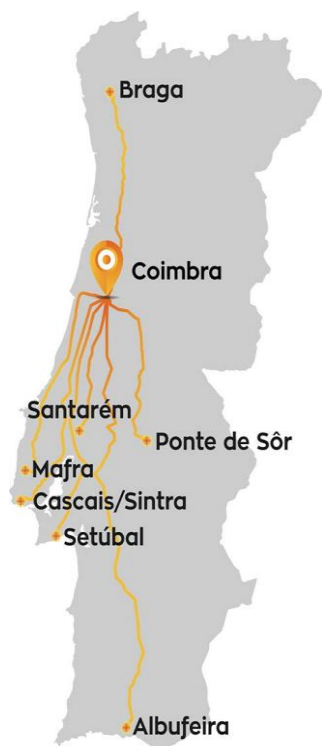


Figura 2.2 - Representação das várias delegações presentes no país (SunEnergy, 2017 b).

A marca *SunEnergy*® surge assim no mercado nacional através do *franchising*, pelo qual se criam as várias delegações, por pessoas que demonstram e apresentam conhecimento na área das energias renováveis (franchisados), que querendo fazer negócio em “parceria” com a NRG (empresa franchisadora), ficam a ter o direito de explorar os seus produtos e serviços e usar os seus métodos de gestão. Desta forma, é conjugada a experiência da NRG e o sucesso no mercado, com a motivação e o capital dos franchisados em ter o seu próprio negócio com menos risco. Permite também à empresa, uma expansão rápida com recursos financeiros e humanos de terceiros, garantindo uma maior proximidade ao cliente.

Além disso, a NRG conta com nove colaboradores distribuídos pelos diversos departamentos que apresentam as qualificações necessárias para o desempenho de cada uma das suas funções e que permitem assegurar a qualidade dos serviços prestados, incluindo o auxílio aos franchisados.

O organograma da Figura 2.3 apresenta a estrutura organizacional da empresa.

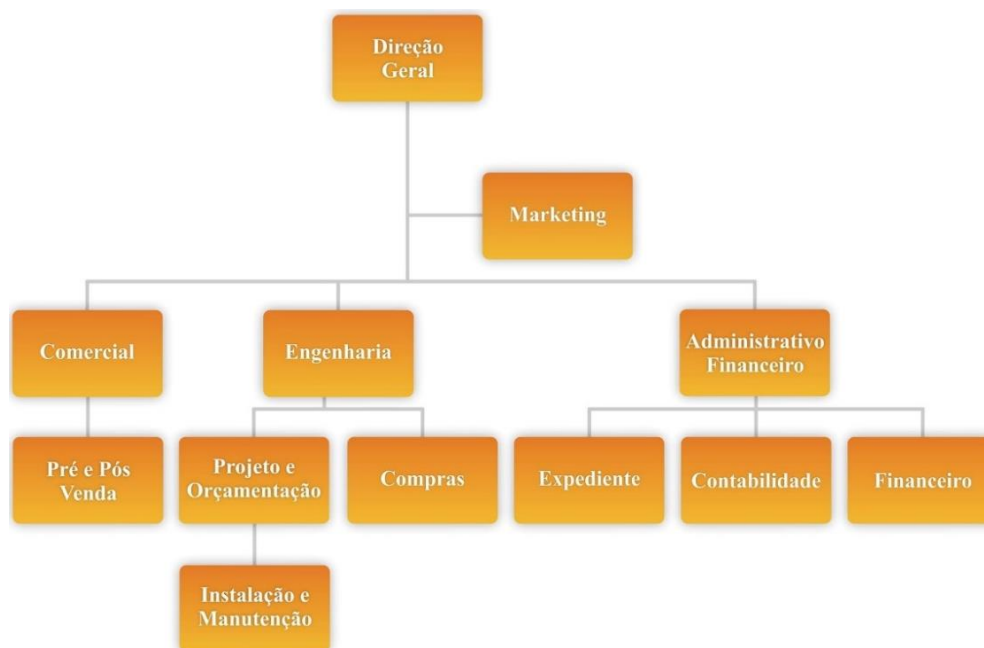


Figura 2.3 – Estrutura Organizacional da Empresa (SunEnergy, 2016).

Assim, a empresa é constituída pela direção geral que define a estratégia da empresa, acompanhando também a sua execução, por um gestor comercial que coordena as atividades comerciais da empresa de pré-venda e pós-venda, dois auxiliares de instalação e um técnico de eletricidade que executam as instalações, manutenções e reparações de equipamentos comercializados, bem como tarefas de carácter mais técnico relacionadas com a execução de instalações elétricas. A empresa conta também com um departamento de engenharia, sendo que deste fazem parte um engenheiro mecânico que projeta e orçamenta soluções no âmbito da climatização e energia solar térmica, e um engenheiro eletrotécnico que projeta e orçamenta soluções no âmbito da energia solar fotovoltaica. Estes aconselham e apresentam a melhor solução para cada caso, tendo por base todos os normativos legais e de segurança. Fornecem também o dimensionamento e diretrizes à equipa de instalação para cada obra a executar. Juntamente com o departamento comercial, este departamento coordena ainda o calendário de obras e as respetivas manutenções, e acompanha a execução de cada serviço (SunEnergy, 2016). Todo o estágio decorreu e foi desenvolvido na área eletrotécnica no departamento de engenharia, tendo trabalhado em proximidade com o engenheiro da empresa responsável por esta área.

3 Tecnologias de Sistemas Solares Fotovoltaicos

3.1 Energia Solar Fotovoltaica

No presente capítulo será abordada a energia solar fotovoltaica, dando-se a conhecer os vários processos base que estão presentes na sua origem. Será dado maior ênfase às tecnologias que são utilizadas para um nível de aproveitamento mais adequado, dando também a conhecer um conjunto de soluções e opções que existem atualmente no mercado.

O Sol é uma fonte de energia fundamental para a existência de vida na Terra e, deste modo, indispensável ao Planeta. Este liberta grandes quantidades de energia devido a reações que ocorrem no seu núcleo, e que chegam ao nosso planeta sob a forma de radiação eletromagnética (Figura 3.1).

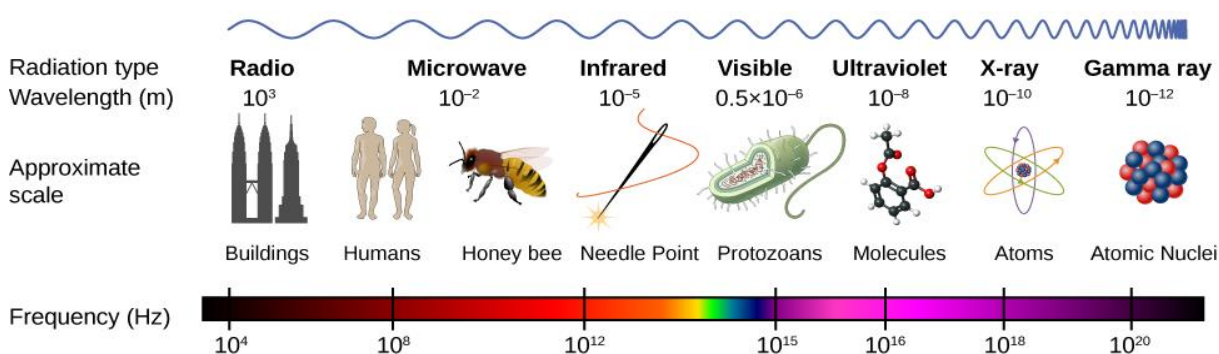


Figura 3.1 – Espectro eletromagnético (TES, 2018).

Porém, a luz que pode ser visualizada pelos olhos (luz visível) é apenas uma fração dos diferentes tipos de radiação existentes (TES, 2018).

É a partir do Sol que existe a energia renovável mais abundante no nosso planeta, sustentável, inesgotável, disponível na natureza de forma contínua que não depende de recursos finitos e que é limpa, havendo um enorme potencial na sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão noutras formas de energia, como por exemplo em energia térmica e elétrica. A ideia do seu aproveitamento para produzir trabalho útil já vem desde há muitos anos, podendo atualmente classificar-se o seu aproveitamento de duas formas:

- Energia solar térmica: são sistemas de energia renovável que convertem o calor proveniente da luz solar em energia térmica. O calor também pode ser empregue para produzir vapor, que é depois utilizado para gerar energia elétrica através de turbinas;

- Energia solar fotovoltaica: são sistemas de energia renovável que convertem a luz solar diretamente em eletricidade usando células fotovoltaicas.

Apesar de na empresa onde foi realizado o estágio existirem as duas vertentes, neste relatório apenas será abordada a energia solar fotovoltaica, pois foi sobre este tópico que se debruçou o estágio curricular.

Em consequência da enorme distância que existe entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da radiação atinge o limite superior da atmosfera. Ao atravessar a atmosfera, esta radiação é também reduzida, sendo que apenas uma parte desta alcança a superfície terrestre. A restante parte é refletida para o espaço ou absorvida pela atmosfera. A radiação que chega ao solo pode ser por meio direto ou difuso, sendo que a primeira é referente à que incide diretamente do Sol sem sofrer qualquer reflexo. Por outro lado, a radiação difusa, refere-se à radiação que sofreu refração em qualquer obstáculo na atmosfera, incidindo posteriormente no solo. A soma destas duas radiações dá origem à chamada radiação global (CBSRS, 2016).

3.1.1 Energia fotovoltaica na Europa e em Portugal

Atualmente, a matriz energética global continua a ser caracterizada por uma forte utilização e dependência dos combustíveis fósseis para a obtenção de energia. Porém, estes combustíveis são na maioria, os grandes responsáveis pela emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE), com o consequente aquecimento global, representando a sua utilização um caminho insustentável para o futuro, pois estes são recursos finitos e a sua localização geográfica é, na maioria das vezes, em regiões instáveis, tanto a nível social como político. Desta forma, o futuro do planeta assenta em encontrar formas sustentáveis de obtenção de energia, especialmente com tecnologias menos poluentes e com consumos menores.

Em 1997, o aparecimento do Protocolo de Quioto, que teve como objetivo principal estabelecer a diminuição das emissões dos GEE, veio lançar as bases para um futuro sustentável e alterar o comportamento nefasto em relação ao meio ambiente.

Na Europa, a radiação solar disponível varia muito com a latitude, de tal forma que em Portugal, Espanha e Itália (países no sul da Europa), a radiação solar anual chega a atingir em algumas regiões, o dobro da média disponível nos países do norte da Europa. Pela Figura 3.2 a) pode-se observar a distribuição do potencial da intensidade de radiação solar a nível europeu (kWh/m^2).

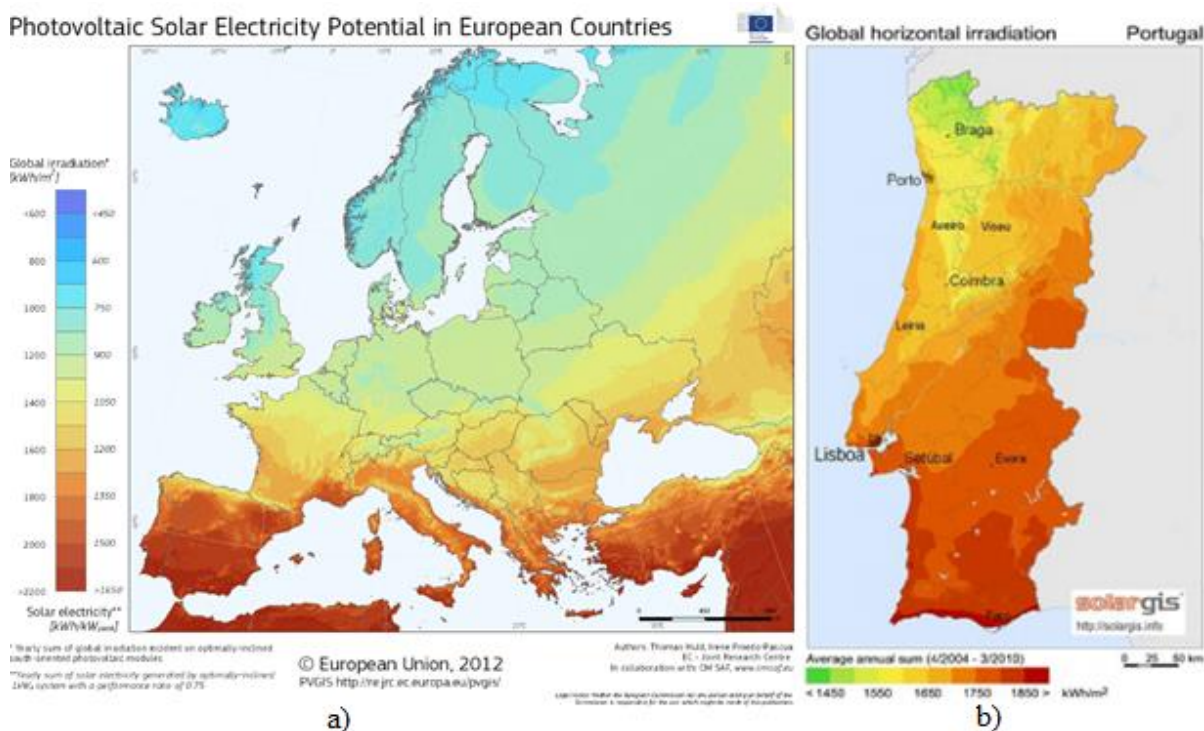


Figura 3.2 – a) Distribuição da radiação solar anual na Europa (PSEPEC, 2017), b) Distribuição da radiação solar em Portugal (MRDP, 2017).

A nível nacional (Figura 3.2 b)), Portugal é um dos países europeus com maiores níveis de insolação, diferindo de zona para zona. Este enorme potencial pode e deve ser explorado, motivando a diminuição da dependência energética através de fontes de energia não renováveis e a aposta no aproveitamento da energia solar em Portugal, nomeadamente com a instalação de sistemas solares fotovoltaicos. Além dos benefícios do ponto de vista ambiental, contribui para obter benefícios económicos, quer seja pela via da redução da fatura energética ou pela obtenção de uma fonte de rendimento adicional, com o objetivo de proporcionar um futuro energético mais equilibrado e sustentável, através da adoção de modelos energéticos que respeitam o meio ambiente e que satisfazem as necessidades presentes, sem comprometer as futuras. Outro ponto que tem levado ao crescimento na aposta dos sistemas fotovoltaicos é o retorno económico-financeiro num curto período de espaço de tempo, em muitos casos, de quatro a seis anos.

Deste modo, como já foi referido anteriormente, o país iria ficar menos dependente das importações de energias não renováveis, contribuindo de forma positiva para diminuir a crise energética e ambiental que o planeta está a atravessar (kinetics, 2018). A nível de grandes centrais fotovoltaicas, Portugal possui duas centrais ativas, uma no concelho de Serpa, Figura

3.3 a), constituída por 52 000 módulos de silício monocristalino, instalados ao longo de 34 hectares, com uma potência instalada total de 11 MW que evitará a emissão de cerca de 19 mil toneladas de dióxido de carbono por ano (PFS, 2007). A outra central é a da Amareleja, Figura 3.3 b), uma das maiores do mundo, situada na localidade com maior intensidade de radiação e com o maior número de horas de exposição solar, tendo uma potência instalada de 46 MW. Possibilita assim a produção de 89 GWh/ano, evitando também o envio de bastantes toneladas de dióxido de carbono por ano para a atmosfera (PortalEnergia, 2008).



Figura 3.3 – a) Central Solar fotovoltaica de Serpa (PFS, 2007), b) Central Solar fotovoltaica de Amareleja (GeoMentor, 2013).

3.1.2 Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica

Existem algumas vantagens que estão associadas à energia solar fotovoltaica, relativamente a vários fatores. No que diz respeito aos fatores positivos no planeta, esta não tem associadas emissões de CO₂, resíduos ou poluentes para a atmosfera nem de outros gases poluentes, recorrendo a uma fonte primária de energia renovável e praticamente inesgotável. Isto significa que é uma fonte de transformação de energia com total ausência de poluição quando em atividade. Também durante a operação de instalações solares fotovoltaicas, esta não tem grande impacto ambiental. A fonte de poluição deste tipo de sistemas encontra-se aquando do seu fabrico, contudo a construção dos componentes possuem processos de controlo eficazes.

Relativamente à sua manutenção, esta é mínima quando comparada com outro tipo de centrais de produção de energia.

Esta tecnologia permite, com baixo custo em relação à rede “tradicional” de produção e distribuição de energia elétrica, a eletrificação de zonas remotas, isoladas ou de difícil acesso,

uma vez que não obriga a grandes investimentos em redes de distribuição. Nestes locais é também uma tecnologia distinta, uma vez que a sua instalação em pequena escala não necessita de grandes investimentos em linhas de transmissão e a sua utilização ajuda a diminuir a procura energética nos centros de geração de energia e também as perdas que ocorreriam na transmissão.

Por fim, o facto de os módulos solares estarem cada vez mais eficientes, ao mesmo tempo que o seu custo vem decaindo, torna economicamente esta solução a cada dia mais viável (PortalEnergia, 2017).

No entanto, existe poluição durante a construção das células e dos módulos, pois para se produzir uma célula fotovoltaica é necessária a utilização de diversos gases e químicos, sendo que neste processo a contaminação não é inexistente. Apesar disso, hoje em dia já é bastante reduzida e controlável, pois as células são produzidas num ambiente controlado e todos os resíduos são tratados. Desta forma, o impacto ambiental das células é praticamente nulo, sendo por isso desprezável.

A nível ecológico, o facto de esta energia ser renovável, evita a dependência externa e consequentemente diminui a necessidade de importações energéticas, uma vez que existe em todos os países, mesmo que em maior ou menor escala.

A nível financeiro, é uma forma de economizar dinheiro, pois a energia solar fotovoltaica pode reduzir bastante a fatura da eletricidade.

Apesar das vantagens apresentadas, existem também algumas desvantagens que se encontram associadas aos sistemas solares fotovoltaicos, nomeadamente a grande sensibilidade a alterações climáticas, o que torna imprevisível a quantidade de energia que vai ser produzida. Também o período noturno influencia, uma vez que perante a ausência de Sol, não há produção, obrigando por vezes a sistemas de armazenamento da energia produzida durante o dia. Neste seguimento, em locais com latitudes médias e altas, estes sofrem quedas bruscas de produção durante os meses de inverno, devido à menor disponibilidade diária de radiação solar. Também em locais com frequente cobertura de nuvens, tende a ocorrer variações diárias de produção de acordo com o grau de nebulosidade.

Outro aspeto negativo relaciona-se com a retirada da principal matéria-prima para as células fotovoltaicas, nomeadamente a mineração do silício que apresenta impactes para o solo e para os lençóis de água das zonas de extração, além dos riscos associados aos trabalhadores, havendo

quem afirme que o silício é cancerígeno, podendo causar cancro do pulmão ao ser inalado. (EnergiaInteligente, 2016), (PortalEnergia, 2017).

3.1.3 Ângulo de incidência Solar

Para que se consiga realizar um melhor aproveitamento da energia solar, é necessário saber qual a posição mais vantajosa para a colocação dos módulos fotovoltaicos, o que implica conhecer o ângulo de incidência da radiação solar e a posição do Sol relativamente ao local da instalação.

Na Figura 3.4 está representada a posição do Sol em relação à Terra, que é determinada com base na sua altura (elevação solar) e no ângulo de azimute. Esta elevação solar diz respeito ao ângulo entre o plano horizontal e a irradiância direta nesse mesmo plano. Por sua vez, o azimute solar é o ângulo formado entre a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal e a direção sul, tomando estes valores positivos para oeste e valores negativos para este. O zénite apresenta-se na perpendicular sobre o plano horizontal, correspondendo à subtração a 90° de ϕ (latitude em graus) relativamente a norte.

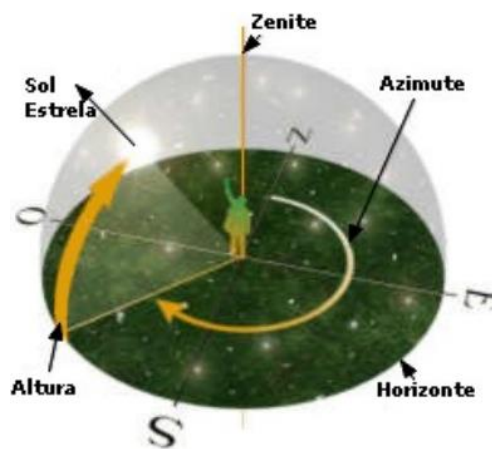


Figura 3.4 - Posição do Sol relativamente à Terra (Nunes, C., 2016).

Relativamente à posição que os módulos devem tomar para que seja retirado o maior rendimento dos mesmos, esta pode ser visualizada na Figura 3.5.

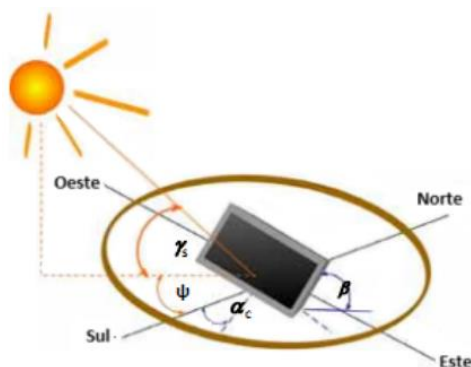


Figura 3.5 – Inclinação e orientação do módulo solar relativamente à posição do Sol (PortalEnergia, 2014 b).

Os ângulos da Figura 3.5 representam:

β – Ângulo de inclinação da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal (°);

Ψ – Azimute solar: ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra;

γ_s – Ângulo de elevação solar: ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra;

α_c – Ângulo azimute da superfície de incidência, em relação a Sul, no plano horizontal (°).

A quantidade de luz solar incidente diretamente sobre os módulos é assim máxima quando a posição do Sol é perpendicular à sua superfície, uma vez que a irradiação percorre o percurso mais curto através da atmosfera, com conseqüente diminuição da sua difusão e/ou reflexão.

Dado que o Sol nasce a este e se põe a oeste, o ângulo de incidência da radiação solar vai variando ao longo do dia. Além disto, o formato esférico da Terra, o seu movimento de translação e o facto de possuir alguma inclinação, dão origem a quatro estações por ano, influenciando na variação da quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre. Também como conseqüência do movimento de translação elíptica da Terra à volta do Sol, existe a variação da distância entre o Sol e a Terra e a sua altura relativamente ao plano horizontal, levando às desigualdades dos dias e das noites (Nunes, C., 2016).

Relativamente ao hemisfério norte, a orientação dos módulos solares deve ser feita para sul e a sua inclinação deve variar consoante a estação do ano, tal como se pode observar na Figura 3.6.

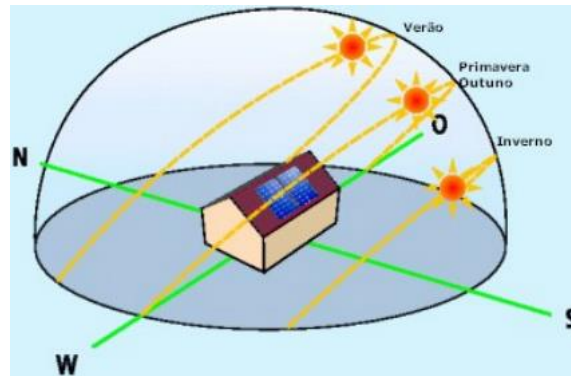


Figura 3.6 – Orientação dos módulos solares para sul, com a sua inclinação ideal a variar segundo a estação do ano (PortalEnergia, 2014 b).

É importante saber o valor da irradiação solar que pode incidir nos módulos. Deste modo, no anexo A encontra-se uma análise do comportamento da irradiação solar ao longo do tempo (ano, dia e hora) e em função dos ângulos que a definem, sendo apresentada uma análise para o plano horizontal e para situações de um plano inclinado (Nunes, C., 2016).

3.2 Efeito Fotovoltaico

O efeito solar fotovoltaico consiste no fenómeno físico que converte a energia de fotões (energia proveniente diretamente da radiação solar) em energia elétrica, podendo ocorrer absorção da radiação solar pelo material quando este fica exposto à mesma. A luz solar consiste numa corrente de fotões com comprimentos de onda diferentes e que, aquando da incidência de cada um deles sobre as células, têm a capacidade de ceder a sua energia a um eletrão que a utiliza para atingir um estado energético mais elevado. Porém, de todos os fotões que incidem nas células, apenas uma pequena porção possui energia suficiente para excitar os eletrões, pois muitos deles são desperdiçados pela sua energia ser insuficiente e não se conseguirem absorver, o que provoca perdas na eficiência das células fotovoltaicas, levando a que apenas uma parte da luz incidente seja convertida em energia elétrica. Por cada fotão absorvido e por mais energia que contenha, a célula só fornece energia a diferenças de potencial entre os seus elétrodos, isto é, entre as duas bandas de energia (do inglês, *band gap*).

O material semiconductor normalmente mais utilizado é o silício, uma vez que apresenta disponibilidade quase ilimitada.

Cada átomo de silício possui quatro eletrões de valência, sendo que com a finalidade de obter uma molécula estável, o átomo de silício agrega-se a quatro átomos vizinhos por ligações

covalentes de modo a completar a camada de valência com oito elétrons, formando uma rede cristalina estável (Figura 3.7 c)). Na prática, a estrutura cristalina só é conseguida quando o cristal de silício é sujeito à temperatura de zero absoluto (-273°C), sendo a esta temperatura que todas as ligações covalentes ficam completas, permitindo que o átomo tenha estabilidade química e molecular. Por isso, o material comporta-se como um isolador (mau condutor elétrico) já que, não havendo elétrons livres, não é possível estabelecer-se uma corrente elétrica através do cristal (Valente, 2011).

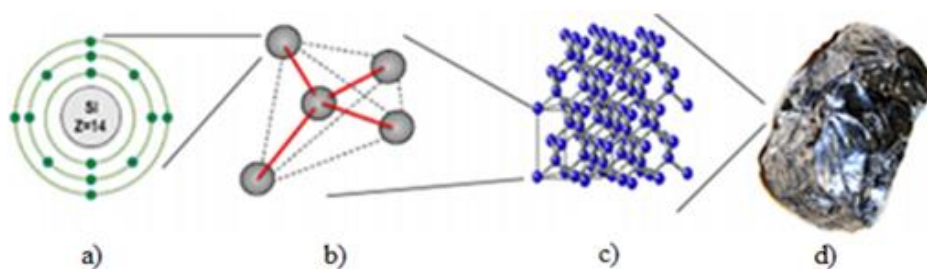


Figura 3.7 – Silício: a) estrutura atômica; b) rede tetraédrica; c) rede cristalina; d) silício puro (Carneiro, 2010).

A incidência da radiação solar na célula fotovoltaica, causa uma perturbação na formação cristalina, fazendo aumentar o nível de energia do átomo, danificando as ligações atômicas. Desta forma, pode ocorrer a libertação de um elétron, ficando uma lacuna na rede cristalina (processo de autocondução). No entanto, o fenómeno de autocondução não é suficiente para gerar energia elétrica, pelo que é necessário contaminar a rede cristalina com átomos impuros, isto é, ligar aos átomos de silício outros tipos de átomos que “atrapalharão” a ligação atômica do semiconductor. A este processo dá-se o nome de dopagem, sendo que os dopantes mais utilizados são o boro e o fósforo (Souza, 2015).

No processo de dopagem (Figura 3.8), uma vez que o silício possui quatro elétrons de valência, necessita de mais quatro átomos vizinhos para formar uma ligação covalente. Se inserirmos o fósforo, elemento de cinco elétrons de valência (pentavalente), o quinto elétron ficará fracamente ligado ao átomo de origem, sendo que quando o semiconductor estiver à temperatura ambiente, esse elétron ficará livre, fazendo com que o cristal de silício dopado com esse material fique negativamente carregado. Considera-se por isso, como um semiconductor do tipo *n*.

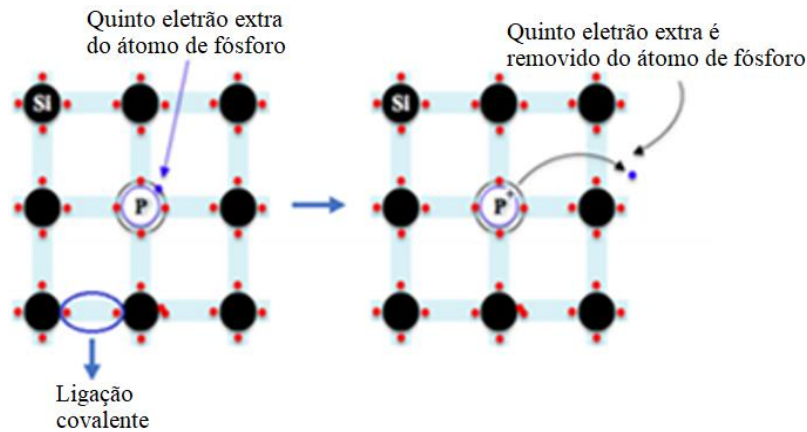


Figura 3.8 - Representações da substituição (dopagem) de um átomo de Si por um átomo de fósforo (P) (Carneiro, 2010).

Para além disso, se o átomo de silício for adicionado ao boro, que possui na sua camada de valência um elétron a menos que o silício (três elétrons de valência), aquando da junção dos átomos de boro aos de silício, ficará a faltar um elétron nas órbitas ligantes, originando-se uma lacuna nas ligações tetraédricas da rede cristalina do silício, criando-se assim um semiconductor carregado positivamente (tipo *p*). Este processo designa-se de dopagem com o boro (Figura 3.9).

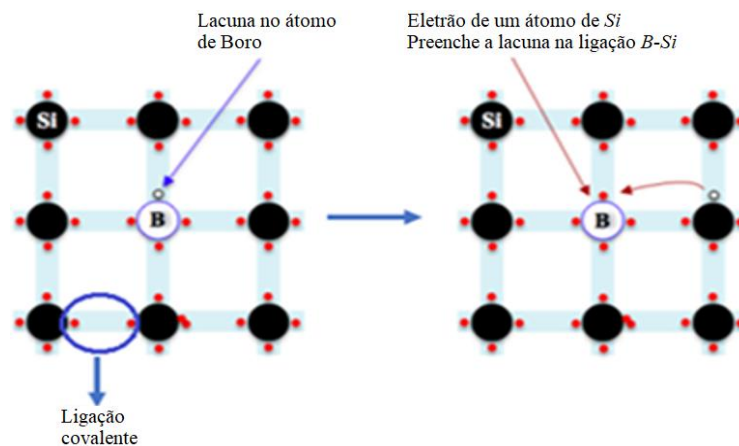


Figura 3.9 – Representações esquemáticas do processo da substituição (dopagem) de um átomo de Si por um átomo de boro (B) (Carneiro, 2010).

Mesmo com dopagem, o silício continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e de prótons é a mesma. Os semicondutores do tipo *p* ou do tipo *n* são também melhores condutores elétricos do que o silício puro. No entanto, quando aplicados isoladamente não têm grande interesse no que concerne à sua utilização comercial para a fabricação de células fotovoltaicas.

Quando o silício do tipo *n* é colocado em contato com o silício do tipo *p*, os elétrons livres do material com dopagem do tipo *n* preenchem as lacunas do material com dopagem do tipo *p*.

Logo, a camada do tipo n , que cedeu elétrons, fica positivamente carregada. Porém, a camada do tipo p que recebeu elétrons fica negativamente carregada. Essas cargas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons da camada n para a camada p , sendo que este processo atinge o equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial que é capaz de impedir que os elétrons livres restantes na camada do tipo n passem para a camada do tipo p . Assim, para formar uma célula fotovoltaica a partir do silício puro, são introduzidos átomos de boro numa metade e átomos de fósforo na outra, unindo os dois semicondutores. Forma-se assim uma região de transição ou área de união, a chamada junção $p-n$ que produz um campo elétrico interno (Figura 3.10).

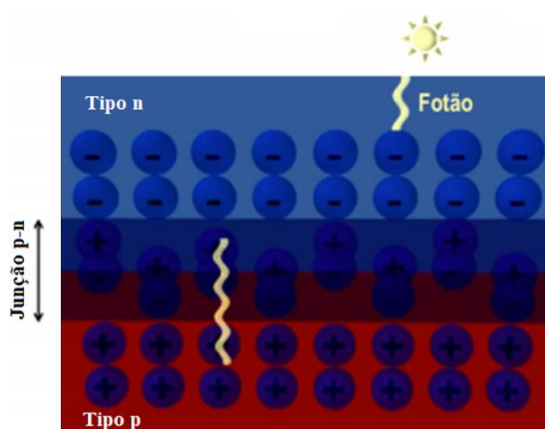


Figura 3.10 - Representação esquemática dos semicondutores do tipo p e n e da junção $p-n$, sujeitas à ação da luz solar (Carneiro, 2010).

A existência de campo elétrico força o deslocamento de elétrons para a camada n , não permitindo o seu regresso. Simultaneamente, repele as lacunas para o extremo oposto da camada p , verificando-se assim um fluxo de elétrons e a criação de um par elétron-lacuna.

A absorção da luz aumenta drasticamente a geração dos pares elétron-lacuna, para além da geração que advém da excitação térmica (Figura 3.11).

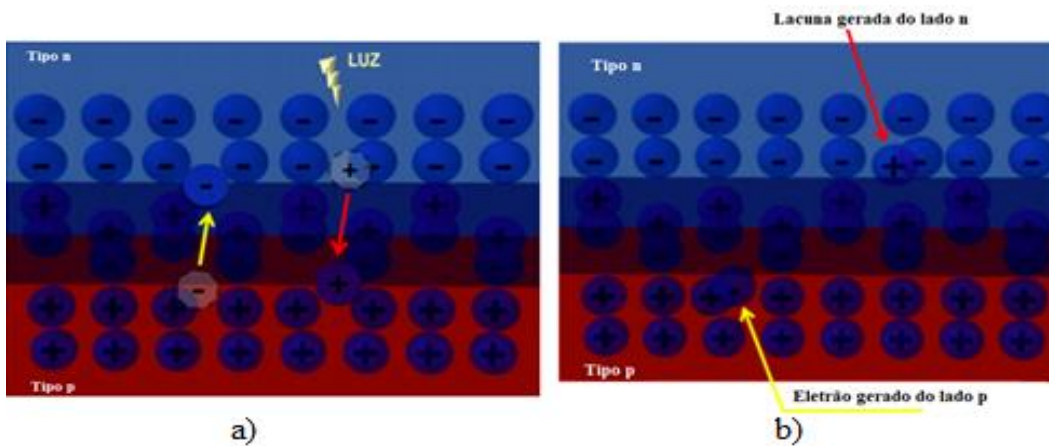


Figura 3.11 - a) Representação dos movimentos dos pares elétron-lacuna através da zona de junção $p-n$ sujeito à ação da luz solar, b) Representação da geração de pares elétron-lacuna na junção $p-n$ sujeita à ação da luz solar (Carneiro, 2010).

Assim, quando se ligam os terminais das células a um circuito exterior que se fecha através de uma carga, a tensão elétrica existente entre elas origina uma corrente elétrica, que produzirá os efeitos desejados na carga externa. Para a condução desta corrente, existem os contactos metálicos em ambas as faces da estrutura, que permitem a ligação dos materiais semicondutores às cargas.

A corrente criada nos terminais da célula é contínua (DC) e poderá ser utilizada como energia elétrica, tendo intensidade proporcional à intensidade da luz incidente (Carneiro, 2010).

A Figura 3.12 é alusiva ao efeito fotovoltaico e à constituição interna de uma célula fotovoltaica com uma carga na sua extremidade.

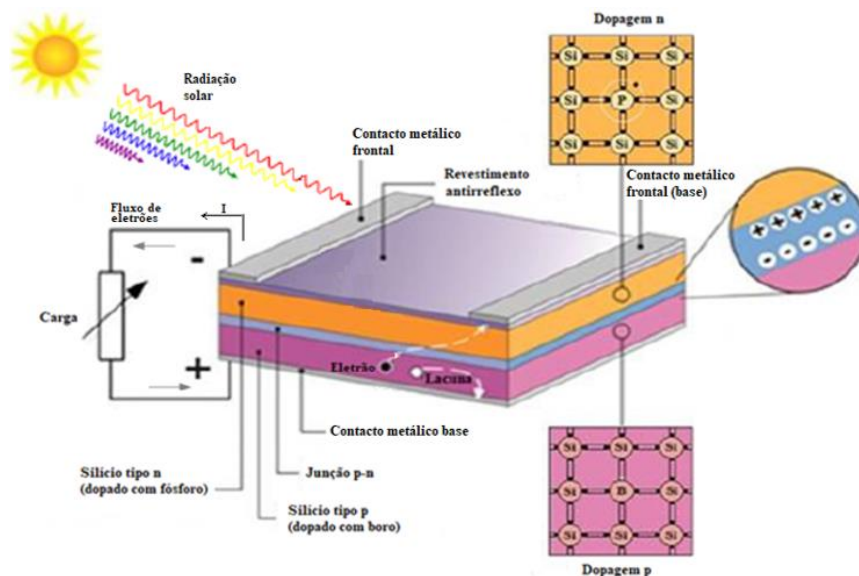


Figura 3.12 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (ESF, 2017).

Assim, a célula apenas mantém um fluxo de elétrons estabelecidos num circuito elétrico, enquanto houver incidência de luz solar sobre a mesma, não armazenando energia elétrica.

3.3 A Célula Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel ao detetar que placas metálicas de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando se encontravam expostas à luz solar. Porém, em 1877, W. G. Adams e R. E. Day, utilizaram as propriedades fotocondutoras do selénio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade, por exemplo à luz, baseado num filme de selénio depositado num substrato de ferro e com um segundo filme de ouro semitransparente que servia de contacto frontal. Esta apresentava uma eficiência muito baixa, com valores próximos de 0,5%.

No entanto, a primeira célula moderna foi produzida em 1953 quando Calvin Fuller, um químico dos *Bell Laboratories*, nos EUA, desenvolveu um processo de difusão para introduzir impurezas em cristais de silício, de modo a controlar as suas propriedades elétricas (denominado de “dopagem”). Fuller produziu uma barra de silício dopada com uma pequena concentração de gálio que o tornou condutor, sendo as cargas móveis positivas (tipo p). Seguindo as instruções de Fuller, o físico Geral Pearson mergulhou esta barra de silício dopada num banho quente de lítio, criando assim na superfície da barra, uma zona com excesso de elétrons livres, portadores com carga negativa (tipo n). Na região onde o silício do tipo n ficou em contato com o silício do tipo p (junção $p-n$), surgiu um campo elétrico permanente. Ao caracterizar eletricamente esta amostra, Pearson verificou que produzia uma corrente elétrica quando a amostra era exposta à luz. Estava então criada a primeira célula solar de silício. Ensaando esta nova célula, Pearson e Chapin (seu colega nos Bell Labs) verificaram que a sua eficiência era cerca de 4% (bastante superior à célula de selénio). Continuando o estudo desta nova célula, verificava-se que esta revelava uma resistência-série muito significativa, devido à dificuldade em soldar contactos elétricos ao material. Por outro lado, mesmo à temperatura ambiente, verificaram que o lítio migrava para o interior do silício, pelo que a junção $p-n$ ficava cada vez mais profunda e inatingível aos fotões da radiação solar, diminuindo assim a eficiência da célula. Posteriormente, Fuller experimentou fazer a dopagem do tipo n usando uma difusão de fósforo e obteve uma junção $p-n$, mais estável do que a anterior, embora persistisse o

problema dos contactos. Nesta sequência, Fuller substituiu o gálio por arsénio (formando um substrato do tipo n) seguido por uma difusão de boro (formando uma zona do tipo p à superfície). Deste modo, as novas células podiam agora ser facilmente soldadas e revelavam pela primeira vez uma eficiência de 6%. Perante estes resultados, esta célula foi então apresentada na *National Academy of Sciences*, em Washington e anunciada numa conferência de imprensa em abril de 1954. No ano seguinte foi aplicada pela primeira vez a célula solar de Chapin, Fuller e Pearson realizada em Americus para alimentar uma rede telefónica local, contendo o módulo nove células (Vallêra, A. e Brito, M., 2006).

No entanto, rapidamente se compreendeu que o custo das células solares era demasiado elevado, pelo que a sua utilização só podia ser economicamente competitiva em aplicações muito especiais, como para a produção de eletricidade em aplicações aeroespaciais, por ser considerada como uma fonte de energia inesgotável para os satélites.

Atualmente é mais comum a produção de células de silício policristalino, decorrente do seu custo de produção e pelo melhor custo/rendimento, como será explicado mais à frente, uma vez que são atingidos valores de eficiência superiores a 20% em laboratório. Deste modo, tendo já passado meio século desde a construção da primeira célula solar de silício, verifica-se um grande amadurecimento na tecnologia fotovoltaica, pelo que se prevê que nas próximas décadas, o fotovoltaico se transforme numa das mais importantes formas de produção de eletricidade (Vallêra, A. e Brito, M., 2006).

A célula solar fotovoltaica é o elemento mais pequeno do sistema fotovoltaico e responsável pela realização da conversão da radiação solar em energia elétrica, sendo a unidade básica de um sistema fotovoltaico.

Os elementos que normalmente constituem uma célula de silício (Figura 3.13) podem ser resumidos a (Roriz, 2010), (J.Conibeer, 2014):

- Contatos metálicos frontais (elétrodos/terminal negativo): camada superior da célula em forma de grelha de contato metálica para deixar passar os raios luminosos e que funciona como terminal negativo;
- Contatos metálicos base ou inferiores (elétrodos/terminal positivo): contato metálico localizado na parte inferior da célula que consiste numa placa que cobre por completo a face inferior, constituindo o terminal positivo da célula;
- Uma camada transparente: protege a célula da radiação e de intempéries;

- Revestimento anti-refletor: é instalada após os contatos metálicos superiores e formado por várias camadas, sendo que normalmente a primeira possui uma superfície porosa em forma de pirâmides invertidas, com o objetivo de maximizar o coeficiente de transmissão energética e o “aprisionamento” de luz incidente, aumentando a absorção da luz que incide na célula e, conseqüentemente dificultando a reflexão, isto é, a saída dos fótons incidentes na superfície da célula. Este revestimento terá de ser transparente à luz incidente e a sua espessura terá de ser muito fina e elaborada de forma a minimizar o índice de reflexão nos comprimentos de onda em que a corrente gerada a partir da energia luminosa é menos significativa, tendo como resultado final o aumento da corrente de saída e, deste modo, também da potência;
- Região tipo *n*: silício dopado com fósforo contendo excesso de elétrons;
- Região tipo *p*: silício dopado com boro contendo excesso de lacunas.



Figura 3.13 - Representação da estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.

É comum classificar-se as células fotovoltaicas em três gerações distintas, em que a 1ª geração inclui as células de silício e consistem numa junção simples *p-n* de material cristalino (silício monocristalino e policristalino) que é capaz de produzir energia elétrica a partir da luz solar incidente.

A 2ª geração baseia-se em células de película fina, podendo estas ser de silício, onde se enquadra o silício amorfo, e de compostos inorgânicos, nomeadamente de cobre, índio e selênio (*CIS*), cobre, índio, gálio e selênio (*CIGS*), em que uma parte do índio é substituída por gálio, telureto de cádmio (*CdTe*) e arsénio de gálio (*GaAs*).

A 3ª geração baseia-se em células de película fina, onde estão incluídos os compostos orgânicos, da qual fazem parte as tintas sensitivizadas, a base de polímeros e de pequenas moléculas. Desta geração fazem ainda parte as células de silício, nomeadamente as células *HIT* (células híbridas ou de heterojunção) (Angmo, 2014).

De seguida serão apresentados alguns desses tipos de células detalhadamente:

- Células Fotovoltaicas de Silício Monocristalino e Policristalino

O silício (*Si*) é o segundo elemento mais abundante na natureza, estando naturalmente combinado a outros materiais, nomeadamente dióxido de silício e silicatos, sendo a areia e o quartzo as formas mais comuns. Dada a abundância do silício, não existem grandes limites no que diz respeito à matéria-prima para a produção de células solares a partir deste material. A única limitação está associada à obtenção do silício com a pureza necessária para fabricar as células fotovoltaicas, o que exige um elevado conhecimento tecnológico e contribui para tornar o seu preço bastante elevado.

As células de silício podem ser de silício monocristalino ou policristalino. Relativamente às células de silício monocristalino, estas foram as primeiras a serem desenvolvidas através de um bloco de silício cristalizado em cristal único e as mais utilizadas no início dos sistemas fotovoltaicos. A eficiência destas células vai desde aproximadamente os 14% a 21%, sendo as que apresentam maior eficiência de entre os vários tipos de células fotovoltaicas. Apesar destes valores de rendimento relativamente elevados, estas células têm um custo de produção associado também bastante elevado, uma vez que necessitam de grande quantidade de energia para o seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro (99,9999%) e com uma estrutura de cristal perfeita. Quanto mais perfeitamente alinhadas estiverem as moléculas de silício, melhor a célula será na conversão de luz solar em energia elétrica.

Estas células possuem uma textura uniforme com os cantos tipicamente arredondados (células pseudo-quadradas), podendo ser também de forma arredondada ou quadrada. Em termos de cor, esta é uniforme, representada pelo silício de alta pureza, geralmente azul-escura ou quase preto (com antirreflexo), cinza ou azul-acizentado (sem antirreflexo), tal como pode ser observado pela Figura 3.14 (Souza, 2015).

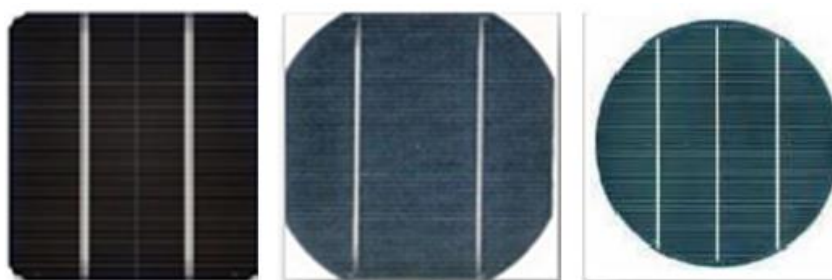


Figura 3.14 – Exemplos de células de silício monocristalino (Souza, 2015).

No que diz respeito às células de silício policristalino, estas são produzidas a partir de silício cristalizado em numerosos cristais, dando origem a várias orientações. Sendo assim, o custo do processo de fabrico deste tipo de células é menor do que o das células monocristalinas, uma vez que necessita de menos energia por ser menos rigoroso e também pela pureza do silício a utilizar nestas células ser menor, tornando-se conseqüentemente num processo menos demorado. Em consequência destes aspetos, a eficiência destes módulos é menor comparativamente com as células monocristalinas, assumindo valores de cerca de 13 a 17% (20% em laboratório) (com anti-reflexo) (Vallêra, A. e Brito, M., 2006). Apresentam assim na sua estrutura uma variedade de cristais de silício com diversas orientações que se formam durante o arrefecimento, tendo geralmente uma forma quadrada, podendo ser de cor cinza prateado (sem anti-reflexo) ou azul (com anti-reflexo) (Figura 3.15).



Figura 3.15 - Exemplos de células de silício policristalino (Souza, 2015).

Desta forma, devido ao seu reduzido custo de produção e eficiência pouco inferior comparativamente com as células monocristalinas, as células policristalinas são atualmente as mais utilizadas na produção de energia solar fotovoltaica, expectando-se que no futuro venham a ser as principais células a ser procuradas e empregues na produção de energia solar fotovoltaica (Souza, 2015).

- Células Fotovoltaicas de película fina

Atualmente existem quatro tipos de células fotovoltaicas de película fina disponíveis no mercado: as células fabricadas a partir de silício amorfo, as células de *CdTe*, de *CIS* e as células de *CIGS*, já referidas anteriormente.

No geral, estas células têm como vantagem o facto de serem mais baratas em termos de fabrico do que as células solares de base cristalina, pela sua produção em massa ser mais simples. Outra vantagem é a sua flexibilidade e a sua aparência homogénea que torna a célula esteticamente bonita, possibilitando uma gama maior de aplicações. Outro fator positivo é que o sombreamento e as temperaturas elevadas têm menos impacto sobre o desempenho destes módulos.

No entanto, têm como desvantagem o facto de exigirem uma grande quantidade de espaço e serem menos eficientes por metro quadrado, significando isto que o seu custo com a estrutura de instalação e mão-de-obra tendem a aumentar. Outro ponto negativo, é que esta célula possui a menor vida útil de entre todos os tipos de células (PortalEnergia, 2014 b).

- Células Fotovoltaicas de Silício Amorfo

As células de silício amorfo (sem forma) foram a primeira tecnologia de película fina a ser criada, destacando-se das restantes por não possuírem uma estrutura cristalina, mas sim uma rede irregular. É comum afirmar-se que a sua estrutura atómica possui um elevado grau de desorganização, levando assim a um formato livre, isto é, sem forma.

Na sua constituição, é utilizada uma camada muito fina de silício que é colocada num suporte de vidro ou noutra matéria sintética e apresenta um custo que é bastante reduzido. No entanto, os rendimentos que lhe estão associados são cerca de 6% a 13% em laboratório.

Tem-se verificado ao longo dos últimos anos uma melhoria nesta tecnologia, o que permitiu torná-la mais atrativa para células de grande superfície (Souza, 2015).

- Células Fotovoltaicas de *CIS* e de *CIGS*

As células de *CIS* e de *CIGS* são relativamente recentes, podendo revelar uma grande concorrência às células de silício no futuro, uma vez que apresentam uma vida útil longa e eficiências elevadas até 19,5% em laboratório.

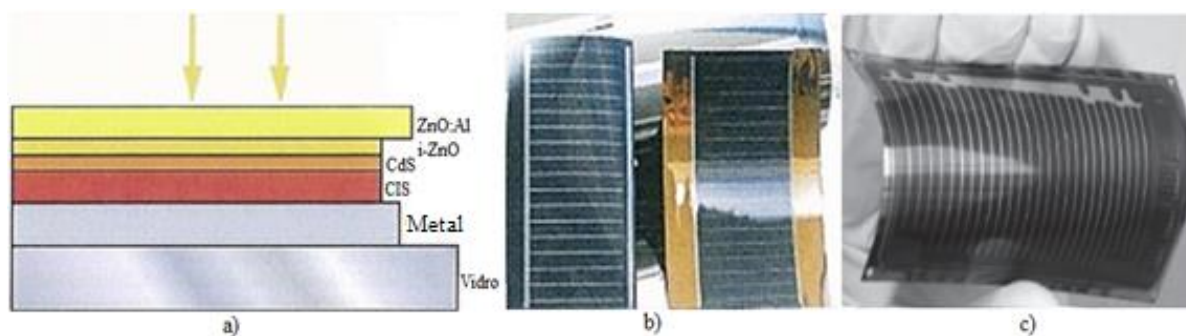


Figura 3.16 – a) Representação de uma célula de CIS (GREENPRO, 2014), b) Exemplo de uma célula de CIS (Souza, 2015), c) Exemplo de uma célula de CIGS.

○ Células Fotovoltaicas de Telureto de Cádmio

As células de telureto de cádmio apresentam uma elevada absorção, sendo estas as células de película fina mais comuns. Por norma, estas células são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de óxido de estanho índio (*ITO*) como contato frontal, que é revestido com uma camada transparente de sulfato de cádmio (*CdS*) do tipo *n*, depois pela camada de telureto de cádmio (*CdTe*) do tipo *p*, obtendo-se desta forma uma heterojunção (junção *p-n* formada por dois materiais semicondutores diferentes), tal como mostra a Figura 3.17 a). Estas células apresentam uma cor de azul-escuro, verde-escuro, quase preto ou castanho, como se pode observar pela Figura 3.17 b).

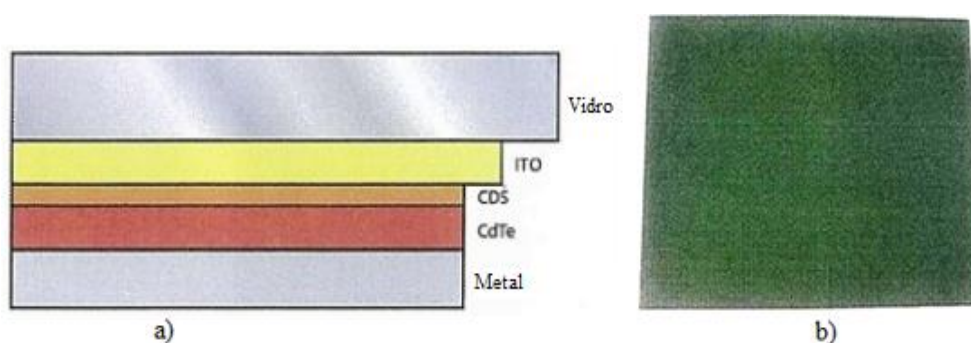


Figura 3.17 – a) Representação de uma célula de *CdTe* (PortalEnergia, 2014 b), b) Exemplo de um módulo de *CdTe* (Souza, 2015).

Como desvantagem, esta tecnologia tem o facto de o *CdTe* se encontrar muito menos disponível do que o silício. Aliado a isto, encontra-se a sensibilidade dos filmes de *CdTe* à humidade, levando a que os módulos sejam envolvidos nas bordas por materiais que evitem a sua degradação. Ainda neste seguimento, o *CdTe* pode apresentar um risco para o ambiente e para a saúde na condição de gás, podendo acumular-se na cadeia de alimentos. No entanto, e

felizmente, o estado gasoso só ocorre durante o seu fabrico, em centros de produção controlados.

Desde 2001 que os melhores rendimentos nestas células atingiram 16,5%, mas apesar de o valor máximo atingido ser menos eficiente do que as células de silício, apresentam uma relação custo-benefício superior (Souza, 2015), (PortalEnergia, 2014 a).

- Células Fotovoltaicas híbridas ou de heterojunção

As células híbridas ou de heterojunção, também designadas de células *HIT* (do inglês, *Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) são uma nova tecnologia no mercado que ainda se encontra em desenvolvimento e ainda possui um custo de produção bastante elevado. Estas são compostas por células de silício monocristalino, apresentando um processo de fabrico semelhante. No entanto, possuem uma camada de silício amorfo por cima do silício monocristalino e outra por baixo, aumentando assim a eficiência desta nova célula para valores superiores a 20%.

Os módulos constituídos por este tipo de células produzem mais energia por metro quadrado e também funcionam muito bem com temperaturas mais altas, o que torna estas células muito vantajosas para utilizar em países com elevadas temperaturas. Outra vantagem, é que não existe degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como acontece no caso de células amorfas de película fina (Linhares, 2017).

- Células Fotovoltaicas de Arsenieto de Gálio

As células de arsenieto de gálio não são utilizadas para fins comerciais, uma vez que apresentam custos muito elevados, encontrando-se limitadas à indústria espacial. Consoante o tipo de arranjos de células, estas podem atingir valores de rendimento da ordem dos 32,5% (Linhares, 2017).

- Células Fotovoltaicas Orgânicas

Uma célula orgânica é um tipo de célula formada por polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas para a absorção de luz e transporte de carga para a produção de eletricidade.

Por serem feitas de plástico, tornam-se leves, flexíveis e transparentes, requerendo muito menos energia para o seu fabrico (cerca de vinte vezes menor comparativamente à energia usada nos módulos de silício) e, conseqüentemente um custo bastante baixo. Isto permite que o seu processo de fabrico se baseie em processos de impressão em rolos (ou *roll to roll*), permitindo serem facilmente transportados, necessitando simplesmente de serem desenrolados nos locais a instalar (Figura 3.18). Permitem ainda uma produção em massa e rapidez para chegar ao mercado, através de máquinas simples e materiais abundantes.



Figura 3.18 – Exemplos de células fotovoltaicas orgânicas (Sustentarqui, 2014).

Outra grande vantagem desta tecnologia é que esta possui capacidade para escolher a molécula que absorve a luz solar de forma mais eficiente, o que significa que as células solares orgânicas podem ser feitas de forma muito mais fina do que as células solares à base de silício, fazendo diminuir a quantidade de material utilizado para fabricá-las. As suas características permitem uma redução significativa nos custos de instalação, porém ainda foram poucas as empresas que conseguiram levar estas células para uma escala industrial (SolarFeeds, 2011).

Estas células podem ser usadas como fonte de energia limpa no revestimento de edifícios, como fachadas, janelas e em aparelhos eletrônicos (telemóveis, computadores, entre outros).

- Células *PERC* e *half cut*

Duas tecnologias que se estão a começar a afirmar no mercado, são a tecnologia PERC (do inglês, *Passivated Emitter Rear Cell*) e de meio corte (do inglês, *half cut cell*).

As células solares PERC possuem na parte de trás uma camada adicional que as restantes células não possuem. Esta camada é reflexiva e isolante, composta por material dielétrico

passivo (linha branca a tracejado na Figura 3.19), sendo localizada entre a camada base de silício e a camada posterior de alumínio.

Nos outros tipos de células, o que acontece é que grande parte da radiação incidente sai da célula, acabando por ser desperdiçada, ou é absorvida pela camada inferior de alumínio, aumentando a temperatura da célula e, conseqüentemente do módulo, gerando um efeito negativo na produção quando a temperatura aumenta. Este processo não acontece nas células PERC devido à camada adicional. Por um lado, esta possibilita a reflexão da radiação quando nela incide, sendo por isso recuperada, gerando temperaturas mais baixas e melhorando o desempenho em locais com altas temperaturas. Além disso, esta camada isolante possui orifícios realizados a laser, que otimizam a captação de elétrons, impedindo que “escapem” para a camada de alumínio. Assim, existe uma maior captação da radiação solar incidente, uma melhor circulação dos elétrons entre a base e as camadas emissoras de silício, gerando-se deste modo maior quantidade de energia elétrica e, conseqüentemente, mais potência.

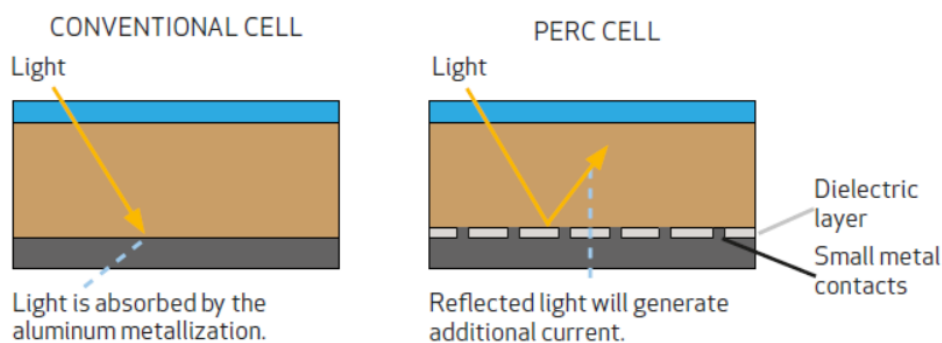


Figura 3.19 – Representação das células ditas convencionais e das células PERC (Nevado, 2016).

Outra vantagem destas células relativamente às restantes é que apresentam maior sensibilidade à captura de comprimentos de onda que normalmente estão mais presentes quando o Sol incide com determinada inclinação, ou seja, nas primeiras e nas últimas horas do dia, apresentando também um bom funcionamento durante os dias mais nublados, com baixa radiação.

Em termos de energia, as células PERC geram cerca de 3% a mais que as células tradicionais, mas apresentam um custo cerca de 6% superior. No entanto, para o mesmo valor de potência, são necessários menos módulos instalados, reduzindo consideravelmente o tempo e a mão-de-obra de execução. Tendo em conta estes aspetos, e também o facto de o custo destes módulos se ter aproximado mais do custo dos módulos tradicionais, a recompensa na utilização desta nova tecnologia é cada vez maior (Europe, 2017).

Relativamente às células solares de meio corte (do inglês, *half cut cell*), estas apresentam um processo adicional que as restantes células não possuem, que é o seu corte ao meio por um laser, de forma a quebrá-las em dois. Quando a área de uma célula solar é cortada ao meio, a quantidade de corrente elétrica que é transportada por cada *busbar* é reduzida para metade, aumentando a tensão para o dobro. Além disso, a resistência interna também diminui, havendo por isso maior eficiência, maior fiabilidade e, conseqüentemente, um melhor rendimento energético (solarquotes, 2009).

Os módulos com o dobro da tensão seriam uma desvantagem, pois valores de tensão mais altos resultam na metade da quantidade de módulos que podem ser conectados por *string*. Por isso, a maioria destas células encontra-se com o padrão da Figura 3.20, de forma a produzir tensões semelhantes aos dos módulos solares ditos tradicionais.

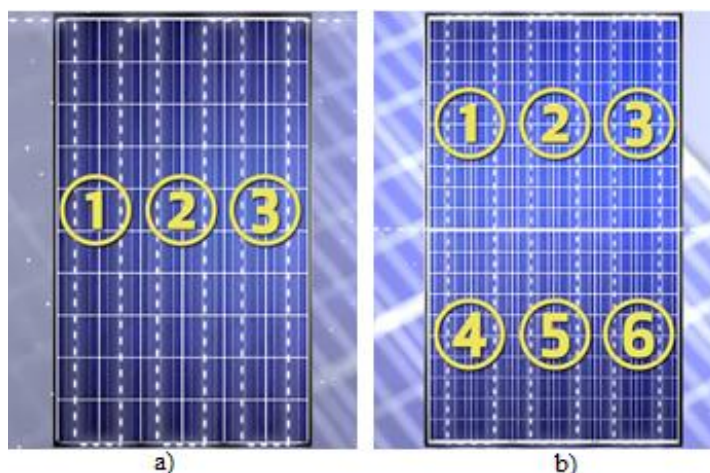


Figura 3.20 – a) Representação da associação de células ditas tradicionais, b) Representação da associação de células solares de meio corte (solarquotes, 2009).

Desta forma, na presença de sombreamento, nas células tradicionais toda a célula ficaria afetada. No entanto, neste novo tipo de células, apenas metade da célula ficará afetada, estando a restante parte a funcionar. Por isso mesmo, o rendimento desta é assim superior (Figura 3.21).

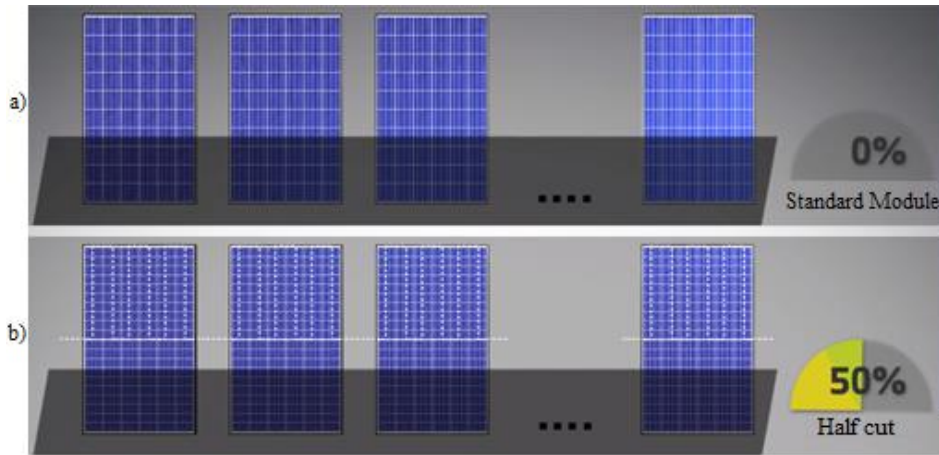


Figura 3.21 – a) Células tradicionais sombreadas totalmente afetadas, b) Células solares de meio corte sombreadas, com apenas metade da célula afetada (solarquotes, 2009).

Apesar desta grande variedade de células fotovoltaicas existente para a produção de energia elétrica, as mais utilizadas para a produção fotovoltaica são as células de silício monocristalino e policristalino, existindo também alguma percentagem das células de película fina, embora que em menor quantidade (Figura 3.22).

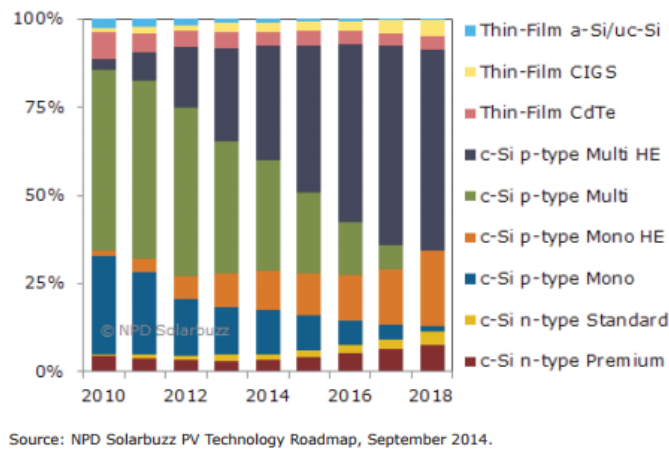


Figura 3.22 - Representação do peso de cada célula na produção de módulos fotovoltaico (reve, 2014).

Com o desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas tem-se vindo a eliminar ou a reduzir algumas das desvantagens descritas, como o seu baixo rendimento, o seu elevado custo de produção e, conseqüentemente o elevado custo de instalação. Novos métodos de captura e de aproveitamento do comprimento de onda do espectro de radiação solar, entre outros fenómenos, irão servir de rampa de lançamento a uma economia de escala, verificando-se que quanto maior é o investimento feito nesta tecnologia, maiores são os avanços verificados, aumentando a viabilidade da instalação destes sistemas. Esta é por isso, uma tecnologia que se encontra em

constante evolução, sendo de esperar que no futuro se encontrem células com valores de eficiência superiores, ou até mesmo outro tipo de células.

Nos dias de hoje, o tipo de tecnologia mais utilizado no mercado é o silício cristalino, sendo que na empresa onde decorreu o estágio, são usados geralmente módulos de silício policristalino.

3.4 Módulos Fotovoltaicos

O rendimento de uma única célula fotovoltaica não é suficiente para gerar potências elétricas elevadas, tornando-se insuficientes para a maioria das aplicações reais. Por este motivo, de forma a atingir tensões apropriadas a diferentes aplicações desejadas, os fabricantes de células solares fotovoltaicas interligam várias células lado a lado entre si, de modo a formarem unidades maiores, os chamados módulos fotovoltaicos (Figura 3.23), permitindo a sua fixação em telhados, fachadas e outras construções.

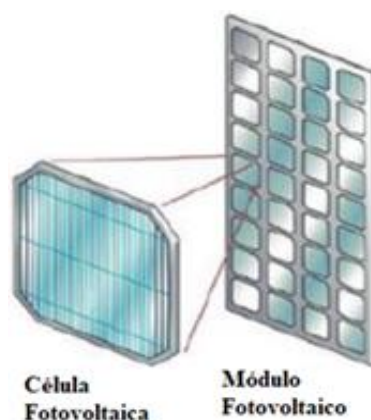


Figura 3.23 - Hierarquia fotovoltaica: célula e módulo (Linhares, 2017).

A Figura 3.24 representa o símbolo geralmente utilizado para demonstrar um módulo ou célula fotovoltaicos (FV):

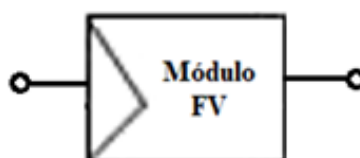


Figura 3.24 - Símbolo utilizado para representar um módulo fotovoltaico.

Consoante o fabricante e o tipo de célula utilizada, os módulos fotovoltaicos apresentam várias diferenças, possibilitando este procedimento obter vários valores de tensão, corrente e capacidade de gerar potencial, a chamada potência de pico, fator de forma, entre outras e, deste modo, efetuar o controlo da energia produzida pelo módulo.

As células são interconectadas em série através de fios condutores (os barramentos, ou *busbars*) que pretendem conduzir a energia elétrica, de modo a formar uma *string*. Estes são constituídos por cobre, alumínio ou outros materiais condutores. Este processo ocorre através de um processo de soldadura do verso de uma célula à parte frontal da outra, de forma a ligar o polo negativo (parte frontal) da célula com o polo positivo (parte posterior) da célula seguinte e assim sucessivamente. Todo este procedimento é realizado através de uma máquina de solda especial de processo elaborado, até se obter a série de células e um valor de tensão pretendidos, formando um módulo fotovoltaico (Figura 3.25).

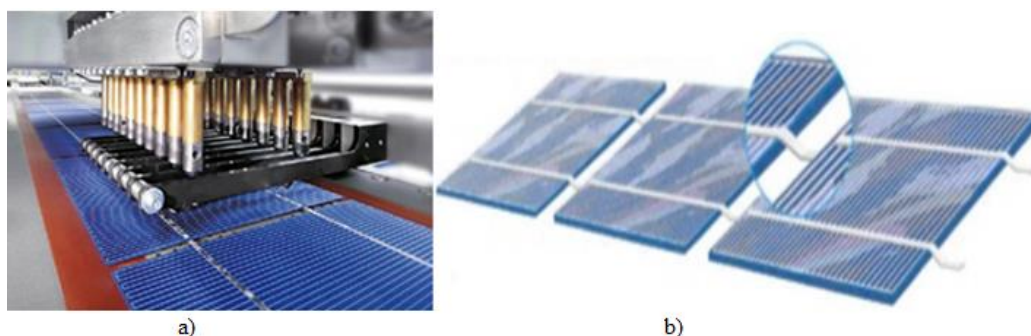


Figura 3.25 - a) Processo de encadeamento de várias células fotovoltaicas em série com apenas dois *busbars* longitudinalmente (solar, 2011), b) Células fotovoltaicas em série com dois *busbars* longitudinalmente (Souza, 2015).

Hoje em dia, pode-se observar células fotovoltaicas com mais de duas linhas longitudinais (*busbars*) e dezenas de linhas mais finas latitudinalmente (Figura 3.26).

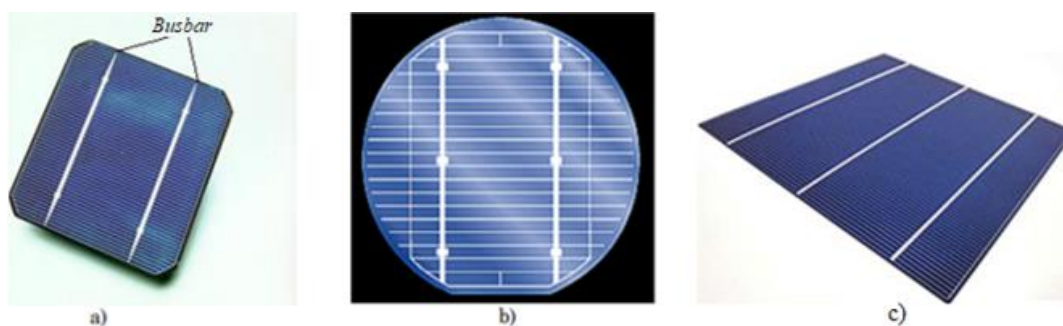


Figura 3.26 - a) Célula fotovoltaica com dois *busbar* soldados longitudinalmente, b) Pormenor dos dois *busbar* longitudinalmente e dezenas de linhas mais finas latitudinalmente, c) Célula fotovoltaica com três *busbar* soldados longitudinalmente (solar, 2011).

Atualmente, as células com três ou quatro *busbars* são mais eficientes, uma vez que a resistência elétrica interna diminui devido à menor distância entre os *busbar*, produzindo mais energia por metro quadrado e, conseqüentemente, uma maior eficiência da célula e dos módulos, tal como apresentado na Figura 3.27 (Dricus, 2016).

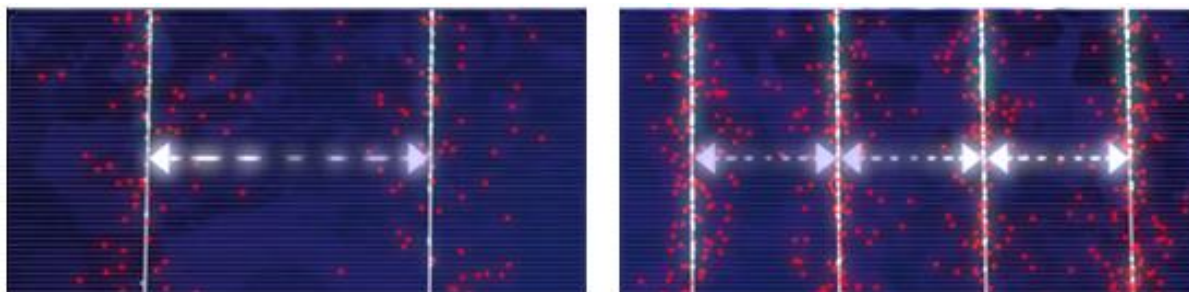


Figura 3.27 – Células fotovoltaicas com dois e quatro *busbar* (SBO, 2015).

Na Figura 3.28 é possível observar um exemplo de uma associação de células em série, o que permite alcançar um módulo com um valor de potência pretendida.

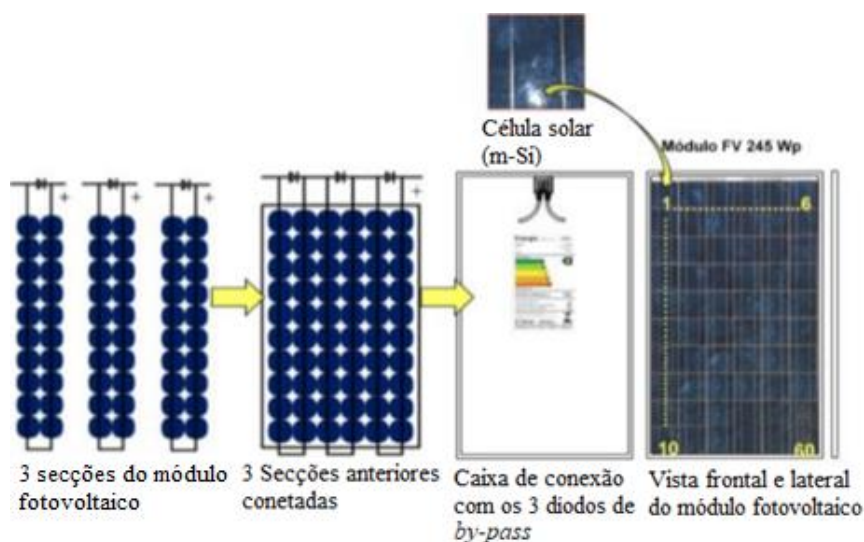


Figura 3.28 - Representação de uma associação de 20 células interligadas com díodos de desvio (*bypass*), perfazendo 60 células fotovoltaicas em série constituindo um módulo fotovoltaico (Alonso, 2016).

Uma vez que os módulos permanecem sempre no exterior, ficam sujeitos a condições ambientais adversas, nomeadamente à ação de esforços mecânicos, dos agentes atmosféricos e da humidade, devendo por isso possuir características que lhes permitem resistir a estes fatores inimigos, que lhes confirmam altos padrões de qualidade e, conseqüentemente, que lhes permitam uma expectativa de vida muito longa (Souza, 2015). De forma a colmatar este aspeto, são usados

vários componentes e materiais na constituição dos módulos fotovoltaicos que lhe conferem alguma resistência (Figura 3.29) (solar, 2011).



Figura 3.29 - Constituição de um módulo fotovoltaico de *Si* cristalino (solar, 2011).

Os vários componentes que constituem os módulos solares fotovoltaicos e as respetivas funções encontram-se descritas de seguida:

- Moldura de alumínio anodizado: situa-se em toda a envolvente do módulo (Figura 3.30 a)), facilitando a sua instalação, assegurando que o módulo não sofra qualquer tipo de torção e as células não sejam degradadas. A moldura deve garantir que é anodizada para que os seus módulos durem por muito tempo, conferindo assim rigidez mecânica, robustez e alta resistência à corrosão e a infiltrações (solar, 2011).

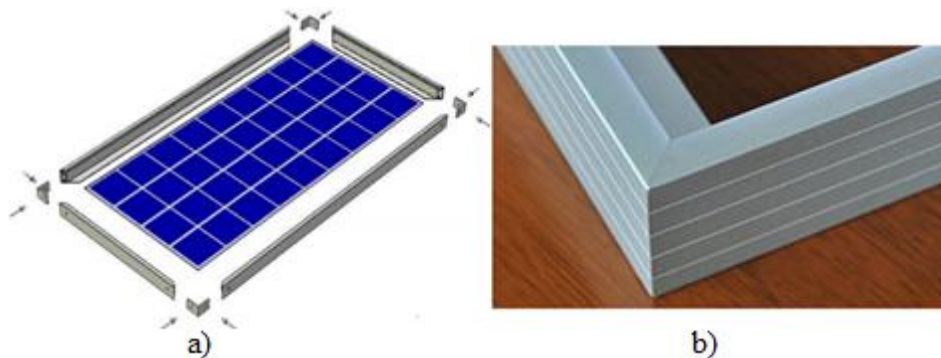


Figura 3.30 - a) Vista “explodida” do módulo fotovoltaico laminado e os vários componentes da moldura (Moehlecke, 2015), b) Várias molduras de alumínio anodizado sobrepostas (solar, 2011).

- Vidro temperado de alta transparência (Figura 3.31): é situado na parte superior que fica voltada para o Sol, onde a luz tem de atravessar para chegar às células. É um vidro ultra puro, com baixo teor de ferro, com uma substância anti-reflexiva, desenvolvido especialmente para permitir a passagem do máximo de luz solar através dele e refletir o

menos possível, protegendo as células contra impactos mecânicos, permitindo que resistam, por exemplo, às mais fortes chuvas de granizo (solar, 2011).



Figura 3.31 – Vidro temperado de alta transparência (solar, 2011).

- Material de encapsulamento *EVA* (Etileno Acetato de Vinilo, do inglês, *Ethylene Vinyl Acetate*): situa-se na parte superior (por baixo do vidro temperado) e posterior das células, sendo formado por uma película flexível, translúcida e não refletora da radiação solar, garantindo o isolamento em termos elétricos entre as células do módulo (Figura 3.32). Por este motivo, é um material selante, especificamente projetado para os módulos fotovoltaicos que retarda ainda o envelhecimento das células, assegurando que o máximo de luz visível atinja as células solares (solar, 2011), (GREENPRO, 2014).



Figura 3.32 – Material de encapsulamento feito por uma película flexível e translúcida (EVA) (solar, 2011).

- *Backsheet* (isolante elétrico) (Figura 3.33): é um material plástico branco, situado na parte de trás do módulo que isola e protege mecanicamente, agindo como isolante elétrico, evitando também a entrada de água e gases (solar, 2011).



Figura 3.33 - Representação da *backsheet* (solar, 2011).

- Caixa de junção (Figura 3.34): é situada na parte de trás dos módulos fotovoltaicos (parte de trás da *backsheet*), sendo colada com uma cola especial, adesivo de silicone ou uma fita de dupla-face especial. Permite a ligação em série entre módulos fotovoltaicos, ou seja, é onde as *strings* estão conectadas eletricamente. Esta caixa possui dentro de si díodos *by-pass* e agregada a si tem ainda dois cabos (um para o polo negativo e outro para o polo positivo) que se direccionam para a parte exterior da caixa, contendo na extremidade oposta à mesma, dois conectores. Estes são geralmente designados de conectores *MC4* (um macho e uma fêmea) e são utilizados para interconectar os módulos solares entre si, de forma segura e ao circuito no qual serão inseridos, podendo assim ser ligados a um cabo que irá conduzir a energia produzida para a carga ou para um inversor, protegendo contra a radiação ultra-violeta e evitando a entrada de humidade e poeiras (Moehlecke, 2015).

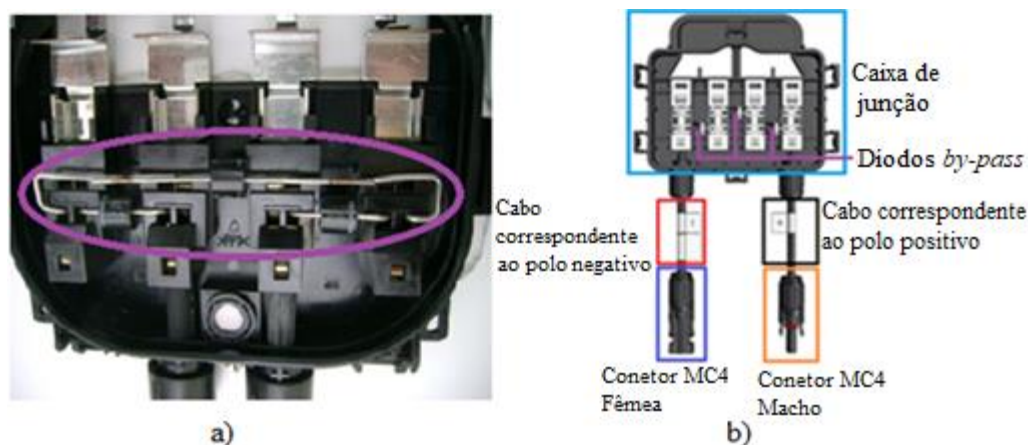


Figura 3.34 - a) Caixa de junção colocada na parte posterior do módulo fotovoltaico com três díodos *by-pass* (NovaEnergia, 2013), b) Caixa de junção com os díodos *by-pass* e os respectivos cabos e conectores MC4.

Além de existirem os conectores MC4 associados às caixas de junção, estes componentes existem também de forma isolada, sendo que geralmente os conectores MC4 são utilizados para efetuar conexões em série dos módulos fotovoltaicos, enquanto os conectores MC4 Y são utilizados para fazer associações em paralelo (Figura 3.35).

a ser atravessada por correntes muito altas, aquecendo a temperaturas tão elevadíssimas comparando com as regiões vizinhas, que dão origem aos chamados pontos quentes (do inglês, *hot-spot*). Estes podem levar à rotura do vidro e do restante material constituinte das células e até mesmo dos módulos (Pinho, J e Galdino, M, Março 2014).

Os pontos quentes podem ocorrer por sombreamentos temporários, aquando da presença de neve, folhas, pós, dejetos de animais, entre outros tipos de sujidade que ficam depositados sobre a superfície dos módulos e provocam sombras de grande duração. É por isso importante que ocorra uma manutenção programada das instalações após os sistemas serem implementados, pois nem sempre existe a presença de chuva para efetuar uma auto-limpeza aos módulos. Neste seguimento, este tipo de sombreamento pode ser reduzido se os módulos forem colocados com alguma inclinação, uma vez que é mais fácil o escoamento da água.

O sombreamento pode também ser consequência da localização, onde estão incluídos vários fatores que se encontram na envolvente do edifício em causa. Muitas vezes, edifícios vizinhos, chaminés, antenas, saliências do telhado e da fachada, cabos que passam por cima do prédio, entre muitos outros, e que geralmente são de altura superior, abrangendo também árvores de alguns metros que se encontrem próximos do local, levam ao sombreamento total ou parcial do sistema fotovoltaico. Este tipo de sombras são constantes, pelo que uma forma de evitá-las é deslocando o sistema fotovoltaico que se pretende implementar ou, se possível, deslocar o objeto que está a ser prejudicial. Sendo assim, os módulos fotovoltaicos devem estar suficientemente afastados de qualquer objeto que projete sombra sobre eles, essencialmente no período de melhor radiação.

Outra forma de diminuir o impacto do sombreamento é pela colocação dos módulos, ou seja, a sua orientação na horizontal ou na vertical, tal como mostra a Figura 3.36.



Figura 3.36 – Módulo fotovoltaico sombreado devido à disposição de uma camada de neve:
a) módulo na posição horizontal, b) módulo na posição vertical.

A colocação dos módulos na horizontal é a melhor solução, uma vez que assim apenas é afetado um ramo de células associadas em série. No entanto, se fosse utilizado o mesmo processo mas para módulos colocados na vertical, todos os ramos iriam ficar afetados.

Outro processo que deve ser tido em consideração é quando se colocam os módulos sobre uma estrutura inclinada triangular, em que estes provocam sombras nas filas que se encontram atrás (Figura 3.37). Deste modo, é necessário saber qual a distância que deve ser colocada entre cada fila, de modo a que o fenómeno de sombreamento não ocorra.

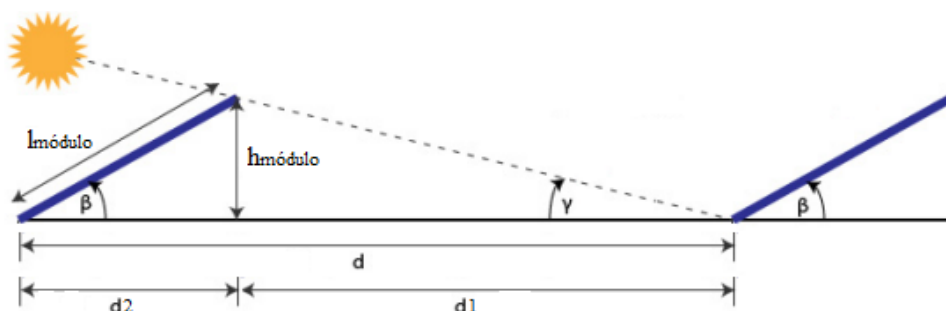


Figura 3.37 – Esquema da análise da distância entre filas (Nunes, C., 2016).

Onde,

$d1$ – Afastamento máximo entre as filas (m);

$d2$ – Base do triângulo (m);

d – Distância entre a parte frontal dos triângulos (m);

$h_{módulo}$ – Distância na vertical desde a base até à lateral mais alta do módulo (m);

$l_{módulo}$ – Largura do módulo fotovoltaico (m);

β – Ângulo de inclinação da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal (°);

γ – Ângulo de altura mínima do Sol durante o ano que causa sombra no módulo colocado posteriormente e que o projetista está disposto a tolerar (°).

Deste modo, o afastamento entre filas pode ser determinado pela expressão (3.1) (Souza, 2015):

$$d = l_{módulo} \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \gamma} \right) \quad (3.1)$$

O valor de γ terá de ser o menor possível, dado que o dimensionamento deve ser realizado para o pior caso.

Existem ainda outras formas para colocar os módulos em função do local e o modo como se pretende instalar o sistema fotovoltaico, existindo por isso, vários tipos de montagem e de estruturas possíveis de aplicar (Anexo B).

3.5 Associação de Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série, quando se pretende elevar a tensão, mantendo os valores da corrente, em paralelo, para aumentar os valores da corrente, mas mantendo os valores da tensão, ou de forma mista, isto é, em série e em paralelo simultaneamente.

No que diz respeito às curvas características da associação dos módulos, estas são idênticas às das curvas características apresentadas para a associação das células fotovoltaicas, devendo os módulos utilizados serem do mesmo tipo, de forma a serem minimizadas as perdas.

3.5.1 Associação de Módulos Fotovoltaicos em Série

Para a conexão de módulos fotovoltaicos em série, o terminal positivo é ligado ao terminal negativo do módulo seguinte e assim sucessivamente (Figura 3.38 a)).

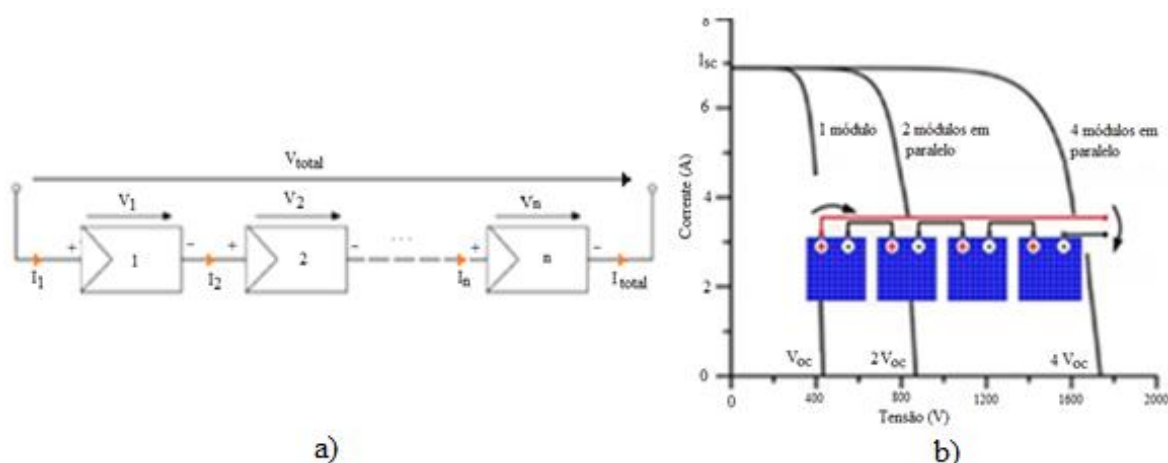


Figura 3.38 – a) Representação esquemática de uma associação em série de n módulos fotovoltaicos (Linhares, 2017), b) Curvas $I-V$ correspondentes à ligação de quatro módulos fotovoltaicos em série (Alonso, 2016).

Ao serem associados vários módulos em série, constitui-se aquilo que geralmente é designado por *string*, sendo que tal como se pode observar pelo gráfico da Figura 3.38 b), esta associação

em série, resulta da adição das várias tensões, o que faz aumentar a tensão final do sistema, mantendo-se o valor da corrente (Souza, 2015).

Assim, esta ligação em série dos módulos fotovoltaicos permite os resultados seguintes:

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (3.2)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3.3)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (3.4)$$

$$P_{total} = V_{total} \times I_{total} \quad (3.5)$$

Onde,

I_{total} – Corrente total (A);

I_1, I_2, \dots, I_n – Corrente que percorre cada componente (A);

V_{total} – Tensão total (V);

V_1, V_2, \dots, V_n – Tensão em cada componente (V);

P_{total} – Potência de pico total (W);

P_1, P_2, \dots, P_n – Potência em cada componente (W).

3.5.2 Associação de Módulos Fotovoltaicos em Paralelo

Uma associação em paralelo, ao contrário do que acontece numa associação de módulos em série, faz variar a corrente consoante o número de módulos ligados em paralelo, mantendo-se constante o valor da tensão, tal como pode ser observado pelo gráfico da Figura 3.39 b). Neste tipo de ligação, os terminais positivos de todos os módulos são conectados, procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos (Souza, 2015).

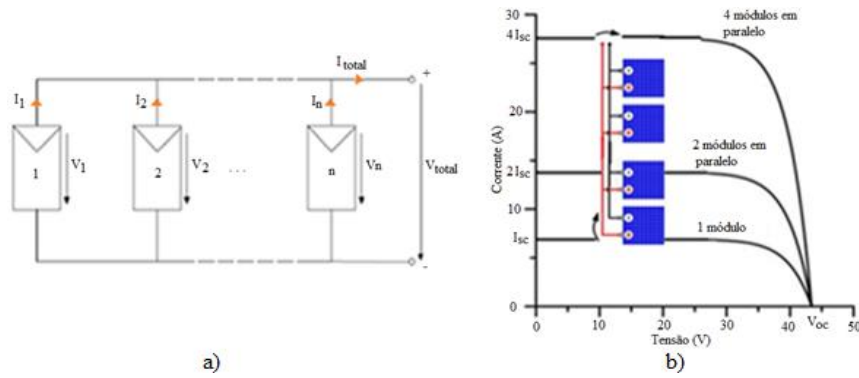


Figura 3.39 – a) Representação esquemática de uma associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos (Linhares, 2017), b) Curvas I - V correspondentes à ligação de quatro módulos fotovoltaicos em paralelo (Alonso, 2016).

Assim, esta ligação em paralelo dos módulos fotovoltaicos permite os resultados seguintes:

$$V_{total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n = n \times V \quad (3.6)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \times I \quad (3.7)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (3.8)$$

$$P_{total} = V_{total} \times I_{total} \quad (3.9)$$

3.5.3 Associação Mista de Módulos Fotovoltaicos

Além da associação em série e em paralelo dos módulos fotovoltaicos, existe ainda a possibilidade de associação mista (Figura 3.40 a)) de módulos fotovoltaicos, ou seja, em série e paralelo simultaneamente, onde se conseguem valores mais elevados de corrente e de tensão (Souza, 2015).

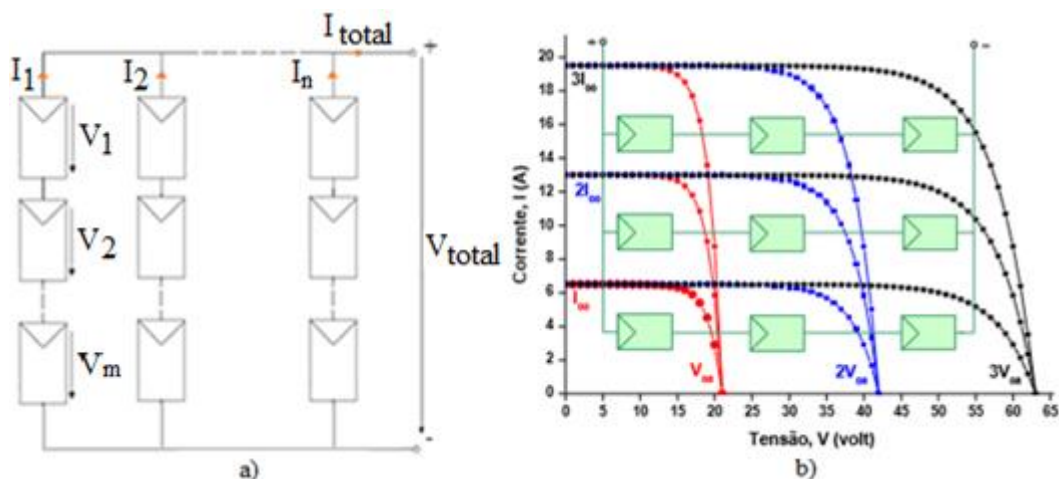


Figura 3.40 - a) Esquema da associação mista de n módulos fotovoltaicos, b) Curvas I - V relativas à associação mista de 3 módulos fotovoltaicos em condições STC.

Supondo que o sistema é constituído por módulos do mesmo tipo, a corrente I que atravessa cada fila é igual, onde n representa o número de filas de módulos associados em paralelo e m o número de módulos associados em série. Neste contexto, pela análise da Figura 3.40, tem-se:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3.10)$$

Deste modo, a corrente total é calculada pela equação (3.11):

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \Leftrightarrow I_{Total} = n \times I \quad (3.11)$$

Por outro lado, a queda de tensão, V , que ocorre em cada módulo que integra uma determinada fila também é igual (equação 3.12):

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_m \quad (3.12)$$

Deste modo, a tensão total é obtida pela equação (3.13):

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_m \Leftrightarrow V_{Total} = m \times V \quad (3.13)$$

3.6 Modelos Elétricos Equivalentes de uma Célula Fotovoltaica

O modelo mais simples e considerado como o modelo ideal de uma célula fotovoltaica (Figura 3.41) e também chamado de modelo de um díodo, é constituído por uma fonte de corrente (I_{PV}), corrente esta que é gerada pela luz incidente na célula. Em paralelo encontra-se um díodo que representa a junção p - n da célula, onde a intensidade da fonte de corrente é proporcional à

radiação que incide na célula. No circuito, R representa a resistência elétrica da carga externa ao dispositivo. Nesta situação, não são consideradas quaisquer perdas na célula, quer por tensão ou por corrente.

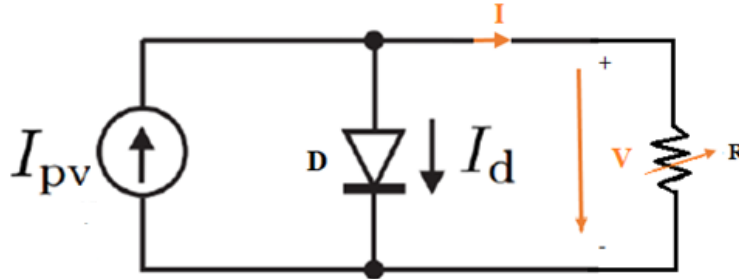


Figura 3.41 – Representação esquemática do modelo ideal de uma célula fotovoltaica de junção $p-n$.

Assim, atendendo às leis de *kirchoff*, a corrente que passa na carga será dada pela equação (3.14):

$$I = I_{pv} - I_d \quad (3.14)$$

No entanto, pelas características $I-V$ e pelo modelo de funcionamento de um díodo, obtém-se a equação (3.15), designada como equação de *Schockley* (Nemes, C. e Munteanu, F., 2012):

$$I_d = I_0 \cdot (e^{\frac{V_d}{\eta \times V_T}} - 1) \quad (3.15)$$

A tensão equivalente de temperatura pode ser calculada pela equação (3.16):

$$V_T = \frac{k \times T}{q} \Leftrightarrow V_T = \frac{1,38 \times 10^{-23} \times T}{1,602 \times 10^{-19}} \Leftrightarrow V_T = \frac{T}{11600} \quad (3.16)$$

Juntando as equações (3.15) e (3.16), obtém-se a equação 3.17:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\eta \times V_T}} - 1 \right) \Leftrightarrow I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\eta \times \frac{T}{11600}}} - 1 \right) \Leftrightarrow I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) \quad (3.17)$$

Se for substituído o valor de I_d na equação (3.14) obtém-se a equação (3.18) (Rizzoni, G., 2009).

$$I = I_{pv} - I_d \Leftrightarrow I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{V_d \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) \quad (3.18)$$

Onde,

I – Corrente recebida pela carga (A);

I_{pv} – Intensidade da fonte de corrente elétrica fotovoltaica gerada pelo feixe de radiação luminosa quando este atinge a superfície ativa da célula (A);

I_d – Corrente no díodo (A);

I_0 – Corrente inversa de saturação do díodo (A);

V – Tensão de saída aos terminais da célula (diferença de potencial entre o terminal positivo e negativo da célula) (V);

V_d – Tensão aos terminais do díodo (V);

η – Coeficiente de emissão do díodo, variando entre 1 (tensões altas) e 2 (tensões baixas e normalmente usado para díodos de silício);

V_T – Tensão equivalente de temperatura (V);

k – Constante de *Boltzmann*, em que, $k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$;

T – Temperatura absoluta da célula em *Kelvin* (K), em que $K = 273,16 + ^\circ\text{C}$ ($0^\circ\text{C} = 273,16 \text{ K}$);

q – Carga de um eletrão, em que, $q = 1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$.

Apesar do circuito apresentado até ao momento ser o ideal, é necessário remeter para uma versão mais real da célula, isto é, considerar as perdas que ocorrem por tensão ou corrente na célula. Neste seguimento, o circuito ideal apresentado (de um díodo) pode ser melhorado de modo a aproximar-se mais do comportamento real, aplicando-se assim uma resistência em série com a carga R_s e outra em paralelo com o díodo R_p , tal como pode ser observado na Figura 3.42.

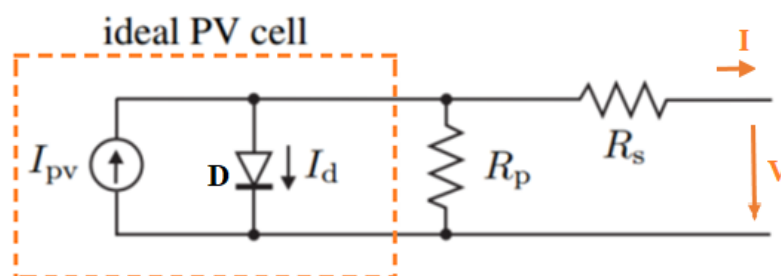


Figura 3.42 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.

O valor da resistência em série representa assim a queda de tensão que ocorre na célula solar quando os portadores de carga, migram do semiconductor para os contatos metálicos, ocorrendo assim essas perdas nas partes superior e inferior dos contatos metálicos. Além disso, ocorrem também perdas por efeito de *Joule* do material e a resistência das várias camadas de silício e dos vários materiais que constituem a própria célula. No entanto, o valor da resistência em paralelo ou resistência *shunt* representa as correntes de fuga devidas à junção *p-n*, isto é, perdas

devido a correntes parasitas existentes na junção $p-n$ da célula e impurezas presentes no silício (Nemes, C. e Munteanu, F., 2012), (M.G.Castro, 2012), (Robyns, 2003).

Aplicando as leis de *kirchoff* e recuperando a equação (3.14) do modelo ideal da célula fotovoltaica e tendo agora em consideração a inserção das duas resistências, a corrente recebida pela carga (I) é agora dada pela equação 3.19.

$$I = I_{PV} - I_d - I_p \quad (3.19)$$

Deste modo, a corrente em paralelo (I_p) pode ser expressa pela equação (3.20).

$$I_p = \frac{V_d}{R_P} = \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (3.20)$$

Assim, pela combinação das equações (3.17), (3.19) e (3.20) obtém-se então a equação (3.21) para a corrente aos terminais da célula (corrente de saída).

$$\begin{aligned} I &= I_{PV} - I_d - I_p \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow I &= I_{PV} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V_d \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow I &= I_{PV} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{(V + I \cdot R_S) \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \end{aligned} \quad (3.21)$$

3.6.1 Curvas Caraterísticas $I-V$ e $P-V$

As caraterísticas elétricas das células fotovoltaicas encontram-se diretamente relacionadas com fatores climatéricos, sendo os mais importantes a variação da radiação solar incidente G e a temperatura T a que estas se encontram expostas. Deste modo, o desempenho das células fotovoltaicas apresenta assim um comportamento que varia com estes dois fatores.

Para que seja compreendido claramente o funcionamento das células fotovoltaicas é essencial conhecer o efeito destes fatores climatéricos nas curvas caraterísticas das mesmas, isto é, nas curvas de corrente-tensão $I-V$ e potência-tensão $P-V$. Estas têm por base os dados fornecidos pelos seus construtores, encontrando-se disponíveis nos *datasheet* de cada módulo fotovoltaico, variando de fabricante para fabricante de cada célula, uma vez que os fatores climatéricos atuam de forma diferente em cada tipo de célula.

A curva $I-V$ (Figura 3.43) de uma célula fotovoltaica de junção $p-n$ é obtida através do modelo ideal já referido, correspondendo à representação gráfica da equação (3.15) anteriormente apresentada.

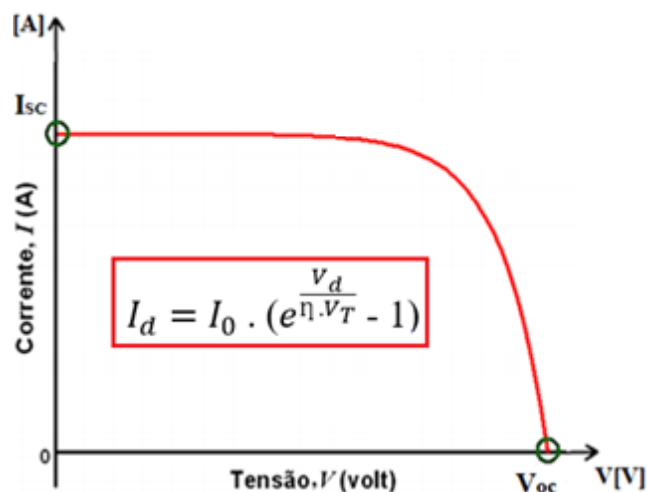


Figura 3.43 - Representação gráfica da curva I - V correspondente a uma célula fotovoltaica de silício (Joaquim Carneiro, 2010).

Por sua vez, as curvas características I - V e P - V podem ser visualizadas na Figura 3.44.

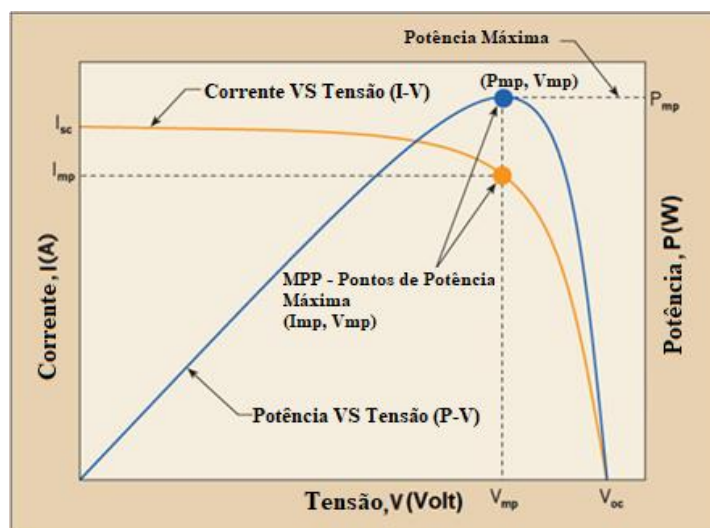


Figura 3.44 – Curvas características de uma célula fotovoltaica, em que a curva I - V se encontra a cor laranja e a curva P - V a cor azul (The Highs and Lows of Photovoltaic System, 2012).

Na Figura 3.45 encontra-se identificada a informação que as curvas características $I-V$ e $P-V$ permitem obter:

Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})

- Representa o máximo de corrente que pode ser entregue à carga, tendo em conta as condições de radiação e temperatura, correspondendo a um valor de tensão nula.

Tensão em circuito aberto (V_{oc})

- Valor máximo de tensão que a célula pode produzir, sendo este valor atingido quando não existe corrente elétrica dependendo das condições de radiação e temperatura, correspondendo à corrente e potência nulas.

Valor de corrente máxima quando a célula atinge o ponto de potência máxima (I_{mp})

- Este valor é atingido consoante as condições climáticas a que a célula fotovoltaica fica exposta.

Valor de tensão quando a célula está ao ponto de potência máxima (V_{mp})

- Este valor é atingido consoante as condições de radiação e temperatura a que a célula fotovoltaica fica exposta.

Valor máximo de Potência de Pico que a célula pode fornecer à carga (P_{mp})

- É o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da corrente pela tensão é máximo.

Ponto de Potência Máxima (MPP)

- É o ponto da curva característica onde a célula solar funciona à máxima potência, sendo obtido quando o produto da corrente pela tensão é máximo;
- Neste ponto estão especificadas a potência P_{mp} , a corrente I_{mp} e a tensão V_{mp} .

Figura 3.45 - Dados obtidos das curvas características $I-V$ e $P-V$.

A partir dos dados obtidos nas curvas características, pode-se ainda obter alguns parâmetros, tais como o fator de forma e o rendimento da célula. O Fator de Forma (FF) é um parâmetro que permite avaliar a qualidade da célula, resultando do quociente entre a potência máxima ($V_{mp} \times I_{mp}$), em relação ao produto da corrente de curto-circuito I_{sc} com a tensão em curto-circuito V_{oc} . O FF é assim dado pela equação (3.22) (Pinho, J e Galdino, M, Março 2014).

$$\text{Fator de forma (FF)} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.22)$$

Quanto mais a curva característica $I-V$ se aproximar de um quadrado, maior será o fator de forma e, conseqüentemente, melhor será a qualidade da célula, daí ser desejável trabalhar com células

em que o FF seja o mais próximo do valor unitário (valor máximo que o FF pode assumir). Assim, quanto mais próximos forem os valores de I_{mp} e I_{sc} , e os valores de V_{oc} e V_{mp} , melhor será a célula, pois idealmente a curva I - V deveria ser um quadrado e o FF assumiria o valor unitário. Pode-se até afirmar que o FF é uma grandeza que expressa quanto a curva característica se aproxima de um quadrado.

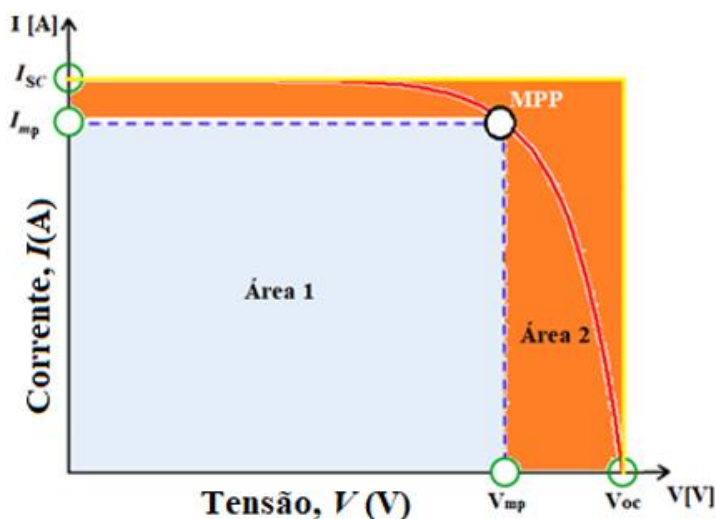


Figura 3.46 – Esquema ilustrativo do fator de forma (PortalEnergia, 2014 b).

Pelo gráfico da Figura 3.46 é possível verificar que o fator de forma é estabelecido pela relação entre as áreas 1 e 2, sendo que a primeira área assume o valor MPP, pois é definida pelo produto entre V_{mp} e I_{mp} . A área 2 assume o valor do produto entre V_{oc} e I_{sc} . Sendo assim, a área 1, de cor azul, preenche parcialmente a área da curva característica I - V e a área 2, de cor laranja, aproxima-se do ideal.

Assim, tendo em conta a equação (3.23) e conciliando com o descrito na Figura 3.46, tem-se:

$$FF = \frac{\text{Área 1}}{\text{Área 2}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \Leftrightarrow V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF = V_{mp} \cdot I_{mp} \Leftrightarrow P_{mp} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF \quad (3.23)$$

Com a identificação do MPP é possível também verificar o rendimento da célula, que exprime a percentagem (%) de eficiência de conversão da radiação solar incidente na célula em energia elétrica. No entanto, o rendimento da célula pode ser afetado por alguns fatores, nomeadamente as perdas causadas por resistências internas e pela reflexão. Deste modo, a eficiência de uma célula fotovoltaica é dada pela equação (3.24).

$$\text{Rendimento } (\eta)(\%) = \frac{P_{max}}{P_{inc}} \times 100 = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{A \cdot G} \times 100 \quad (3.24)$$

Onde,

P_{inc} – Potência da radiação incidente (W);

η – Eficiência da conversão da radiação solar em energia elétrica (%);

P_{max} – Potência máxima capaz de ser gerada pela célula (W);

A – Área da célula fotovoltaica (m²);

G – Radiação solar incidente na célula por unidade de superfície (W/m²).

3.6.2 Efeitos criados nas Curvas Caraterísticas por influência da Temperatura

A ação da variação da temperatura T tem os seguintes efeitos (Figura 3.47):

- Decréscimo da tensão de circuito aberto V_{oc} com o aumento da temperatura;
- Aumento da potência máxima da célula com a diminuição da temperatura, uma vez que a potência é calculada pelo produto da corrente pela tensão;
- A corrente de curto-circuito I_{sc} apresenta poucas variações com a temperatura, sendo esta variação geralmente desprezada (permanece praticamente constante).

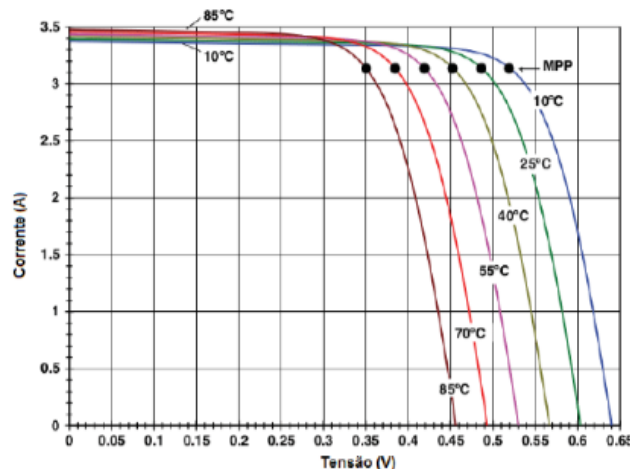


Figura 3.47 – Curvas caraterísticas I - V de uma célula fotovoltaica em função da variação da temperatura (Alonso, 2016).

3.6.3 Efeitos criados nas Curvas Caraterísticas por Influência da Radiação Solar

A ação da radiação solar incidente G tem os seguintes efeitos (Figura 3.48):

- A corrente de curto-circuito aumenta com o aumento da radiação incidente, isto é, existe uma variação aproximadamente de modo linear na corrente gerada, provocada pela variação da radiação solar incidente;

- A tensão de circuito aberto apresenta pequenas variações com a variação da radiação incidente, sendo no entanto esta variação mais significativa para valores mais baixos de radiação incidente;
- Verifica-se um aumento do ponto de potência máxima resultante do aumento da radiação incidente.

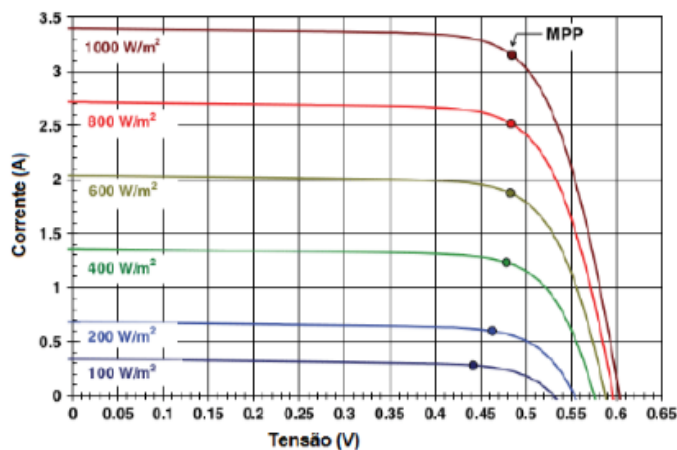


Figura 3.48 – Curvas características I - V de uma célula fotovoltaica em função da variação da radiação incidente (Alonso, 2016).

Tal como já foi referido, ao se alterar a radiação solar incidente sobre a célula, esta tende a alterar a corrente elétrica. Desta forma, e como também já foi referido, se a potência resulta do produto da corrente pela tensão, a potência da célula também irá variar. Isto fundamenta o que pode ser observado no gráfico da Figura 3.48, em que a variação da radiação a que a célula fica sujeita, leva a uma variação proporcional na corrente gerada pela mesma. Assim, se a radiação solar incidente diminuir, a corrente de curto-circuito I_{sc} também diminuirá, embora se mantenha praticamente constante até às proximidades do valor da tensão em circuito aberto.

É importante salientar que, uma vez que o aumento da radiação incidente na célula fotovoltaica proporciona o aumento da temperatura da célula, em teoria, vai produzir um valor de potência máxima superior ao valor real.

3.7 Inversor Fotovoltaico

Os módulos solares fotovoltaicos são responsáveis pela produção de energia elétrica em corrente contínua (DC) através da radiação solar, sendo por isso necessário um processo que atue entre os módulos e a rede elétrica, de forma a converter essa energia contínua em alternada

(AC) para que a mesma possa ser utilizada pelos consumidores finais (empresas ou habitações), incluindo a rede pública, uma vez que funcionam em corrente alternada. Geralmente, após a saída das *strings* dos módulos fotovoltaicos interligados em série, encontram-se os inversores DC/AC ou microinversores que estão configurados para uma dada potência nominal e que são os equipamentos essenciais para que essa conversão ocorra. Depois desta alteração imprescindível, a energia fotovoltaica já pode ser usada para alimentar os equipamentos pretendidos.

Assim, os inversores podem-se classificar como dispositivos elétricos que têm como função converter a corrente contínua que recebem dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada na sua saída, a uma frequência de 50 Hz e tensão de 230 V entre a fase e o neutro e com as mesmas características da rede elétrica pública nacional (fase e amplitude) (SunEnergy, 2017 a), ou seja, é também necessário conciliar com os requisitos técnicos e de segurança que estão estabelecidos para a ligação à rede elétrica.

Uma vez que se está perante sistemas solares fotovoltaicos, pode-se denominar os inversores como inversores solares ou fotovoltaicos, sendo estes identificados com o símbolo elétrico apresentado na Figura 3.49.



Figura 3.49 - Símbolo elétrico do inversor
(Meneses, D., Blaabjerg, F., García, Ó. e Cobos, J., 2013).

A energia elétrica é transformada a partir da radiação, independentemente do modelo de sistema utilizado. Assim, a maneira de distinguir as diferentes instalações fotovoltaicas é o destino dado à energia elétrica, sendo que o tipo de inversor a utilizar depende da aplicação final que vai ter. Segundo este princípio, existem assim duas possibilidades de inversores que apresentam funcionamentos diferentes: os inversores conectados à rede (*grid-tie*) e os inversores isolados (*off-grid*).

Os inversores *grid-tie*, caracterizam-se por não terem um sistema de armazenamento de energia elétrica. Este componente gere toda a energia que vem dos módulos, sendo que após essa energia passar pelo inversor é injetada na rede elétrica da habitação que lhe está associada.

Atualmente já existem inversores híbridos que se caracterizam por terem capacidade de funcionar em modo *grid-tie* ou *off-grid*.

No caso dos inversores *off-grid*, o seu papel está essencialmente na conversão da energia armazenada nas baterias em corrente contínua, com o objetivo de possibilitar o uso de aparelhos elétricos que funcionam a corrente alternada (Pereira, 2015).

Existem ainda os microinversores solares que são instalados módulo por módulo e que realizam a monitorização individual deles, sendo muito utilizados em pequenos projetos pelo seu custo-benefício. Estes são responsáveis por extrair a potência máxima que o módulo pode fornecer e garantir que a corrente injetada na rede cumpra os requisitos da mesma, contendo assim as mesmas funções dos inversores, com a exceção que estes atuam independentemente em cada módulo. A Figura 3.50 ilustra um exemplo de um microinversor utilizado pela empresa onde foi realizado o estágio.



Figura 3.50 – Exemplo de um microinversor da marca *BeOn*.

3.7.1 Sistemas de Conversão de Energia Fotovoltaica

Geralmente a tensão disponível aos terminais do sistema fotovoltaico é em corrente contínua e por norma encontra-se em nível inferior ao solicitado pela aplicação, em corrente alternada (motores de corrente alternada, lâmpadas, equipamentos eletrónicos, entre outros) ou em valores próximos da rede. Neste seguimento, a fim de se colocar os valores da tensão de saída dos inversores em valores próximos dos da rede elétrica do país, inicialmente eram utilizados inversores com transformadores nos sistemas solares fotovoltaicos, tal como se pode ver na Figura 3.51.

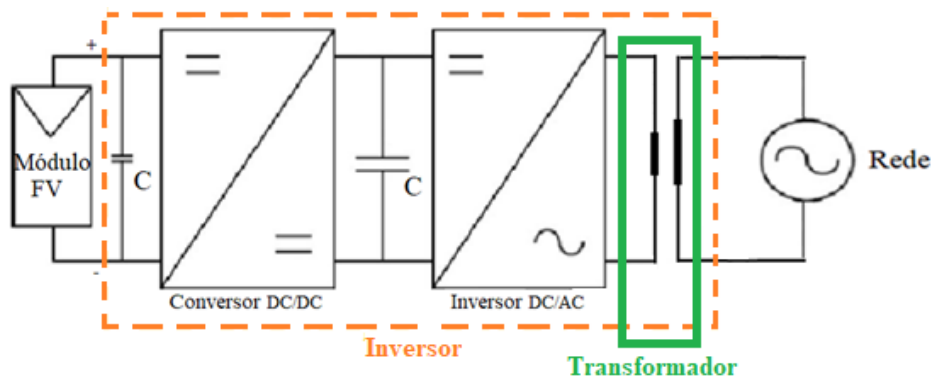


Figura 3.51 – Esquema representativo de um sistema de conversão de energia fotovoltaica com transformador (Meneses, D., Blaabjerg, F., García, Ó. e Cobos, J., 2013).

No entanto, esta configuração de inversores com transformador, denominada de isolados, além de ser bastante dispendiosa, influenciando diretamente o custo final do sistema, apresentava bastantes perdas, e conseqüentemente, baixava o rendimento dos mesmos. No entanto, em situações em que se pretenda assegurar o bom isolamento da rede, o uso de transformadores é indispensável, tanto do ponto de vista de segurança, como da qualidade de energia elétrica na interação entre o lado DC do sistema fotovoltaico e do lado AC da rede elétrica.

Atualmente é possível efetuar todo o controlo e ter valores de tensão à saída dos inversores, idênticos aos da rede elétrica do país, através da eletrónica de potência (Meneses, D., Blaabjerg, F., García, Ó. e Cobos, J., 2013), (Pinho, J e Galdino, M, Março 2014), (GREENPRO, 2014). Por isso, contrariamente aos inversores isolados, hoje em dia existe mais um grupo distinto de conversores, denominados de conversores não isolados. A principal diferença existente entre estes dois grupos prende-se essencialmente com o facto de os conversores isolados possuírem transformadores de alta frequência no seu circuito que isola a saída da entrada. No entanto, dadas as adversidades referidas, a configuração dos conversores isolados caiu em desuso, sendo atualmente mais comum os conversores não isolados. Deste modo, os conversores não isolados são geralmente denominados por *step-down* ou *buck*, *step-up* ou *boost* e *step-up/down* ou *buck-boost*.

Como já foi referido, normalmente a tensão disponível nos terminais de saída do sistema fotovoltaico é em corrente contínua e geralmente encontra-se em nível inferior ao solicitado pelas aplicações ou em valores próximos da rede, em corrente alternada. Assim, a fim de colmatar este problema, relativamente aos inversores, existem algumas configurações possíveis: serem de apenas um nível, dois ou até mesmo vários, apesar de que quanto maior for

o incremento de níveis, maior será o custo de produção dos mesmos e, conseqüentemente, também maior será a sua complexidade.

3.7.1.1 Topologia de um andar

A topologia de um andar é constituída pelos módulos fotovoltaicos ligados a um inversor DC/AC, finalizando com a ligação à rede efetuada por meio de um filtro, tal como demonstra a Figura 3.52.

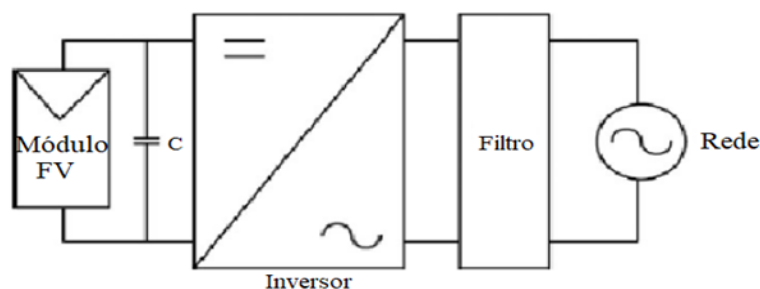


Figura 3.52 – Esquema de um sistema de conversão de energia fotovoltaica utilizando uma topologia de um andar de conversão com inversor.

Esta topologia é geralmente utilizada se o nível de tensão à saída dos módulos for a necessária para a injeção de potência na rede. Assim, utiliza-se apenas o inversor DC/AC (sem qualquer tipo de conversão DC/DC intrínseca).

A simplicidade desta topologia torna o sistema mais fiável do que utilizando a topologia de dois andares, que será apresentada de seguida.

3.7.1.2 Topologia de dois andares

A topologia de dois andares, representada na Figura 3.53, é constituída essencialmente pelos módulos fotovoltaicos ligados a um conversor DC/DC, responsável por aumentar (conversor do tipo *boost*) ou reduzir (conversor do tipo *buck*) a tensão contínua vinda dos módulos e permitindo, simultaneamente, procurar o ponto de potência máxima através do controlo MPPT, que será explicado no ponto 3.7.3. Geralmente, o conversor DC/DC é utilizado para aumentar o nível de tensão (diminuindo a corrente) proveniente dos módulos, uma vez que esta se encontra num nível inferior ao necessário para injeção na rede.

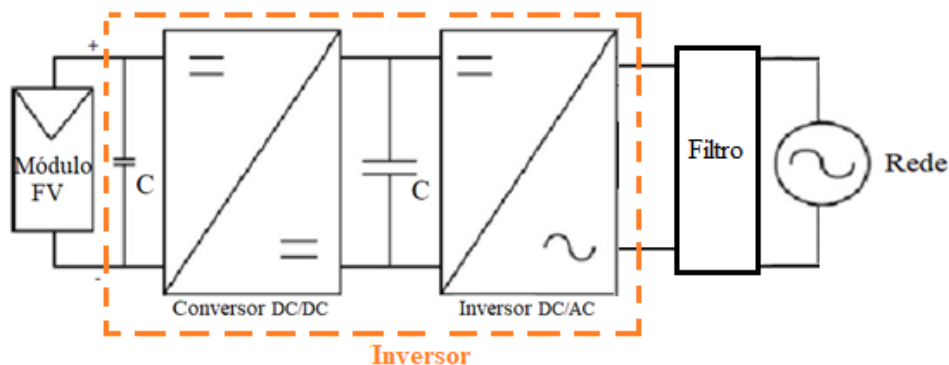


Figura 3.53 – Esquema de uma topologia de um sistema fotovoltaico com dois andares de conversão.

Seguidamente, encontra-se o segundo andar que é constituído pelo inversor DC/AC responsável por converter todas as grandezas, tal como já foi referido, em grandezas alternadas, de modo a permitir injetá-las na rede elétrica, ou seja, modula a tensão de forma a ser obtida uma onda de tensão sinusoidal à saída com uma frequência de 50 Hz, possibilitando assim a transferência da energia para a rede elétrica. Deste modo, ao contrário da topologia de um andar, se o nível de tensão à saída dos módulos for reduzido ou elevado, recorre-se a um conversor DC/DC intrínseco e a um inversor DC/AC.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos necessitam de um filtro, nomeadamente um filtro passa baixo para efetuar a conexão com a rede elétrica, motivo pela qual esta topologia finaliza com a ligação à rede efetuada por meio de um filtro que tem por objetivo filtrar os harmónicos de corrente e tensão superiores à frequência fundamental (50 Hz).

Os condensadores que se encontram nos esquemas elétricos situam-se entre os vários andares que a energia percorre, pelo que fazem a desacoplagem de potência entre os mesmos. O condensador intermédio, entre o conversor e o inversor, assume o papel de elemento de armazenamento intermédio de energia entre os dois blocos.

Esta topologia, devido ao maior número de variáveis possíveis de controlar, apresenta uma maior flexibilidade para projetar o controlo. No entanto, apesar do elevado controlo, o facto de possuir mais do que um andar torna-se numa desvantagem, uma vez que as perdas existentes são maiores, aumentando também a complexidade geral do sistema e, conseqüentemente a diminuição da sua fiabilidade.

3.7.2 Topologias dos Inversores

Sendo o segundo nível da topologia de dois andares, o bloco inversor, existem também diversos tipos de inversores, os inversores monofásicos e trifásicos, ambos utilizados em alguns sistemas solares fotovoltaicos ao longo do estágio. Geralmente, em sistemas fotovoltaicos cuja potência instalada assume valores até aos 5 kW_p, a alimentação é monofásica. Em sistemas com potência superior, a alimentação é trifásica e, nesse caso, os inversores trifásicos estão normalmente equipados com tirístores. Relativamente aos inversores monofásicos, os mais predominantes são os inversores de ponte completa ou H4 e os inversores que derivam deste, como o inversor H5, inversor HERIC e inversor H6. No entanto, existe uma grande variedade de inversores em ponte completa utilizados para a conversão da tensão DC para AC.

Por último, será também apresentado o inversor trifásico, inversor este que foi utilizado no sistema solar fotovoltaico implementado e descrito no capítulo 5.

Existem algumas formas distintas e possíveis de implementar um inversor trifásico, como por exemplo, considerando três inversores monofásicos em cascata ou através da implementação dos vários tipos de pontes que foram mencionados anteriormente ou outro tipo de inversor em ponte, que em vez de ter uma ponte em H associada, possui uma ponte trifásica (Guo X. X., 2015), (Guo X. Z., 2017).

A Figura 3.54 representa três inversores H5 (monofásicos) em cascata, resultando num sistema trifásico.

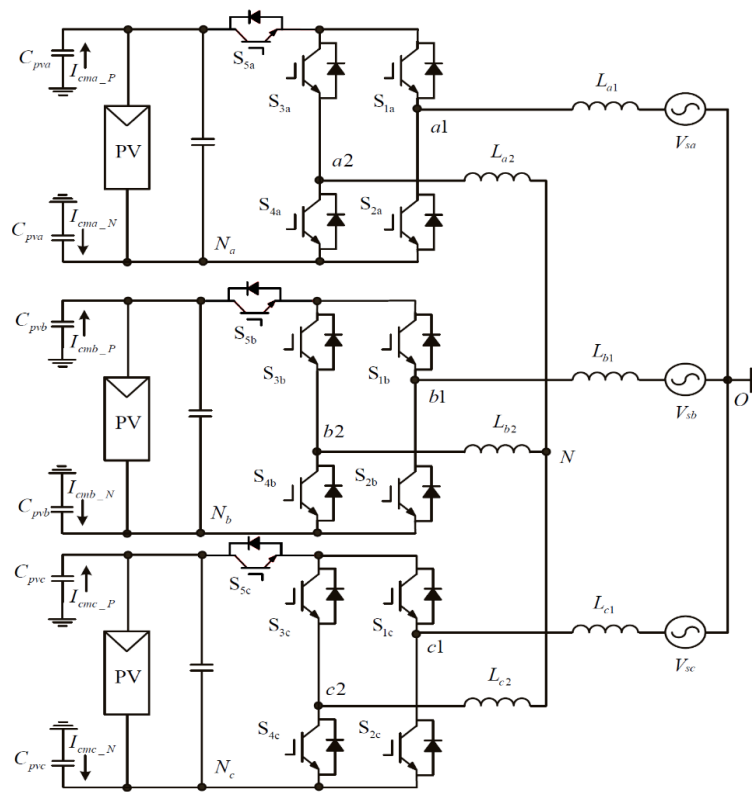


Figura 3.54 - Esquema de três inversores H5 em cascata (Guo X. Z., 2017).

Na Figura 3.55 encontram-se representados esquematicamente os inversores H5 (Figura 3.55 a) e H6 (Figura 3.55 b)), bem como os seus homólogos trifásicos.

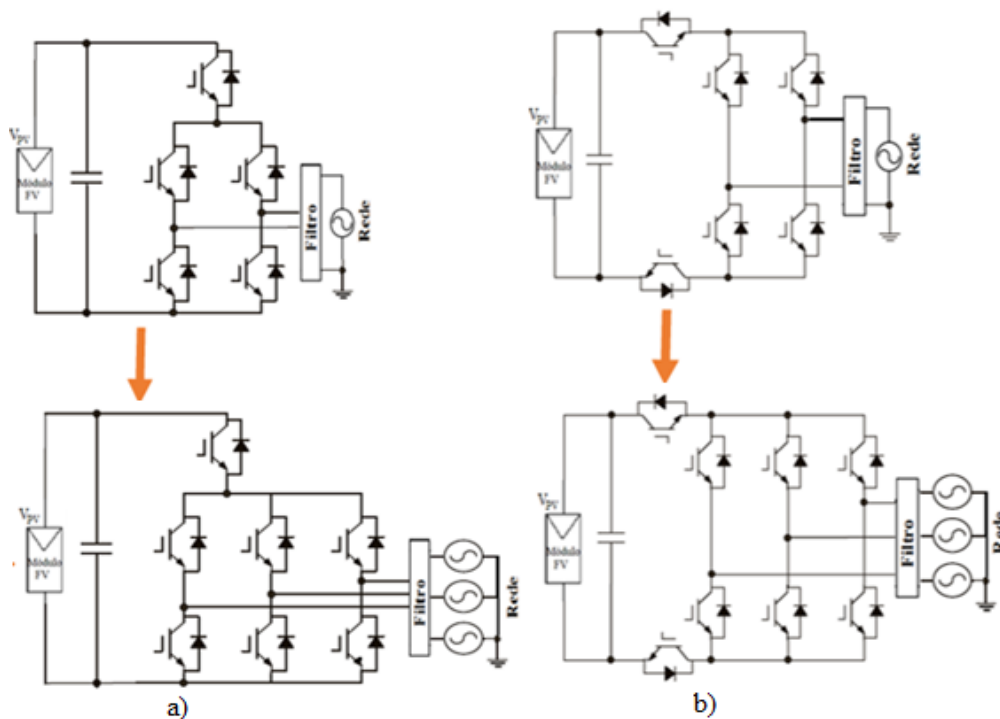


Figura 3.55 – a) Inversor H5 com o seu homólogo trifásico, b) Inversor H6 com o seu homólogo trifásico (Guo X. X., 2015).

De modo a se efetuar o neutro numa ponte trifásica, pode-se recorrer à adição de dois semicondutores, cada um com um diódo em anti-paralelo entre o condensador e a ponte, tal como pode ser observado na Figura 3.56.

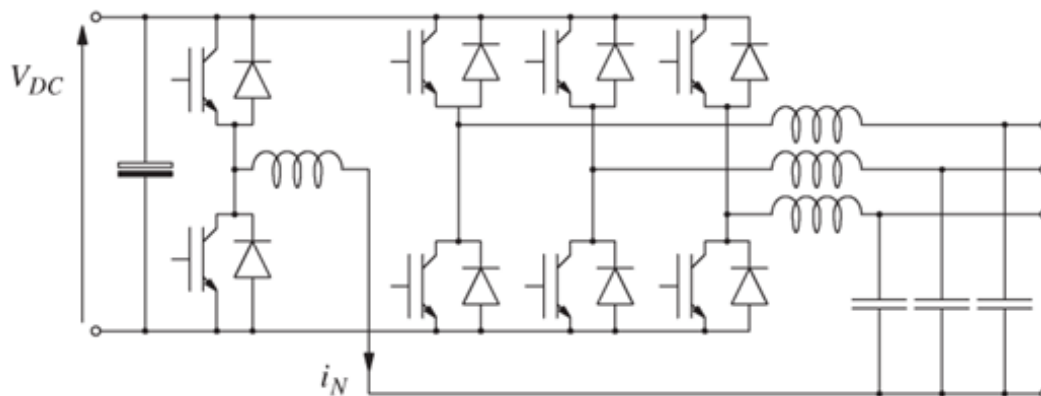


Figura 3.56 - Esquema de um inversor de ponte trifásica com neutro (Zhong, Q. -C., Liang, J., Weiss, G., Feng, C. M. e Green, T. C., 2016).

3.7.3 Controlo do Ponto de Máxima Transferência de Potência

Com o objetivo de garantir uma maior eficiência dos módulos fotovoltaicos e viabilizar cada vez mais os custos globais de instalação de novos sistemas de geração de energia elétrica perante o valor de investimento, é necessário garantir que o sistema trabalhe o maior tempo possível no Ponto de Máxima Transferência de Potência (*MPPT* ou do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), uma vez que qualquer ponto de funcionamento que não seja o *MPPT* faz diminuir a eficiência do sistema.

Tanto a temperatura de funcionamento como a temperatura ambiente influenciam a variação da potência e, embora as variações da temperatura das células sejam mais lentas, a radiação solar incidente pode apresentar mudanças drásticas em poucos segundos, como resultado da passagem de nuvens, bem como por outros sombreamentos parciais provocados. Todos estes componentes podem provocar distorções na curva característica do conjunto de módulos (*I-V* e *P-V*), inclusive com a ocorrência de máximos locais. Esta situação é evidenciada na Figura 3.57 b), estando os módulos submetidos a um fator de sombreamento de 50%.

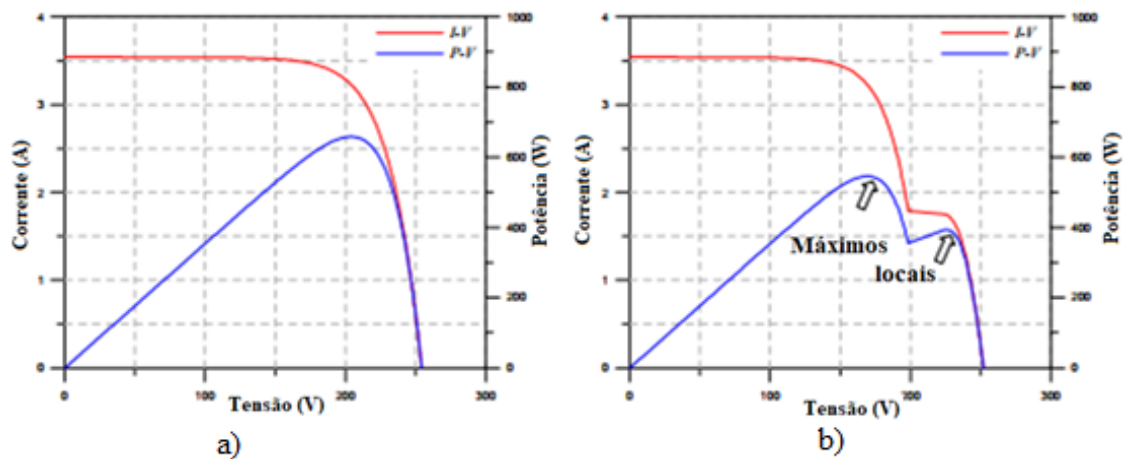


Figura 3.57 - Curvas características I - V (a vermelho) e P - V (a azul) de uma *string* de seis módulos de 72 células mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência causada por sombreamentos parciais.

No entanto, se um conjunto de módulos estiver sujeito a radiação uniforme (sem sombreamentos parciais) e não contiver células ou módulos defeituosos, a curva P - V (potência-tensão) será a que se encontra representada na Figura 3.57 a), apresentando apenas um único ponto com derivada nula (o ponto *MPPT*), no qual o produto da corrente pela tensão tem o seu valor máximo.

Deste modo, o nível de potência da carga deve ser ajustado de acordo com a curva de eficiência fotovoltaica para aumentar o rendimento do módulo, sendo por isso vantajoso que exista um mecanismo que detete continuamente as modificações na curva característica e atue sobre a eletrónica do inversor com o objetivo de manter o conjunto dos módulos na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas que sucederiam se o acoplamento ocorresse para outro valor de tensão que não a tensão ótima. Por isso, esse processo deve ser preciso, com medidas de corrente e tensão com elevada qualidade, deve ser eficaz, possuindo grande capacidade de encontrar a potência máxima mesmo na presença de máximos locais e deve ainda ser de grande rapidez, conseguida por uma fácil adaptação às variações bruscas de radiação.

Consequentemente, o ponto de potência máxima de um módulo fotovoltaico varia com frequência, dependendo assim das suas características e das condições meteorológicas não lineares a que é sujeito. Isto leva a que o ponto de operação dos módulos também mude para maximizar o aproveitamento energético, sendo por isso necessário procurar constantemente o ponto onde ocorre o funcionamento à máxima potência para as condições a que estão sujeitos.

Para tal, existem vários algoritmos *MPPT* de controlo, com o objetivo de procurarem continuamente o ponto de operação do inversor da forma mais precisa possível em torno do máximo ponto de potência (*MPPT*) que será o ponto através do qual se conseguirá extrair a máxima potência dos terminais dos módulos fotovoltaicos. Assim, conseguir-se-á aproveitar a energia solar fotovoltaica disponível e incidente na superfície dos módulos, utilizando-a da forma mais eficiente possível, com conseqüente maximização da produção fotovoltaica.

Os algoritmos podem ser utilizados no controlo implementado no conversor DC/DC, no caso de uma topologia de dois ou mais níveis, ou no inversor DC/AC fotovoltaico, quando for de apenas um nível, que de acordo com as condições ambientais e as condições impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do módulo de modo a que o funcionamento se processe no ponto correspondente à potência máxima.

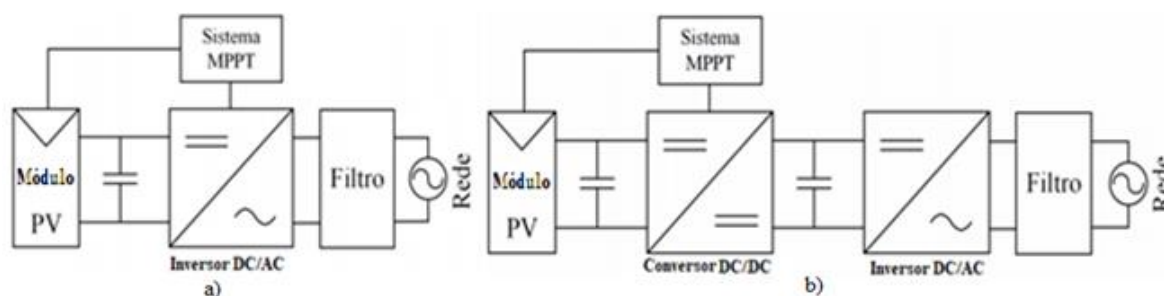


Figura 3.58 - a) Esquema de uma topologia de um andar com o respetivo algoritmo MPPT, b) Esquema com dois andares e o respetivo algoritmo MPPT.

Existe assim uma grande variedade de algoritmos *MPPT* usados em sistemas fotovoltaicos e que atuam sobre o controlo eletrónico, podendo estes serem o método de condutância incremental, perturbação e observação (*P&O*), tensão constante, tensão em circuito aberto, tensão de curto-circuito pulsado, lógica difusa e redes neuronais. Existem algoritmos que ainda estão a ser criados e outros que são variações ou melhoramentos das técnicas acabadas de mencionar, sendo que a maioria dos métodos que foram desenvolvidos têm como base o método de perturbação e observação.

Atualmente os inversores, além da sua classificação por ligação ou não à rede, como foi explicado anteriormente, são também classificados em função do número de *MPPT*'s que possuem. Deste modo, quanto maior for o número de *MPPT*'s do inversor, melhor será o seu desempenho, uma vez que se o inversor contiver dois *MPPT*'s, é possível ter-se várias *strings*

ligadas aos dois *MPPT*'s. Além disto, as *strings* que se encontram ligadas por *MPPT* têm de possuir as mesmas características de montagem, incluindo a orientação e a inclinação, e também conter um número muito idêntico de módulos. No entanto, os módulos utilizados têm de ser iguais, embora possam ser utilizados módulos diferentes entre *MPPT*'s diferentes. Outra vantagem interessante é que a presença de mais do que um *MPPT* permite que, em caso de ocorrência de algum problema em alguma *string* conectada a um dos *MPPT*'s, apenas esse *MPPT* sofrerá um decréscimo de produção, uma vez que o outro *MPPT* não é afetado (Sousa, y. e Angarita, J., 2016).

Geralmente os microinversores são instalados nos telhados, junto dos módulos fotovoltaicos, verificando-se no entanto, que estes dispositivos deveriam estar protegidos da chuva e da radiação solar direta. Por este motivo, deve-se escolher o local da instalação, tendo em consideração as condições ambientais exigidas pelo fabricante do inversor (nomeadamente a humidade e a temperatura), bem como o ruído produzido pelo inversor (dependendo da potência e do fabrico).

Por outro lado, em locais residenciais, os inversores são normalmente instalados perto do Quadro Geral (Q_G), num local que seja abrigado das adversidades atmosféricas, geralmente onde apanhe pouco sol e, preferencialmente, num local com alguma ventilação, de modo a manter uma temperatura amena, evitando o sobreaquecimento na zona dos inversores e na sua envolvente, tal como se pode observar na Figura 3.59.

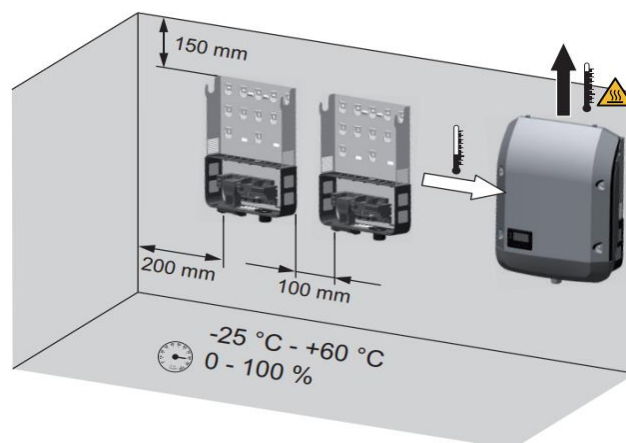


Figura 3.59 – Representação das distâncias, temperaturas e humidade ideais máximas indicadas pelo fabricante no manual do inversor *Fronius Symo 3 – 8,2 kW* (Fronius, 2017 d).

No entanto, para instalações com dimensões consideráveis, é comum fazer-se uma sala apropriada com dimensões adequadas, onde se colocam os inversores, bem como os restantes

equipamentos elétricos (de ligação, de proteção, de corte, entre outros). Por norma, designa-se esta sala por zona técnica, em que o objetivo é garantir as condições necessárias ao bom funcionamento dos inversores e restantes equipamentos elétricos, como já foi referido anteriormente.

4 Legislação Portuguesa para os Sistemas Solares Fotovoltaicos

Neste capítulo será feita uma abordagem à legislação criada para a produção de energia elétrica através de sistemas solares fotovoltaicos, bem como às demais evoluções que ocorreram até se chegar ao Decreto-Lei que se encontra atualmente em vigor (Decreto-Lei n.º 153 de 20 de outubro de 2014). Serão ainda descritos alguns dos pontos mais importantes deste Decreto-Lei.

4.1 Enquadramento Legislativo

A primeira vez que a atividade de produção de energia elétrica conheceu legislação, foi pelo Decreto-Lei n.º 189 de maio de 1988, tendo este por objetivo reduzir a dependência que Portugal tinha de energia primária externa. Desta forma, este decreto permitiu criar as condições necessárias e incentivos adequados de modo a potenciar o proveito dos recursos endógenos (essencialmente as fontes renováveis), além de resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, assim como a produção de eletricidade e calor em sistemas de cogeração (DL189, 1988).

Entretanto, surgiram outros programas de incentivo e Decretos-Lei, como o Programa da Eficiência Energética e Energias Renováveis, através do Decreto-Lei n.º 68 de março de 2002. Este Decreto-Lei veio apresentar uma atividade de produção de energia elétrica em Baixa Tensão (BT) destinada essencialmente a consumo próprio (autoconsumo), em que pelo menos 50% da energia elétrica produzida teria de ser destinada a consumo próprio ou de terceiros para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços. Além disso, a potência a entregar à rede pública em cada ponto de receção não poderia ultrapassar os 150 kW. Neste caso, a energia podia ser injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) sem no entanto ter uma remuneração associada, ao contrário da legislação que hoje em dia se encontra em vigor, tal como será explicado mais à frente (DL68, 2002).

Surgiu ainda o Decreto-Lei n.º 363 de novembro de 2007, direcionado em particular aos pequenos consumidores. Neste contexto, a microprodução surgiu como impulsionadora ao setor da energia fotovoltaica a nível nacional, ocorrendo assim uma

mudança no paradigma da forma clássica de distribuição da eletricidade. Além disso, o consumidor de energia passa a ser também reconhecido como produtor, incluindo-se aqui um regime bonificado e um regime geral com tarifas remuneratórias diferentes. Nestes sistemas, a potência máxima possível de entregar à RESP não podia ser superior a 50% da potência contratada para a sua instalação nem ser superior a uma potência instalada de 3,68 kW para o utilizador comum, com a exceção dos condomínios que podiam chegar aos 11,45 kW de potência instalada. Neste Decreto-Lei era ainda exigido que para se beneficiar do regime bonificado era necessária a instalação de um sistema solar térmico para aquecimento de águas quentes sanitárias, com pelo menos 2 m² de área, ou uma caldeira a biomassa com produção anual equivalente ao sistema térmico, pois caso não fosse realizada nenhuma destas instalações, o preço de venda de energia seria igual ao custo da energia do tarifário aplicável ao comercializador de último recurso. Para os sistemas de microprodução a partir de sistemas renováveis em regime bonificado, a tarifa aplicada em 2007 era de 650 €/MWh com um decréscimo de 5% por cada 10 MW instalados (DL363, 2007).

Uma vez que o anterior Decreto-Lei era reservado essencialmente aos pequenos consumidores, surgiu posteriormente o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março de 2011. Este era destinado essencialmente aos grandes consumidores, permitindo a instalação de unidades de produção de energia elétrica para vender a totalidade da produção, designadas por minigerações. Esta legislação estabelecia que a potência máxima entregue à RESP não podia ultrapassar os 50% da potência contratada para a sua instalação (ou 250 kW), nem ultrapassar 50% do consumo anual do ano transato. Foram também criados três escalões por potência instalada, sendo que o primeiro poderia ter valor máximo de 20 kW de potência instalada, o segundo, de 20 kW a 100 kW, e o terceiro, de 100 kW a 250 kW. Em 2011, a tarifa estipulada para as energias de microprodução através de sistemas renováveis em regime bonificado era de 250 €/MWh com decréscimo de 7% ao ano. No entanto, para se aceder a este regime bonificado, bastava que a instalação recorresse apenas a uma fonte renovável para produção de energia (DL34, 2011).

Entre o ano 2008 e 2011, verificou-se uma maior adesão às unidades de micro e miniprodução, que podem ser justificadas pelo valor elevado da tarifa de remuneração pelo kWh vendido, tal como demonstrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Representação da tarifa fotovoltaica base do regime bonificado existente nos primeiros anos de exploração da micro e minigeração.

Ano	Microprodução (€/kWh)	Minigeração (€/kWh)
2007	0,65	-
2008	0,61	-
2009	0,59	-
2010	0,56	-
2011	0,40	0,25
2012	0,38	0,22
2013	0,20	0,15
2014	0,07	0,11

Pela observação da Tabela 4.1, constata-se que o preço apresentado de venda do kWh veio progressivamente a diminuir, verificando-se uma grande redução de valores nos últimos anos. Além disso, em Portugal o regime da produção em autoconsumo teve pouca aceitação por parte da sociedade, sendo considerado muitas vezes que as tecnologias utilizadas ainda eram imaturas, desincentivando os grandes investimentos nesta tecnologia.

Face a estas adversidades, o governo português decidiu alterar as leis que regiam este mercado, através do Decreto-lei nº153, publicado a 20 de outubro de 2014, criando um novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinado às UPAC. A geração deste tipo de produção veio ao encontro das necessidades dos utilizadores, uma vez que o preço de venda da energia nas antigas microgerações e minigerações já se encontrava ao preço de compra da energia pelo utilizador, o que tornava o seu investimento sem interesse. Assim, o surgimento das UPAC com a possibilidade para o utilizador de produzir a sua própria energia, torna-se bastante interessante, uma vez que ao se possuir uma tarifa tri-horária ou bi-horária, o sistema vai produzir energia no período diurno, ou seja, quando o preço da energia é mais cara, permitindo um retorno do investimento superior quando comparado com um sistema de microprodução ou miniprodução. Foi ainda criado um regime jurídico único para as UPP (resultado da fusão da microgeração e da microprodução numa só) (kinetics, 2018).

A seu favor, a produção descentralizada através de unidades de microprodução e de miniprodução demonstraram que a evolução tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com menores custos de investimento, levando a justificar a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de produção (UP).

Assim, a nova modalidade de produção referente às UPAC com ou sem ligação à RESP e com a hipótese de injeção da energia produzida na RESP, passou a ter a possibilidade de remuneração, tal como será referido na secção 4.2.9. Criou-se assim uma figura de produtor/consumidor de energia elétrica de baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo) englobado num sistema elétrico independente que pode ser baseado em fontes renováveis ou não renováveis (DL153, 2014).

Por sua vez, o regime jurídico para as UPP obriga à venda total da energia elétrica à RESP a partir de recursos renováveis, com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, eliminando-se o regime remuneratório geral, previsto nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução.

Assim sendo, a aposta nas tecnologias associadas aos sistemas solares fotovoltaicos permitiram comportamentos de eficiência energética, uma política energética mais equilibrada e criaram também benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma, uma vez que o sistema deve ser instalado junto ao local de consumo, bem como a otimização dos recursos endógenos.

4.2 Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro

O Decreto-Lei n.º 153 de 20 de outubro de 2014 refere-se apenas a instalações com uma potência instalada até 1 MW, estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para dois tipos de unidades de produção:

- Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC);
- Unidades de Pequena Produção (UPP).

Desta forma, as UPAC são um modelo de produção descentralizada, que consiste na produção de energia elétrica para consumo das próprias unidades produtoras, sendo que para isso, o sistema deve ser instalado junto ao local de consumo. Pode-se assim

afirmar que o autoconsumo se baseia atualmente no princípio do produtor/consumidor, que neste caso passam a ser a mesma entidade (SunEnergy, 2017 b).

Além disso, existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos, os que são ligados à RESP (*on-grid*) e os que se encontram isolados da RESP (“em ilha” ou *off-grid*).

No primeiro caso (*on-grid*), uma vez que são ligados à rede, quando existir energia excedente gerada, a mesma será injetada na RESP, permitindo uma remuneração associada para o produtor, calculada pela equação 4.1, energia esta que de outra forma seria desperdiçada.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.1)$$

Onde,

$R_{UPAC,m}$ – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m” (€);

$E_{fornecida,m}$ – Energia fornecida no mês “m” (kWh);

$OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m” (€/kWh);

m – Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Assim, a venda do excedente de energia através de um contrato de venda ocorre com o Comercializador de Último Recurso (CUR) de 10 + 5 anos, sendo que, nas restantes situações são realizados contratos bilaterais. A energia autoconsumida pode beneficiar da transação futura de garantias de origem, mas a energia que é injetada na rede não beneficia. O retorno do investimento para os proprietários das instalações será tanto melhor quanto mais a curva de produção dos módulos solares se ajustar ao perfil de consumo da instalação.

No entanto, quando o produtor não quiser vender a energia excedente, não ocorrendo também remuneração (não sendo necessário pagar o contador e as taxas associadas), esta é automaticamente injetada e “oferecida” na RESP. Caso não se pretenda que essa energia excedente seja injetada, o produtor terá de instalar um dispositivo de injeção zero de forma a garantir a não injeção na rede.

Por outro lado, se a energia não for suficiente, ou seja, se a energia consumida for superior à energia disponível, a energia em falta será comprada à RESP, possibilitando assim colmatar as necessidades em situações de intensidade solar muito reduzida (Geraldo, J., 2016).

O segundo caso (*off-grid*) consiste em sistemas para uso local e específico, abastecendo diretamente os componentes que vão utilizar a energia gerada. O aproveitamento da energia solar necessita de ser ajustado à necessidade energética, tendo em conta o diagrama de cargas do local, pois na maioria dos casos a energia produzida não é suficiente para a procura pontual de energia do consumidor, utilizando-se esses dados para dimensionar da melhor forma o sistema fotovoltaico a implementar ou o banco de baterias, que na generalidade, são indispensáveis, bem como outros apoios suplementares de produção, garantindo assim o abastecimento em períodos de baixa ou nenhuma radiação solar (Villalva, M. e Gazoli, J., 2012).

A Figura 4.1 exemplifica um diagrama de produção e consumo de um consumidor doméstico sem baterias de armazenamento com injeção na RESP.

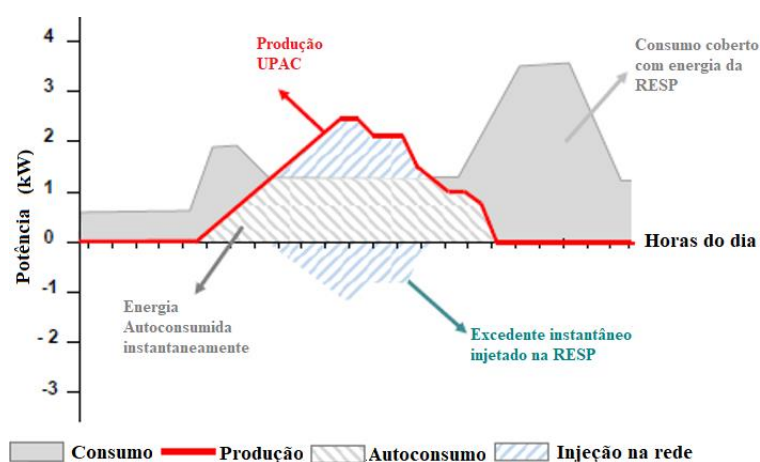


Figura 4.1 - Representação de um diagrama de produção e consumo, de um consumidor doméstico sem baterias de armazenamento (MAOTE, 2014).

Estes sistemas de UPAC, ao contrário dos sistemas das UPP, podem ser baseadas em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

A Figura 4.2 ilustra a situação descrita para sistemas com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW, em que ocorre a produção de energia fotovoltaica (representado no esquema pelo número 1), seguido da passagem de corrente contínua para corrente alternada pelo inversor, número 2, contagem da energia produzida na UPAC (número 3) e por fim, um

contador bidirecional de energia da instalação (número 4) (ex.: residência), fazendo a contagem do excedente de energia produzida pelo sistema fotovoltaico e da energia consumida da RESP (kinetics, 2018), (PNAER, 2013).

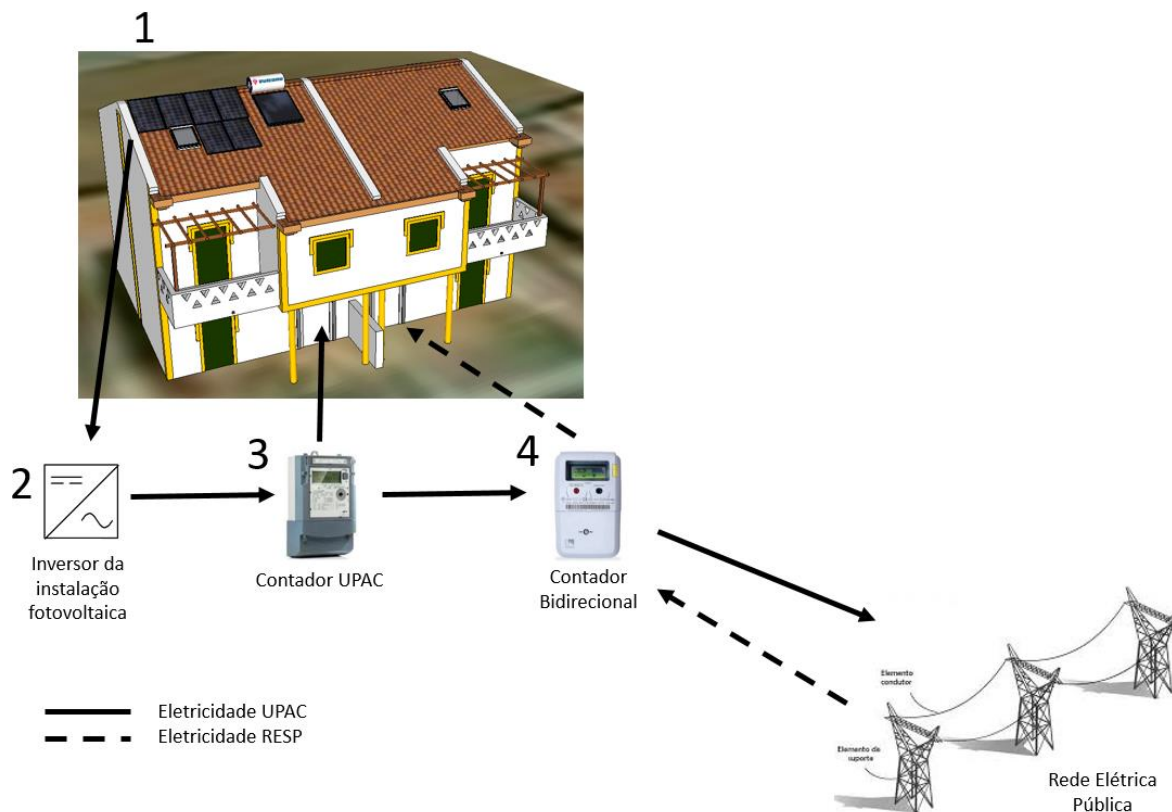


Figura 4.2 - Representação de uma UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW com injeção na rede (kinetics, 2018).

Com a hipótese de qualquer consumidor poder produzir a sua própria energia, com possibilidade de remuneração associada, é possível reduzir a sua fatura da eletricidade e o país dependerá em menor escala da importação de combustíveis fósseis. Além disso, estes sistemas permitem poupar energia nas horas em que a tarifa sobre a energia ativa é mais cara (cheias e pontas), pois é nelas que se enquadra a maior parte da produção de origem solar. Também a diminuição do custo de implementação dos sistemas fotovoltaicos passou a ser economicamente atrativa para a produção de energia elétrica em autoconsumo.

Por sua vez, as UPP são sistemas onde toda a produção que existir através dos módulos fotovoltaicos terá de ser injetada na sua totalidade à RESP, sem nunca poder ser consumida. Este processo ocorre através de instalações de pequena potência, em que a potência de ligação à rede (potência máxima ou, no caso de instalações com inversor,

a potência nominal de saída deste equipamento, que o produtor pode injetar na RESP) tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250 kW. Além disso, esta pode apenas recorrer a recursos renováveis e basear-se somente numa tecnologia de produção (DL153, 2014).

Na Figura 4.3 encontra-se representado um esquema ilustrativo de uma UPP, em que o número 1 identifica um equipamento de contagem da totalidade de energia produzida na UPAC e 2 apresenta um contador para a contagem da energia elétrica consumida.

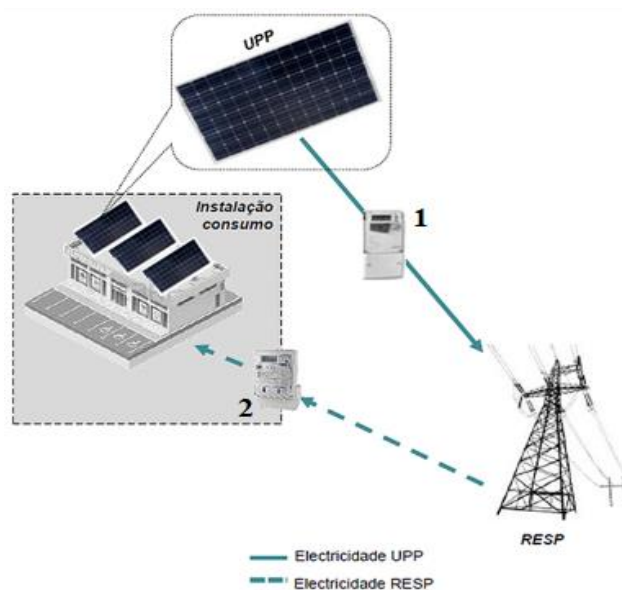


Figura 4.3 – Representação esquemática de uma UPP (MAOTE, 2014).

4.2.1 Controlo prévio das Unidades de Produção

Existem alguns requisitos que têm de ser cumpridos aquando da instalação de uma UP, nomeadamente, esta deve ficar sujeita a um registo prévio e a sua entrada em exploração ficar dependente da obtenção de um certificado de exploração, concretamente para:

- UP com potência instalada superior a 1,5 kW;
- Titulares de UPAC que pretendam fornecer à RESP energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização e cuja potência instalada seja inferior ou igual a 1,5 kW;

- Instalação elétrica de utilização sem ligação à RESP associada a uma UP que, independentemente da potência instalada, utiliza fontes de energia renováveis e pretenda transacionar garantias de origem.

No entanto, existem ainda algumas exceções para as UPAC, as quais estão especificadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Requisitos obrigatórios nas UPAC (DL153, 2014).

Dimensão das UPAC ligadas à RESP					Sem ligação à RESP
Potência	≤ 200 W	> 200 W a $\leq 1,5$ kW	$1,5$ kW a 1 MW	>1 MW	“em ilha”
Registo	Isento	Mera Comunicação Prévia de Exploração	Controlo Prévio/ Certificado de Exploração	Licença de Produção e de Exploração	Mera Comunicação Prévia de Exploração

Quando se trata de uma UPAC cuja potência instalada seja superior a 1 MW, a sua instalação necessita de licença de produção e a entrada em exploração, de licença de exploração.

As UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W, são isentas de controlo prévio, desde que a energia produzida e não consumida na instalação de utilização que lhe esteja associada, não se destine a ser fornecida à RESP, e o respetivo titular não pretenda transacionar garantias de origem. No entanto, os titulares das UPAC em que a potência instalada seja superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW, ou cuja instalação elétrica de utilização não esteja ligada à RESP (“em ilha”), encontram-se sujeitos a Mera Comunicação Prévia (MCP) de exploração. Isto acontece também desde que a energia produzida seja proveniente de fonte renovável, não sendo também transacionadas garantias de origem.

A infração destes registos (com a exceção da UPAC com potência inferior ou igual a 200 W) constituem uma contraordenação punível com coima de 100 € a 3740 €, caso se trate de uma pessoa singular, ou de 250 € a 44 800 € em caso de uma pessoa coletiva.

Também a negligência em qualquer caso é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade (DL153, 2014).

4.2.2 Controlo prévio das Unidades de Produção

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento das UP de eletricidade, decidindo, em caso de aceitação do mesmo, a emissão do respetivo certificado de exploração diretamente ou através de entidades habilitadas para o efeito. É ainda a responsável por analisar os relatórios de inspeção periódica ou reinspeção disponibilizados no Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção (SERUP) assim que a UP se encontre concluída e segundo os termos previstos no Decreto-Lei n.º 153/2014.

Deste modo, todas as notificações e comunicações para o requerente ao longo do procedimento serão efetuadas através do SERUP.

Além disso, compete também à DGEG controlar a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras, inspetoras certificadas nos termos da legislação em vigor e, criar e manter uma base de dados de elementos-tipo que integrem os equipamentos para as diversas soluções de UP. Compete ainda à DGEG, aprovar o regulamento de inspeção e certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade (RTQ).

Também instruídos pela DGEG, são todos os processos de contraordenação referidos no Decreto-Lei n.º 153/2014, sendo que as coimas e sanções acessórias são decididas pelo diretor-geral da DGEG.

4.2.3 Entidades Instaladoras das Unidades de Produção

Uma entidade instaladora é a titular de alvará emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção (IMPIC) para a execução de instalações de produção de eletricidade ou o técnico responsável pela execução, a título individual, de instalações elétricas quando estas tenham uma potência instalada até 50 kVA. Estes são assim os que ficam responsáveis, obrigatoriamente, pela instalação das UP.

Além disso, a entidade instaladora deverá estar inscrita no SERUP para conhecimento e divulgação públicos, assegurar que a UP se encontra corretamente registada nos termos legais e assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados segundo o controlo de certificação de equipamentos, em que os fabricantes, importadores e fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras, devem comprovar junto do SERUP, que os equipamentos da UP transacionados estão certificados, indicando também a natureza da certificação (DL153, 2014).

4.2.4 Requisitos para acesso ao Registo de uma Unidade de Produção

O registo de uma UP pode ser executado por uma pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, que preencha, cumulativamente, os seguintes requisitos (DL153, 2014):

- Disponha, na data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e no caso de esta se encontrar ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade;
- No caso do registo de uma UPP, pode ainda aceder ao registo da UPP uma terceira entidade que esteja autorizada pelo titular da instalação de utilização. Neste caso, a autorização é expressa em contrato escrito celebrado entre as duas entidades, o qual deve ainda regular as relações entre ambas.

Desta forma, todas as entidades enunciadas podem proceder ao seu registo, desde que sejam observadas as condições apresentadas na Figura 4.4.



Figura 4.4 – Condições para se aceder ao registo das unidades de produção.

Relativamente às UPP, no caso de instalações a funcionar há mais de um ano, toma-se por referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior. No entanto, para as instalações que tenham entrado em funcionamento há menos de um ano, tem de se considerar a relação entre a previsão anual de produção e de consumo de energia.

Caso não se consiga satisfazer os consumos necessários ao seu dimensionamento, para injeção total da energia na rede, a UP terá de ser enquadrada no regime jurídico da produção em regime especial que se rege pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro de 2012 e pelas Portarias n.º 237/2013, de 24 de julho de 2013 e n.º 133/2015, de 15 de maio de 2015.

É importante referir que o titular de uma mesma instalação de utilização, identificada pelo respetivo Código do Ponto de Entrega (CPE), quando exista contrato para o fornecimento de eletricidade, apenas pode ter associada uma UP, seja ela uma UPP ou uma UPAC, não podendo a instalação das mesmas ser cumulativa. No entanto, é permitida a pluralidade de registos de uma UP em nome do mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP, seja ela uma UPP ou uma UPAC, em nome do mesmo produtor e com CPE diferente. Cada CPE é único para cada cliente e para cada contador ou instalação, estando este identificado na fatura de eletricidade. Deste modo, como já foi referido, é impossível, por exemplo, registar uma UPAC sem venda de excedente à rede com base na instalação de utilização que já tenha associada uma UPP (DL153, 2014).

4.2.5 Procedimentos para Registrar uma Unidade de Produção

O SERUP encontra-se dividido em três categorias para possível registo das UP, nomeadamente as MCP, UPAC e UPP, com possibilidade de todas estarem ligadas à RESP. Qualquer instalação inicia assim o registo com o pedido no SERUP, ficando concluído com a sua aceitação.

Após o pagamento da taxa de registo, o SERUP disponibiliza ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) e ao comercializador indicado na inscrição, os elementos da inscrição que carecem da sua apreciação, sendo que logo que seja pronunciada a apreciação por parte do comercializador e do ORD, o SERUP procede à sua validação. O mesmo acontece quando a instalação de utilização associada estiver ligada à RESP e pretenda a injeção na rede.

No caso de aceitação sob reserva, o promotor deve corrigir todas as lacunas identificadas no prazo máximo de 30 dias úteis, pois em caso de estas não serem corrigidas, pode ocorrer o cancelamento do registo da UP, tal como se não for efetuado o correspondente registo de reinspeção no prazo de 30 dias. Este cancelamento pode ainda ocorrer se, por responsabilidade do produtor, a UP não for objeto de inspeção periódica segundo os prazos estabelecidos anualmente pela DGEG.

Por outro lado, caso estejam concluídas todas as formalidades, o SERUP envia um aviso final no prazo de 10 dias úteis. Após este aviso, o registo é considerado aceite, sendo-lhe atribuído o correspondente número de cadastro (Port14, 2015).

4.2.6 Requisitos para obtenção do Certificado de Exploração

O registo de uma UP só se torna definitivo após a emissão do certificado de exploração. Para tal, assim que a UP esteja instalada em conformidade com o registo, tem de existir um procedimento de inspeção, de modo a verificar o cumprimento e conformidade das obrigações dispostas no Decreto-Lei n.º 153/2014 e no Regulamento Técnico e de Qualidade. Desta forma, o titular do registo que terá sido anteriormente aceite, solicita sob pena de caducidade do mesmo, a realização da inspeção da UP.


A inspeção realiza-se no prazo máximo de 10 dias após a apresentação do respetivo pedido, devendo o dia e a hora da sua realização ser comunicados ao produtor e ao técnico responsável através do SERUP.

Após o pedido de inspeção, a DGEG solicitará o preenchimento de uma ficha onde serão inseridos os elementos principais que constituem a instalação elétrica e indicadas algumas das suas características, sendo que estes ficam sujeitos ao processo de inspeção, tal como pode ser observado na Figura 4.5.

É ainda solicitado um termo de responsabilidade pela empresa instaladora em como a UP se encontra instalada e em condições de entrar em exploração, observando os termos do respetivo registo, a legislação e a regulamentação em vigor.

No decorrer da inspeção, o produtor deve permitir e facilitar o acesso às instalações da respetiva UP, à DGEG ou a técnicos especializados que são solicitados pela DGEG, sendo que o técnico responsável por instalações elétricas de serviço particular ao serviço da entidade instaladora deve estar presente, competindo-lhe esclarecer todas as dúvidas que possam surgir. Por sua vez, esta dá-se como concluída com a emissão do relatório de inspeção, em que se este concluir pela inexistência de defeitos ou não conformidades, é emitido o certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da UP à instalação elétrica de utilização. Caso não se verificarem as conformidades e enquanto estas se mantiverem e, essencialmente, se causarem risco para a segurança de pessoas ou bens, a ligação da UP à instalação de utilização não é autorizada, pois estas são incompatíveis com a emissão de certificado de exploração definitivo. Por este motivo, existe também um procedimento de reinspeção sempre que na inspeção sejam detetadas anomalias. Nesta situação, tal como na inspeção, a ligação da UP à instalação de utilização não é autorizada enquanto se mantiverem as imperfeições ou desconformidades assinaladas no ato de reinspeção, sendo que conseqüentemente também não ocorrerá a emissão de certificado de exploração definitivo. Caso também, da terceira reinspeção não resulte um parecer favorável para início da exploração, suceder-se-á o cancelamento do registo da UP. Neste seguimento, se não se realizar a reinspeção por motivos associados ao produtor, ocorre o cancelamento do registo e, se a inspeção ou a reinspeção previstas não ocorrerem nos prazos indicados por motivos ligados ao SERUP, este emitirá de forma automática, o certificado de exploração provisório nos 5 dias subsequentes ao termo do referido prazo. Por sua vez, se a

inspeção não ocorrer nos 10 dias seguintes ao termo do prazo de 5 dias previstos por motivos do SERUP, este certificado passará a ser definitivo.



Direção Geral de Energia e Geologia

A preencher pelos Serviços
DIVISÃO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS PROCESSO

FICHA DE IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO ELÉTRICA
(DECRETO-LEI N.º 153/2014, DE 20 DE OUTUBRO)

A preencher pelos Promotores

1. TIPO DE INSTALAÇÃO (*)

UPP UPAC UPAC C/INJEÇÃO N.º de cadastro

2. IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO (*)

NOME DO PRODUTOR:
 NIF/NIPC:
 MORADA:
 CÓDIGO POSTAL: LOCALIDADE:
 DISTRITO: CONCELHO:
 DESCRIÇÃO SUMÁRIA:
 TELEFONE: EMAIL:

3. AS COORDENADAS (PT-TM06ETRS89) :

X (m):
 Y (m):
 Z (m):

4. ENTIDADE INSTALADORA (*)

NOME:
 ALVARÁ: NIPC:
 MORADA:
 CÓDIGO POSTAL: LOCALIDADE:
 TELEFONE: EMAIL:

5. TÉCNICO RESPONSÁVEL EXECUÇÃO (*)

NOME:
 NIF: CC:
 TR N.º: DGE/DRE/OE/OET:
 MORADA:
 CÓDIGO POSTAL: LOCALIDADE:
 TELEFONE: EMAIL:

CARATERÍSTICAS DA UNIDADE DE PRODUÇÃO
UPP/UPAC

6. POTÊNCIA (*)

FONTE 1	Solar	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)
		<input type="text"/>	<input type="text"/>
FONTE 2		POTÊNCIA INSTALADA (kW)	POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)
		<input type="text"/>	<input type="text"/>

7. EQUIPAMENTOS INSTALADOS (*)

EQUIPAMENTOS	MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	POT. NOMINAL (kW)
INVERSOR				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				

8. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (Caso aplicável)

MARCA	MODELO	POTÊNCIA (kWp)	N.º de painéis	TIPO DE CÉLULA

9. CONTADOR DE PRODUÇÃO TOTAL (*)

MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	OBS

10. CONTADOR DE ENERGIA EXCEDENTE VENDIDA À RESP (Caso instalado)

MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	OBS

OBS:

NOTA: * PREENCHIMENTO OBRIGATÓRIO
UPP - Unidade Pequena Produção, tabela 9

Figura 4.5 - Representação da ficha de inspeção da UP (SERUP, 2018).

Deste modo, o certificado de exploração definitivo será apenas emitido pela DGEG à pessoa titular do registo, após a instalação da UP e após a conclusão da inspeção ou reinspeção, isto é, após verificação de todas as conformidades previstas que a DGEG considerar necessárias. Somente após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo é que se deve ligar a UP à instalação elétrica de utilização.

No entanto, as UP com potência instalada superior a 1,5 kW ficam sujeitas a inspeções periódicas que têm de ser efetuadas com alguma frequência, tal como indicado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Periodicidade das inspeções a realizar nas UP com potência instalada superior a 1,5 kW.

Potência instalada das UP	Tempo
1,5 kW - 1 MW	10 anos
Restantes casos	6 anos

A DGEG é a responsável por estes prazos, divulgando-os anualmente e até 31 de dezembro de cada ano, indicando também a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte. Divulga igualmente, até 31 de março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

O tempo de duração do contrato de venda vigora durante 15 anos, a remuneração constante, desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP, sendo que os produtores não podem optar por aderir a outro regime remuneratório durante o prazo de vigência da respetiva tarifa. No final deste período, a aplicação do regime remuneratório bonificado caduca, ingressando o produtor no regime remuneratório geral da produção em regime especial. Esta tarifa de remuneração não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial durante o prazo de vigência da respetiva tarifa (como por exemplo, as garantias de origem) (DL153, 2014). A aplicação do presente regime remuneratório extingue-se quando o produtor comunicar ao SERUP a renúncia à sua aplicação. É também importante salientar que a energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é remunerada (MAOTE, 2014).

4.2.7 Contrato de Venda da Eletricidade ao Comercializador de Último Recurso

Sempre que a energia que seja proveniente de uma UPAC tenha origem numa fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta não seja superior a 1 MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode realizar contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida com o CUR. Este contrato tem de ser de carácter definitivo, excluindo-se a possibilidade de registar uma UP quando esta tenha uma instalação com contrato de fornecimento de energia provisório (DL153, 2014).

4.2.8 Contagem nas Unidades de Pequena Produção (UPP) e nas Unidades para Autoconsumo (UPAC)

A contagem permite a medição de energia elétrica num período de tempo determinado. Relativamente às UPP, uma vez que toda a energia é obrigatoriamente injetada na RESP, como forma de se contabilizar essa energia injetada, tem de se instalar obrigatoriamente para todas as potências, um contador, existindo alguns parâmetros que têm de ser seguidos (MAOTE, 2014):

- A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem, através de um contador bidirecional ou por contador que garanta a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo;
- Para os consumidores de energia elétrica alimentados em Média Tensão (MT), com contagem de energia em Baixa Tensão (BT), a ligação da UPP pode ser feita em BT, a montante do contador de consumo. Nestas condições deve ser construído um quadro de BT para a ligação da UPP, que permita separar a instalação de produção da instalação de consumo;
- O contador de produção deve ser colocado junto do contador de consumo, ligado na baixada num ponto que fique a montante do contador de consumo (kinetics, 2018);
- O fornecimento de energia reativa pelo produtor de eletricidade a partir de uma UPP obedece às regras previstas no Regulamento da Rede de Distribuição.

Desta forma, o sistema de contagem de eletricidade e os equipamentos que asseguram a proteção da interligação devem ser colocados em locais de acesso livre ao comercializador e ao ORD em caso das UPP e apenas ao ORD em caso de UPAC, bem

como às entidades competentes, exceto para situações especiais autorizadas pela DGEG.

Para as UPAC, a obrigatoriedade ou não da instalação de contador de produção total de energia difere das características de cada sistema instalado. Para as UPAC que não se encontrem ligadas à RESP (“em regime de ilha”), independentemente da potência instalada e que não pretenda transacionar garantias de origem, não necessitam de equipamento de contagem de eletricidade. Também qualquer UPAC não sujeita a registo e certificado de exploração, ou seja, com potência instalada igual ou inferior a 1,5 kW, cuja instalação de utilização se encontre ligada à RESP, mas não injetem energia na rede, nem pretendam transacionar garantias de origem, não se encontram obrigadas a instalar o contador de eletricidade.

No caso das UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo se encontre ligada à RESP, é obrigatória a instalação de contador de eletricidade. Neste caso, a contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC à RESP é feita por contadores bidirecionais com telecontagem, isto é, por um sistema de contagem da leitura do consumo de eletricidade controlável através do telemóvel, sendo necessário um modem GSM nos respetivos contadores de energia para emitir as leituras remotamente. Estes contadores podem registar os fluxos de energia de forma individual, mostrando o total de energia consumida e o total de energia injetada para a rede, conseguindo assim registar a energia que circula nos dois sentidos.

A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada pelo mesmo equipamento desde que adequado para medir a contagem nos dois sentidos.

É também obrigatória a instalação de contador de eletricidade para as UPAC sujeitas a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às várias normas do Decreto-Lei n.º 153/2014 aplicáveis ao produtor, que pretenda fornecer energia à RESP não consumida na instalação elétrica de utilização e cuja potência instalada seja menor ou igual a 1,5 kW. Igualmente se aplica a uma instalação elétrica de utilização sem ligação à RESP associada a uma UP que, independentemente da potência instalada, utilize fontes de energia renovável e pretenda transacionar garantias de origem e que é sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às

demais normas do presente Decreto-Lei aplicáveis aos produtores, com as devidas adaptações (DL153, 2014), (RPF, 2015), (DL153, 2014).

Além do contador da instalação de utilização (contador de consumo), são necessários outros contadores para a unidade de produção, a saber:

- Todas as UP necessitam de instalar contador de produção total de energia, exceto as UPAC acabadas de referir;
- No caso das UPAC com potência instalada superior ou inferior a 1,5 kW e que pretenda vender excedente de energia produzida e não consumida ou quando pretenda transacionar garantias de origem, carece de instalar adicionalmente, o contador destinado a contabilizar a energia produzida e injetada na rede. O equipamento de contagem de energia injetada na rede e da energia consumida na instalação de utilização pode ser único, desde que assegure a contagem nos dois sentidos (contador bidirecional).

O responsável pelo custo, instalação e propriedade do contador de produção total de energia e do contador de venda de energia à rede é o produtor, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontre associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW ou em caso de a potência instalada ser igual ou inferior a 1,5 kW e a instalação esteja sujeita a registo prévio e à obtenção do certificado de exploração, bem como às demais normas do Decreto-Lei n.º 153/2014 aplicáveis aos produtores. No entanto, a sua selagem é da responsabilidade do operador de rede (EDP distribuição). Devido ao custo elevado a pagar na substituição do contador da habitação e devido às taxas que estão associadas a este sistema, não compensa vender o excedente à rede em caso de sistemas com potência inferior a 1,5 kW, pois teria de ser vendida muita quantidade de energia para compensar esse investimento, o que na realidade não acontece, apresentando apenas um retorno a muito longo prazo.

Tudo o que for relacionado com a medição, leitura e disponibilização de dados de uma UPAC com venda do excedente à rede e caso se opte por um contador bidirecional para a contagem da energia consumida e da energia injetada na rede, está regulado no guia de medição. No entanto, a leitura e disponibilização de dados fica à responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (RPF, 2015).

4.2.9 Acesso ao Regime Remuneratório

Após a emissão do certificado de exploração (mesmo que provisório) o produtor e o CUR, identificados no registo da UPP são logo notificados através do SERUP, de modo a ser concluído o contrato de compra e venda da energia elétrica proveniente dessa UPP e a assegurar o seu pagamento, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014 (venda da totalidade de energia ao CUR). Este é feito diretamente ao produtor, mediante transferência bancária, com periodicidade mensal ou outra superior, desde que estipulada no contrato de compra e venda de eletricidade. Neste seguimento, os restantes procedimentos estão descritos na Figura 4.6.

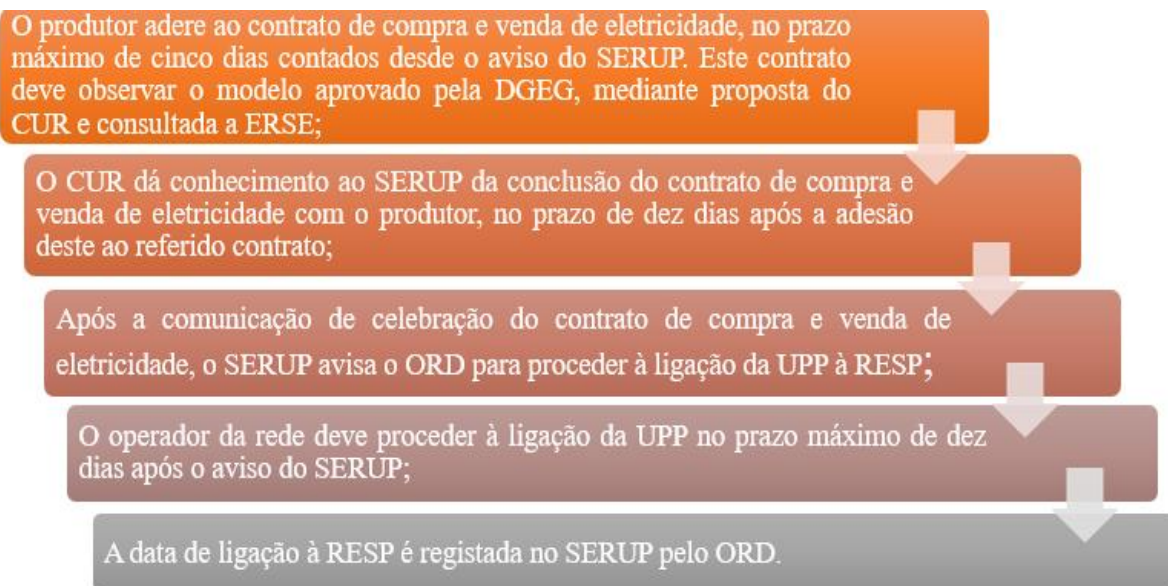


Figura 4.6 - Etapas do contrato de compra e venda de eletricidade e ligação à RESP (DL153, 2014).

Assim, apenas é remunerada a energia ativa entregue à RESP e quando existir um contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade.

O acesso ao regime remuneratório depende também do registo efetuado consoante a categoria escolhida, bem como da prévia comprovação, à data do pedido de inspeção, da instalação dos equipamentos referidos na respetiva categoria, iniciando-se com a formulação do pedido no SERUP e concluindo-se com a sua aceitação (DL153, 2014).

Nas UPP existem três categorias que podem ser escolhidas (I, II e III), cada uma envolvendo sistemas diferentes e tarifas de referência associadas diferentes, consoante a categoria, tal como se pode observar na Figura 4.7.

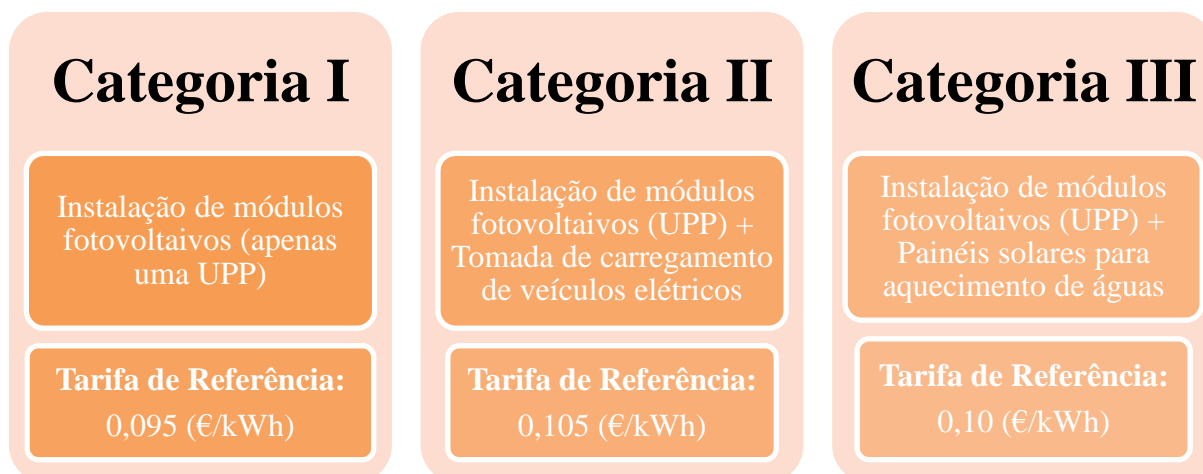


Figura 4.7 - Categorias das UPP, com as referidas características e tarifas (SunEnergy, 2017 b).

Na categoria II, além da instalação de uma UPP, de acordo com os termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, tem de se instalar no local de consumo associado, uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos. Nesta categoria, se posteriormente a inspeção ou reinspeção não comprovarem os equipamentos que permitam o acesso ao regime remuneratório (presença de carregador de veículos elétricos), o certificado de exploração é emitido para a remuneração da categoria I, sendo que, a tarifa apurada na última sessão de atribuição de potência aquando da última inspeção ou reinspeção, é a que vai ser aplicável.

Na categoria III é assim obrigatório, além da instalação da UPP, instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil, ou uma caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

É importante salientar que nesta remuneração, não é admitido cumular mais do que uma categoria, ou seja, não é possível juntar as categorias II e III (SunEnergy, 2017 b), (Port15, 2015).

Desta forma, nas UPP, a tarifa de referência para cada categoria é estabelecida anualmente, sendo o regime remuneratório atribuído consoante a tarifa concedida com base num modelo de licitação (leilão), no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência/base. Assim, a licença é atribuída aos registos que oferecem o desconto mais elevado à tarifa de referência da respetiva categoria, nos termos do limite da quota de potência estabelecida, em que a potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição à UPP, não pode ser superior à quota anual de

20 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida pelo despacho a publicar no SERUP até 31 de dezembro de cada ano. Estabelece ainda eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores (MAOTE, 2014).

Esta tarifa de referência é estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, até 15 de dezembro de cada ano, sendo que o SERUP encerra automaticamente o procedimento de registo, logo que a soma das potências resultantes das inscrições realizadas num dado ano para as UPP atinja o valor correspondente ao somatório da quota anual que estiver estabelecida para esse ano, acrescida de metade da quota anual prevista para o ano seguinte. O diretor-geral da DGEG estabelece assim a quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte ao registo da UPP. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação de percentagens à tarifa de referência. No caso da energia solar, esse valor percentual da tarifa a aplicar é de 100% (DL153, 2014).

4.2.10 Taxas associadas às instalações fotovoltaicas

As taxas que estão associadas ao registo das UPP e das UPAC são apresentadas na Tabela 4.4, sendo que a taxa de registo inclui a 1ª inspeção (ou vistoria).

Tabela 4.4 – Representação das taxas associadas ao registo das UP (RPF, 2015).

Potência instalada	Com injeção de potência na rede	Sem injeção de potência na rede
< 1,5 kW	30 €	-
1,5 kW – 5 kW	100 €	70 €
5 kW – 100 kW	250 €	175 €
100 kW – 250 MW	500 €	300 €
250 kW – 1 MW	750 €	500 €

Pela Tabela 4.4 verifica-se que apenas as UPAC com potências inferiores a 1,5 kW sem ligação à RESP ou que não pretendam transacionar garantias de origem, ficam isentas de pagamento de taxas de registo, uma vez que se encontram isentas de efetuar registo.

Existem ainda outros valores de taxas a ter em conta, nomeadamente:

- Taxa de reinspeção: é 30% do valor da taxa aplicável ao registo;
- Taxa de inspeção periódica: é 20% do valor da taxa aplicável ao registo, sendo que, ao contrário das outras taxas, é liquidada logo após a realização da inspeção;
- Taxa para averbamento de alteração ao registo que não careça de certificado de exploração de UP sem injeção de potência na rede: é 20% do valor da taxa aplicável ao registo;
- Taxa para averbamento de alteração ao registo que não careça de certificado de exploração de UP com injeção de potência na rede: é 40% do valor da taxa aplicável ao registo.

Podemos assim verificar que também as inspeções e reinspeções periódicas se encontram submetidas ao pagamento de taxas (Port14, 2015).

4.2.11 Compensação paga ao sistema

Para as UPAC com potência superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estas ficam sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração, que permita recuperar uma parcela dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. Contudo, a compensação só passa a ser adequada quando a potência total acumulada da UPAC representar mais que 1% do total da potência instalada do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e apenas as UPAC que obtiverem registo a partir desse momento. Assim sendo, ao atingir os 1% de representatividade, as novas instalações pagam:

- 30% dos CIEG enquanto a potência acumulada da UPAC instalada não exceder 3% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG quando se excede os 3% do total da potência instalada no SEN.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos, incidindo sobre a potência instalada da UPAC.

Essa compensação é apurada pelo ORD e faturada pelo CUR, podendo ser emitida com uma periodicidade anual, não se prevendo para já, qualquer quota anual para este tipo de produção imposto pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, caso esses montantes sejam de pequena dimensão (por exemplo 20 €) (MAOTE, 2014). No entanto, as UPAC que obtiveram registo anteriormente, ou seja, antes de ser atingido o referido patamar de 1 % do total da potência instalada do SEN, não estão sujeitas ao pagamento da referida compensação.

Ao contrário das UPP, para as UPAC não existe quota de distribuição, sendo que o mercado pode crescer de forma livre (DL153, 2014).

4.2.12 Alteração do Registo da Unidade de Produção

Quando se pretender alterar o local de uma UP, tem de se manter o mesmo produtor e os demais elementos caracterizadores da mesma e aquele que seja titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização do novo local. Este tipo de alteração depende de nova inspeção da UP e, conseqüentemente, emissão de novo certificado de exploração. Como tal, terá de efetuar o pagamento de uma taxa de averbamento de alteração de registo que necessite de certificado de exploração de UP com injeção de potência na rede (40% do valor da taxa aplicável ao registo, como referido anteriormente). A tarifa de contrato com o CUR mantém-se, sem prejuízo de alteração relativa à nova localização.

A alteração das características da UP e do respetivo registo, quando substancial (alteração das características da UP que não se enquadrem no procedimento de averbamento de alterações no registo) carecem de novo registo, aplicável à totalidade da instalação, sendo que o registo anterior caduca com a aprovação do novo registo.

Apenas é possível proceder à alteração de categoria da UPP, quando a mesma for solicitada pelo promotor antes do pagamento da respetiva taxa de registo.

Se tiver realizado uma mera comunicação prévia de uma UPAC com potência instalada (potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade) inferior a 1,5 kW mas pretenda proceder a um aumento de potência deve-se (RPF, 2015):

- Se pretender ultrapassar os 1,5 kW deve comunicar à DGEG que pretende anular a MCP para poder fazer registo de UPAC;

- Se não pretender ultrapassar os 1,5 kW deve apenas atualizar a MCP anteriormente feita à DGEG.

No caso de uma UPAC com potência instalada inferior a 1,5 kW, mas com contador de consumo de eletricidade que contabiliza a energia injetada na rede como consumo, deve-se entrar em contato com o ORD para explicar a situação antes do registo e instalação da UPAC, a fim de o mesmo adequar o contador à nova realidade.

5 Implementação de um Sistema Fotovoltaico

5.1 Enquadramento

Neste capítulo são apresentados os procedimentos efetuados num projeto prático de um sistema de autoconsumo, implementado na Plural - Cooperativa Farmacêutica, CRL. Este projeto foi desenvolvido durante o estágio, desde o contacto com o cliente até à execução e conclusão do mesmo.

No auxílio da elaboração e concretização deste projeto foram utilizados alguns *softwares*, nomeadamente o *SketchUp*[®], o *AutoCAD*[®], o *PV*SOL premium*[®] e o *Microsoft Project*[®].

A Plural – Cooperativa Farmacêutica, CRL, é uma das maiores armazenistas e distribuidoras de produtos farmacêuticos nacionais, interagindo a montante com a Indústria Farmacêutica e a jusante com as Farmácias Comunitárias, na qualidade de fornecedores e clientes, respetivamente. Esta encontra-se presente em cerca de 75% do território nacional, apoiada em Plataformas Logísticas de proximidade que se encontram localizadas na Maia, Faro, Montijo, Covilhã e Caldas da Rainha (MultiPharma, 2008).

A Plural decidiu construir uma nova sede em Coimbra e escolheu a *SunEnergy*[®], marca especializada em energias renováveis, para realizar o projeto de uma instalação fotovoltaica de Autoconsumo (UPAC) de energia elétrica ligado à rede, instalando 849 módulos, sem a injeção de energia na RESP. Este projeto foi dos maiores projetos fotovoltaicos de autoconsumo executados até ao momento a nível nacional, integralmente consumida pela Plural, nomeadamente na conservação dos medicamentos nas condições mais rigorosas, pretendendo também diminuir a fatura de energia elétrica da Plural. Esta aposta em módulos fotovoltaicos é considerada uma medida de eficiência energética, reduzindo significativamente as emissões de CO₂ (aproximadamente 167 toneladas por ano), contribuindo conseqüentemente para a sustentabilidade do nosso planeta e para a promoção e divulgação de uma boa prática ambiental e de eficiência energética (gofranchising, 2017).

Todo o sistema fotovoltaico implementado na Plural foi executado de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro, sendo que todos os esquemas elétricos desta UP são baseados na Norma Internacional EN 60364-7-712 desenvolvidos no âmbito da CTE 64 – Instalações elétricas e proteção contra choques elétricos. Além disto, esta instalação de autoconsumo teve obrigatoriamente de prever requisitos mínimos de segurança e de ser

integrada e enquadrada devidamente com a instalação elétrica existente, sendo que a sua instalação não podia representar qualquer tipo de risco adicional a todos os que frequentarem o edifício onde o sistema foi instalado (SunEnergy, 2017 a).

Deste modo, foi necessário realizar uma análise e estudos prévios do local onde se pretendia instalar o sistema fotovoltaico, bem como dos vários componentes com a máxima precisão, de forma a garantir a viabilidade do sistema, quer a nível técnico, quer a nível económico, uma vez que, por exemplo, ao se sobre-dimensionar a potência ou o número de módulos a serem utilizados, isso irá ter grande impacto no custo final do projeto e no preço da energia produzida. Por outro lado, no caso de um sistema fotovoltaico sub-dimensionado, podem ocorrer problemas na satisfação da procura da energia a qualquer momento.

De forma a tornar os dados mais precisos, a visita ao local torna-se a melhor opção, uma vez que permite ter uma noção mais real do espaço em questão, espaço total, das áreas livres, bem como a presença de quaisquer objetos e até mesmo obstáculos que provoquem sombreamento e prejudiquem de alguma forma o funcionamento do sistema no seu ponto de máximo rendimento.

5.2 Análise de Consumos e escolha de Inversores e de Módulos Fotovoltaicos

Normalmente, numa primeira etapa recorre-se a faturas ou a dados de consumos existentes para efetuar um estudo da faturação da eletricidade das correspondentes instalações, de forma a escolher e dimensionar da melhor forma os vários equipamentos a usar e assim, poder obter uma boa otimização.

No caso concreto da Plural, as faturas existentes correspondiam à instalação anterior da Plural, pelo que com novas instalações, esse valor seria alterado. Assim sendo, por parte da Plural foi informado que o consumo base da Plural seria cerca de 200 kW, aproximadamente o dobro da potência da antiga instalação da Plural, pelo que se procedeu aos cálculos para o melhor dimensionamento do sistema a partir deste valor.

Para perfazer a potência nominal (ou de ligação) de 200 kW, optou-se por escolher inversores de 27 kW da marca *Fronius Eco 27.0-3-S*, com uma entrada MPPT em cada um, o que pelas equações (5.1) e (5.2) implica ter oito inversores para atingir esse valor. No entanto, o valor obtido ultrapassa o valor nominal de 200 kW, isto é, obtém-se uma potência nominal de 216 kW, um pouco superior ao pretendido. Ainda assim, escolheram-se oito inversores trifásicos de

27 kW, sendo deste modo espectável que a produção seja praticamente toda absorvida e se consiga rentabilizar ao máximo o investimento feito.

$$N_i = 27 \times 7 = 189 \text{ kW} \quad (5.1)$$

$$N_i = 27 \times 8 = 216 \text{ kW} \quad (5.2)$$

Após a escolha dos inversores, procedeu-se à seleção dos módulos fotovoltaicos, tendo-se optado por escolher módulos policristalinos *JinkoSolar* com uma potência de 265 W cada um (modelo *JKM265P-60*), constituídos por 60 células (6×10) com uma garantia de 10 anos. Estes inversores apresentam ao fim dos 25 anos 80,7% do desempenho de potência garantido e ainda uma eficiência de 16,19%, sendo este o módulo que apresentou a melhor relação qualidade-preço (Anexo E.1).

Tanto os inversores como os módulos foram escolhidos por terem as características desejadas e necessárias a este sistema e, uma vez que já tinha sido utilizado pela empresa em outros sistemas, já se conhecia o seu modo de atuação e seria uma aposta mais fidedigna. Também como apresentavam um preço bastante competitivo e nunca tinha dado quaisquer tipo de problemas, seria uma aposta mais confiável.

Outra característica a favor destes módulos foi o facto de o seu fornecedor ter disponibilizado os valores dos testes de incidência, sendo que estes testes apresentavam valores para as variáveis (V_{OC} , I_{SC} , I_{pm} , V_{pm} , P_{max}) praticamente constantes entre os vários módulos, o que é uma mais-valia para a produção de energia elétrica, tornando-a mais constante (Anexo D).

5.2.1 Áreas disponíveis

As áreas que foram disponibilizadas para a execução do sistema fotovoltaico, encontram-se delimitadas a amarelo na Figura 5.1, onde a região 1 tinha uma área disponível de 1170,6 m², a área 2 de 1852, 89 m² e a área 3 de 1938, 67 m².

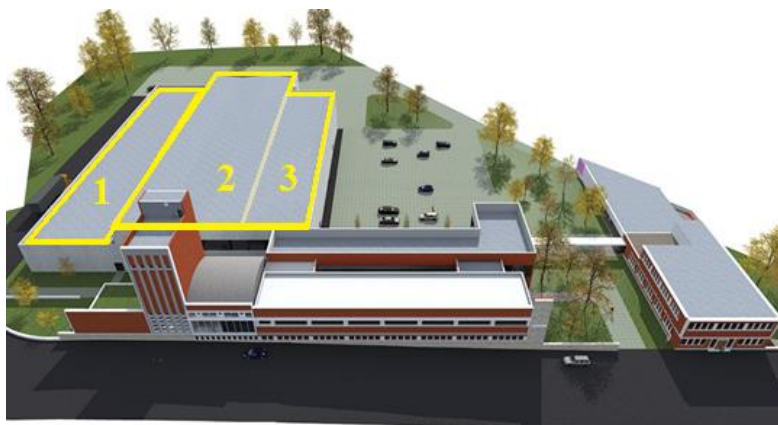


Figura 5.1 - Obra final da Plural com as respetivas áreas disponíveis para implementação do sistema fotovoltaico, rodeadas com cor amarela (áreas 1, 2 e 3) (Scoprolumba, 2018).

Dados os valores de área disponíveis e tendo em conta o número de módulos necessários, bem como as suas dimensões ($1650 \times 992 \times 40 \text{ mm}$), verificou-se que não havia qualquer problema em termos de falta de espaço para instalação dos módulos, pois multiplicando o comprimento e a largura ($1650 \times 992 \text{ mm}$), daria uma área de $1389,6 \text{ m}^2$. O valor da área disponível é importante porque permite saber se a área é suficiente para a colocação dos módulos. Este valor pode ser também determinado com a utilização do *software PV*Sol premium*[®] (2017), que é uma das ferramentas informáticas que existem no mercado e permite analisar e simular projetos para sistemas fotovoltaicos, tanto para as UPAC como para as UPP, ajudando na parte técnica e operacional da resolução do sistema. Este *software* foi também utilizado no estágio e explorado desde o início, uma vez que nunca tinha existido qualquer contacto prévio, quer a nível académico ou profissional.

Ao serem introduzidos no *software* vários dados pertencentes ao sistema fotovoltaico, tal como se podem verificar na Figura 5.2 é apresentado um exemplo do relatório gerado por este. Informações mais detalhadas acerca deste *software* podem ser encontradas no Anexo C.

Gerador fotovoltaico 1. Área do módulo	
Nome	Área do módulo 1
Módulos fotovoltaicos*	345 x JKM265P-60
Fabricante	Jinko Solar
Inclinação	12 °
Orientação	Oeste 270 °
Situação de montagem	Integrado no telhado - sem ventilação traseira
Area do gerador fotovoltaico	564,7 m ²
Sombreamento	0 %
Gerador fotovoltaico 2. Área do módulo	
Nome	Área do módulo 2
Módulos fotovoltaicos*	504 x JKM265P-60
Fabricante	Jinko Solar
Inclinação	12 °
Orientação	Leste 90 °
Situação de montagem	Integrado no telhado - sem ventilação traseira
Area do gerador fotovoltaico	824,9 m ²
Sombreamento	0 %

Figura 5.2 – Parte do relatório relativa à configuração da área ocupada pelos módulos.

Por outro lado, após visita às instalações da Plural por parte da NRG, verificou-se apenas que era necessário ter em consideração as alturas das platibandas (1,20 m) e a existência de condutas de ar nos telhados 2 e 3 por questões de sombreamento. Relativamente ao telhado 1, por este ser mais baixo do que os outros dois, teria de se ter em consideração o sombreamento provocado pela altura da platibanda do telhado 2. Estas questões de sombreamento podem também ser verificadas na Figura 5.2.

Através desta visita técnica foi também decidido que o local da instalação da zona técnica seria acima da zona do quadro de AVAC por ser o local de injeção e ser também o local mais próximo do sistema fotovoltaico.

5.3 Configurações

Para realizar uma configuração de forma a respeitar as limitações físicas dos equipamentos utilizados, é necessário recorrer-se aos *datasheet* dos módulos (Anexo E.1) e dos inversores (Anexo E.2) de modo a se obterem alguns parâmetros.

Um módulo fotovoltaico geralmente é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), embora exista um conjunto de características nos *datasheet* dos módulos disponibilizados pelos seus produtores que os caracterizam em termos elétricos, mecânicos e térmicos e que são essenciais para efeitos de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Relativamente aos parâmetros elétricos, tipicamente fornecidos nos *datasheet*, destacam-se a tensão de máxima

potência (V_{mp}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente em máxima potência (I_{mp}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a potência máxima (P_{max}) e a eficiência (η), tal como já foi descrito no capítulo 3.

Estas características, bem como a definição de potência de pico, são resultantes das medições realizadas pelos fabricantes em condições de referência STC, chamadas de condições padrão de teste (do inglês, *Standard Teste Conditions*). Estas condições STC permitem a comparação de diferentes módulos, uma vez que os resultados são obtidos em laboratório através da utilização de um simulador solar, tendo por base as mesmas condições. As condições consideradas para os testes são a radiação de 1000 W/m^2 , temperatura de 25°C e a massa de ar (AM) de 1,5. Uma vez que a temperatura e a radiação sofrem variações ao longo do tempo, é necessário compreender o comportamento das células e dos módulos em condições que não sejam as de STC. Por este motivo, o *datasheet* dos módulos utilizados apresenta ainda mais um teste realizado em laboratório antes do lançamento para o mercado, sendo bastante comum ser apresentada a temperatura nominal de funcionamento NOCT (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*). Esta é definida como sendo a temperatura atingida pelos módulos quando estes se encontram sujeitos a temperaturas de 20°C , velocidades do vento de 1 m/s e radiação de 800 W/m^2 , sendo estes valores os que se encontram mais próximos da média anual a que os módulos ficam submetidos na realidade pelo que em qualquer cálculo da geração de energia fotovoltaica se devem considerar temperaturas para os módulos nestas condições NOCT, a fim de o cálculo da energia gerada estar o mais próximo possível da realidade (Solar, k., 2017).

As especificações STC dos módulos policristalinos utilizados para este dimensionamento são apresentadas na Tabela 5.1, bem como alguns valores característicos dos inversores. Porém, o valor da potência máxima dos inversores foi obtido do simulador da *fronius* (Anexo E.2), uma vez que este não se encontrava identificado no seu *datasheet*.

Tabela 5.1 - Valores característicos dos módulos e inversores fotovoltaicos.

	Módulo fotovoltaico	Inversor fotovoltaico	
Dados	JinkoSolar de 265 Watts (modelo JKM265P-60)	Fronius Eco 27.0-3-S de 27 kW	
	STC		
$P_{Módulo}$ (W)	265	$P_{máx}DC$ (W)	37800
V_{oc} (V)	38,6	$V_{(min.mppt)}$ (V)	580
V_{MP} (V)	31,4	$V_{(Inv.máx.)}$ (V)	1000
I_{MP} (A)	8,44	$I_{máx.mppt}$ (A)	47,7
I_{sc} (A)	9,03		
$\Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right)$	-0,31%/°C		

Com o objetivo de realizar um correto dimensionamento do tamanho das *strings* a utilizar em função da escolha dos inversores e dos módulos, foram realizados os cálculos apresentados de seguida.

- Cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string*

Para determinar o número mínimo de módulos por *string* é necessário determinar a tensão mínima de funcionamento do MPPT do inversor ($V_{(min.mppt)}$) para uma temperatura elevada. Normalmente os inversores possuem um sistema de ventilação que impede que a temperatura de funcionamento ultrapasse os 70°C, pelo que se considera então uma temperatura de 70°C a que o módulo é sujeito, para o cálculo do número mínimo de módulos ligados em cada *string* (Oliveira, 2014). Assim sendo, primeiro é necessário determinar o valor da tensão máxima à temperatura de 70°C, como indicado na equação 5.3:

$$\begin{aligned}
 V_{MP}(\text{Módulo a } 70^{\circ}C) &= \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}C} \right)}{100} \right) \times V_{MP} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{MP}(\text{Módulo a } 70^{\circ}C) &= \left(1 + \frac{45 \times (-0,31)}{100} \right) \times 31,4 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{MP}(\text{Módulo a } 70^{\circ}C) &= 27,0197 \text{ V} \quad (5.3)
 \end{aligned}$$

O *datasheet* do módulo correspondente fornece a informação de que a temperatura do módulo nas condições STC é 25°C, logo, para 70°C tem-se o valor da diferença, isto é, $70^{\circ}C - 25^{\circ}C = 45^{\circ}C$.

Onde,

$\Delta\left(\frac{\%}{^{\circ}C}\right)$ – Variação da tensão em circuito aberto por cada 1°C a que o módulo está sujeito.

Depois de obtido o valor da tensão máxima, foi possível efetuar o cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string* pela equação 5.4, tendo este valor de ser sempre arredondado para o número inteiro que sucede.

$$\begin{aligned} N_{mín,s} &= \frac{V_{(min.mppt)}}{V_{MP}(Módulo\ a\ 70^{\circ}C)} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow N_{mín,s} &= \frac{580}{27,0197} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow N_{mín,s} &= 21,4658 \approx 22\ módulos \end{aligned} \quad (5.4)$$

Onde,

$N_{mín,s}$ – Número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string*;

$V_{(min.mppt)}$ – Tensão mínima de funcionamento do inversor (V);

$V_{Máx}(Módulo\ a\ 70^{\circ}C)$ – Tensão máxima à temperatura de 70°C (V).

- Cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*

Por norma, para se conseguir obter o número máximo de módulos por *string* terá de se calcular inicialmente o valor da tensão em circuito aberto à temperatura de -10°C.

Tal como para a situação descrita anteriormente, o *datasheet* do módulo correspondente fornece a informação de que a temperatura do módulo nas condições STC é 25°C. Assim, para -10°C tem-se o valor da diferença, isto é, $-10^{\circ}C + (-25^{\circ}C) = -35^{\circ}C$. Deste modo, para o cálculo da mesma, temos a equação (5.5) (Oliveira, 2014).

$$V_{oc}(Módulo\ a\ -10^{\circ}C) = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta\left(\frac{\%}{^{\circ}C}\right)}{100}\right) \times V_{oc} \Leftrightarrow$$

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^{\circ}\text{C}) &= \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times (-0,31)}{100}\right) \times 38,6 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^{\circ}\text{C}) &= 42,7881 \text{ V} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Depois de se obter o valor de $V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^{\circ}\text{C})$ foi possível calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos por *string* ligados aos inversores (equação 5.6), sendo que o valor obtido terá sempre de ser arredondado para o número inteiro imediatamente inferior.

$$N_{máx,s} = \frac{V_{(Inv.máx.)}}{V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^{\circ}\text{C})} = \frac{1000}{42,7881} = 23,371 \approx 23 \text{ módulos} \quad (5.6)$$

Onde,

$N_{mín,s}$ – Número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*;

$V_{(Inv.máx.)}$ – Tensão máxima de funcionamento do inversor (V).

- Cálculo do número máximo de *strings* em paralelo por inversor

Para determinar o número máximo de *strings* em paralelo permitidas pelo inversor, ou seja, com a correspondente limitação física do inversor (Oliveira, 2014), este valor é obtido por cada MPPT do inversor, sendo determinado pelo quociente entre a corrente máxima do MPPT do inversor e a corrente máxima de funcionamento do módulo (equação 5.7). O valor obtido terá de ser arredondado para o número inteiro que lhe for inferior (PortalEnergia, 2014 b).

$$N_{p,max} = \frac{I_{máx.mppt}}{I_{MP}} = \frac{47,7}{8,44} = 5,65166 \approx 5 \text{ strings} \quad (5.7)$$

Onde,

$N_{p.máx}$ – Número máximo de *strings* em paralelo por inversor;

$I_{máx.mppt}$ – Corrente máxima do MPPT do inversor (A);

I_{mp} – Corrente máxima de funcionamenoo do módulo (A).

No entanto, a temperatura no local onde ficará instalado o sistema fotovoltaico, praticamente não tem registo de temperaturas inferiores a 0°C , pelo que o valor de -10°C não será atingido.

Deste modo, procedeu-se à repetição dos mesmos cálculos para uma temperatura de 0°C, por ser realmente a temperatura mínima atingida neste local.

- Cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*

Nas condições STC, para 0°C apresenta-se o valor da diferença, isto é, $0^\circ\text{C} + (-25^\circ\text{C}) = -25^\circ\text{C}$. Deste modo, para o cálculo da mesma, tem-se a equação (5.8).

$$\begin{aligned} V_{oc}(\text{Módulo a } 0^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{25^\circ\text{C} \times \Delta\left(\frac{\%}{^\circ\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{oc} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo a } 0^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{25^\circ\text{C} \times (-0,31)}{100}\right) \times 38,6 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo a } 0^\circ\text{C}) &= 41,5915 \text{ V} \end{aligned} \quad (5.8)$$

Depois de se obter o valor de $V_{oc}(\text{Módulo a } 0^\circ\text{C})$ já foi possível calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos por *string* ligados ao inversor (equação (5.9)).

$$N_{máx,s} = \frac{V_{(Inv.máx.)}}{V_{oc}(\text{Módulo a } 0^\circ\text{C})} = \frac{1000}{41,5915} = 24,0434 \approx 24 \text{ módulos} \quad (5.9)$$

Por fim, o valor do número máximo de *strings* em paralelo por inversor é o mesmo que foi calculado anteriormente, ou seja, $N_{p,máx} \approx 5 \text{ strings}$.

Além de se efetuar este dimensionamento manualmente e de forma a garantir o bom funcionamento dos inversores para uma temperatura de 0°C, foi realizada uma simulação no *Fronius Solar.Configurator*, simulador da *Fronius* que possibilita o dimensionamento do sistema fotovoltaico com os módulos pretendidos e com todos os inversores disponíveis da *Fronius*. Nesta simulação foram também apresentadas possíveis combinações das *strings*, como pode ser visto na Figura 5.3. Mais informações acerca deste simulador são apresentadas no Anexo M.2.

**PLANNING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS
DIMENSIONING MADE EASY**

PV MODULE

PV module manufacturer: JinkoSolar Holding Co. Ltd.

Model: JKM-265M-60

Number of PV modules (#1 & #2): 849 / 0 (Total: 224.99 kWp)

Module temperature (min. - max. / °C): 0 / 70

INVERTER

Country: Portugal

Series: ECO

Type: ECO 27.0-3-S

Inverter ratio (min. - max. / %): 80 / 120

GENERAL

Project name: 2018-04-02_2106

Storage: Without

Annual power consumption (kWh): 4000

Load profile: Employed

92	96	115	120
24.38 kWp IR=89%	25.44 kWp IR=92%	30.48 kWp IR=111%	31.80 kWp IR=116%
SL=35% OCL=6%	SL=35% OCL=6%	SL=35% OCL=5%	SL=35% OCL=4%
A 4 x 23 >+	A 4 x 24 >+	A 5 x 23 >+	A 5 x 24 >+

Number = Number of modules / Ppv,sto = kWp / IR = Inverter ratio / SL = Self-sufficiency levels / OCL = Own-consumption levels

Selected storage, Optimum storage, A+B = MPP Tracker 1+2 / Strings x PV modules >+ String-fuses or DC-combiner required

Figura 5.3 – Resultado da simulação no *Fronius Solar.Configurator*.

- Confirmação do correto funcionamento do sistema com o dimensionamento efetuado

Após a conclusão dos cálculos, procedeu-se à escolha do número de módulos a utilizar por *string* (N_S) e do número de *strings* a usar em paralelo por cada inversor (N_P).

Utilizando as equações (5.10), (5.11), (5.12), (5.13), (5.14), (5.15), (5.16) e (5.17), pode-se comprovar o correto dimensionamento do sistema (PortalEnergia, 2014 a).

- Para 23 módulos:

$$\begin{aligned}
 N_S \times V_{MP(70^\circ C)} &\geq V_{(min.mppT)} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 23 \times 27,0197 &\geq 580 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 621,457 &\geq 580 \text{ módulos}
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

$$\begin{aligned}
 N_S \times V_{oc(0^\circ C)} &\leq V_{(Inv.máx.)} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 23 \times 41,5915 &\leq 1000 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 956,605 &\leq 1000
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

$$\begin{aligned}
 0,7 \times P_{m\acute{a}x}DC &\geq N_S \times N_P \times P_{M\acute{o}dulo} \leq 1,2 \times P_{m\acute{a}x}DC \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0,7 \times 37800 &\geq 23 \times 4 \times 265 \leq 1,2 \times 37800 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 26460 &\geq 24380 \leq 45360
 \end{aligned} \tag{5.12}$$

$$N_P \times I_{MP} \leq I_{m\acute{a}x.mpp\text{t}} \Leftrightarrow 4 \times 8,44 \leq 47,7 \Leftrightarrow 33,76 \leq 47,7 \tag{5.13}$$

Para uma escolha de 23 módulos, todas as condioes são cumpridas, pelo que este valor é aceitável.

- Para 24 módulos:

$$\begin{aligned}
 N_S \times V_{MP(70^\circ C)} &\geq V_{(min.mpp\text{t})} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 24 \times 27,0197 &\geq 580 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 648,473 &\geq 580 \text{ módulos}
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

$$\begin{aligned}
 N_S \times V_{oc(0^\circ C)} &\leq V_{(Inv.m\acute{a}x.)} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 24 \times 41,5915 &\leq 1000 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 998,203 &\leq 1000
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

$$\begin{aligned}
 0,7 \times P_{m\acute{a}x}DC &\geq N_S \times N_P \times P_{M\acute{o}dulo} \leq 1,2 \times P_{m\acute{a}x}DC \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0,7 \times 37800 &\geq 24 \times 4 \times 265 \leq 1,2 \times 37800 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 26460 &\geq 25440 \leq 45360
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

$$N_P \times I_{MP} \leq I_{m\acute{a}x.mpp\text{t}} \Leftrightarrow 4 \times 8,44 \leq 47,7 \Leftrightarrow 33,76 \leq 47,7 \tag{5.17}$$

Para uma escolha de 24 módulos, todas as condioes são cumpridas, pelo que este valor também é aceitável, o que permite comprovar novamente que as configuraoes escolhidas permitem um correto funcionamento do inversor escolhido para implementar neste sistema.

Após a confirmaao destas condioes, procedeu-se à escolha da potência de pico a instalar. No entanto, para a escolha do número de módulos, considera-se que no máximo a sua potência pode ir até 30% abaixo do valor da potência dos inversores e 20% acima do mesmo valor, pelo que se tem correspondentemente as equaoes (5.18) e (5.19).

$$0,7 \times 27 = 18,9 \text{ kW} \tag{5.18}$$

$$1,2 \times 27 = 32,4 \text{ kW} \quad (5.19)$$

Assim, no mínimo, cada inversor pode ter o número de módulos de 71, obtido pela equação (5.20).

$$\frac{18,9}{0,265} = 71,3208 \approx 71 \text{ módulos} \quad (5.20)$$

Porém, no máximo, cada inversor pode ter o número de módulos de 122, obtido pela equação (5.21).

$$\frac{32,4}{0,265} = 122,264 \approx 122 \text{ módulos} \quad (5.21)$$

Apesar de o número máximo de módulos a utilizar poder ser 122, optou-se por colocar no máximo 120 módulos por inversor, tal como indicava na simulação da Figura 5.3. Este valor foi escolhido também porque quando as *strings* se encontram ligadas ao mesmo MPPT, estas têm de possuir as mesmas características, ou seja, têm de ser constituídas pelo mesmo número de módulos, pelo que só seria possível com um valor máximo de 120 módulos. O mesmo é aplicado também para a restante escolha dos módulos e respetivas configurações.

Optou-se assim por escolher três inversores com 115 módulos, ou seja, com 5 *strings* de 23 módulos, para as áreas a poente. A nascente do telhado, decidiu-se escolher quatro inversores com 96 módulos (4 *strings* de 24 módulos cada um) e o inversor de 120 módulos para 5 *strings* de 24 módulos. Deste modo, a poente do telhado ficaria um total de 345 módulos e a nascente 504 módulos.

A razão pela qual a nascente se instalaram mais módulos, foi pelo facto de a poente não ser possível colocar mais módulos, uma vez que uma das áreas se encontrava completamente preenchida e a outra área se encontrava a uma cota inferior. Esta área de cota inferior, iria passar a maior parte do tempo à sombra, produzindo durante um intervalo de tempo mais curto ao longo do dia quando comparado com as áreas superiores, pelo que iria prejudicar a produção de energia elétrica.

Assim, no total tem-se 849 módulos, pelo que o somatório das potências individuais destes módulos perfaz uma potência total instalada de $849 \times 0,265 = 224,985 \text{ kWp}$.

Após finalizar estes cálculos, foi então inicialmente realizada e apresentada uma proposta para a colocação dos módulos na cobertura do edifício em que estes se encontravam sobre uma estrutura de triângulos com orientação para sul (Figura 5.4). A colocação dos módulos acabou por ser modificada para uma estrutura coplanar formada em blocos, a pedido dos responsáveis da Plural, por uma questão visual e pelo facto de a estrutura de suporte dos triângulos ter um custo superior ao da estrutura usada em montagens coplanares. Esta estrutura coplanar traz também maior estabilidade aos módulos em casos de condições atmosféricas adversas, como cargas excessivas de vento.



Figura 5.4 – Projecção dos módulos fotovoltaicos colocados sobre uma estrutura triangular, realizada em *SketchUp*[®].

Deste modo, procedeu-se à elaboração da projecção que se encontra representada na Figura 5.5, em que todos os módulos ficariam coplanares à cobertura, agrupando cada inversor por blocos de módulos. A configuração final foi escolhida assim, com o objetivo de evitar que ocorresse sombreamento, pois ao se colocarem mais filas em cada bloco, estas iriam ficar sujeitas a sombreamentos. Assim, optou-se por dispor os blocos com a configuração apresentada na Figura 5.5, colocando-se ainda passadiços no meio, de forma a tornar mais simples a limpeza e manutenção dos módulos.

Desde o início tinha sido exigido ocupar a área 1 com pelo menos um inversor, até mesmo por questões de distribuição do peso dos módulos, e porque a área total disponível era bastante grande, tendo-se escolhido a configuração de 5 *strings* de 23 módulos para o inversor desta área. Esta escolha, neste local, deveu-se também à indicação de que a restante área deste telhado iria ser preenchida por ventiladores centrífugos (AVAC), pelo que não poderia ser ocupada por módulos.

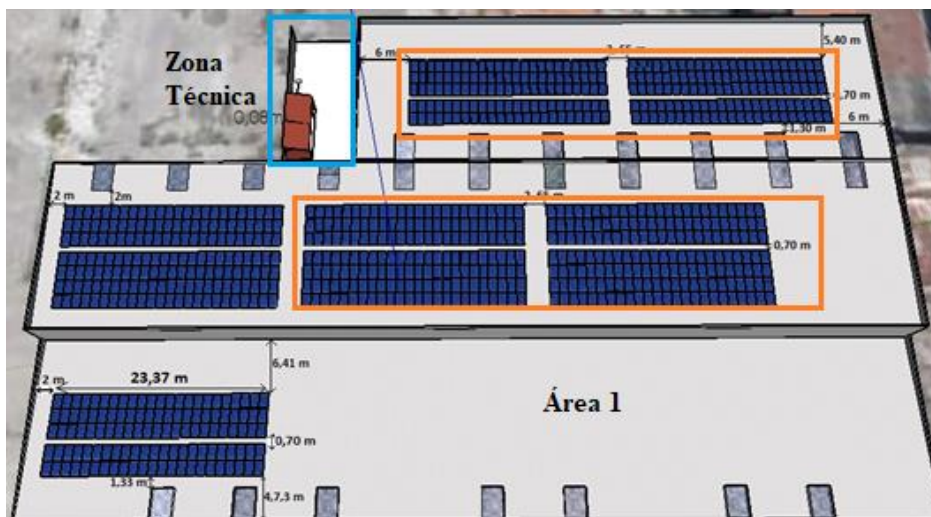


Figura 5.5 – Solução coplanar, realizada em *SketchUp*®.

Entretanto, foi também definido que a zona técnica seria na zona que se encontra a azul na Figura 5.5 e a zona de injeção (quadro de AVAC) seria por baixo desta, pelo que esta solução apresentada era a mais rentável a nível de colocação de cablagem e de eficiência, por ter os módulos o mais próxima possível da zona de injeção, reduzindo as perdas. Sendo assim, esta foi a projeção aprovada, tendo sido efetuado um orçamento para a mesma. Começou-se então por colocar a estrutura no telhado da área 2, que suporta os módulos e que serão explicadas mais à frente. Após o terceiro dia de colocação da estrutura e estando esta praticamente toda colocada, foi pedido novamente uma alteração por parte do arquiteto da Plural, para que os dois conjuntos de módulos das áreas 2 e 3 que se encontram selecionadas a cor laranja na Figura 5.5 ficassem alinhados por uma questão de estética, aquando da sua observação de uma zona de altura superior. Foi também pedido que os módulos da área 1 fossem separados em dois conjuntos de duas filas de vinte e nove módulos devido às questões de sombreamento. Deste modo, foram assim apresentadas quatro soluções à Plural, tal como apresentado na Figura 5.6.

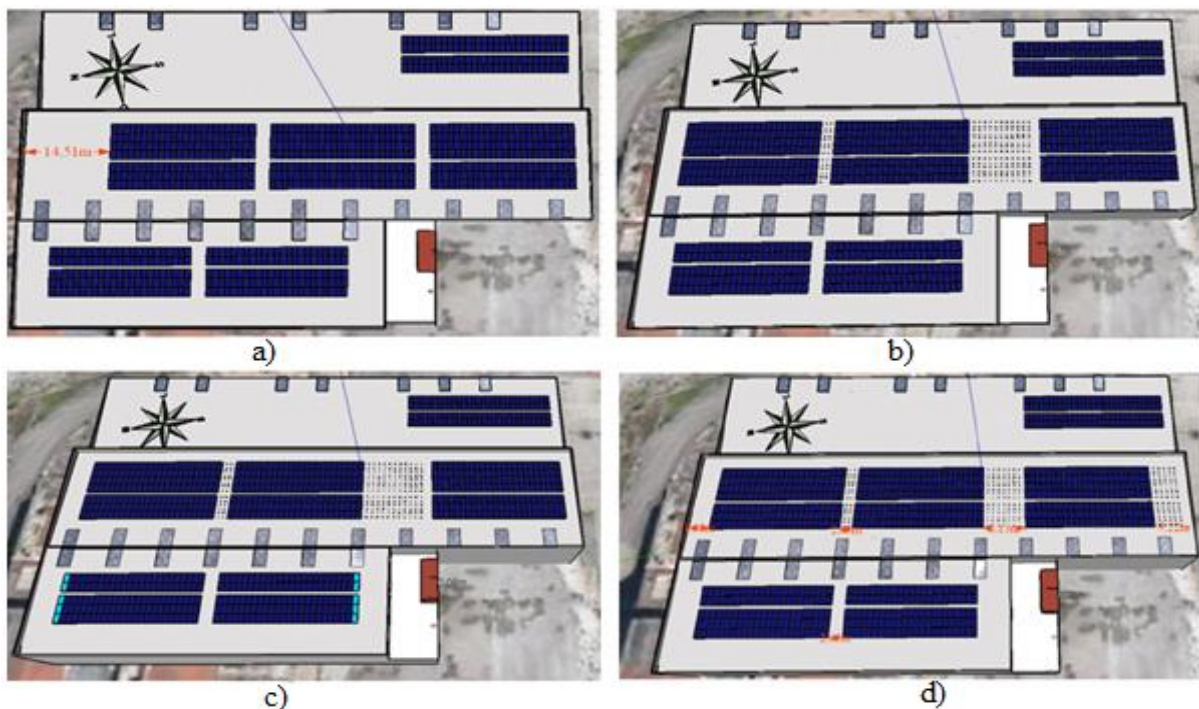


Figura 5.6 – Soluções apresentadas em *SketchUp*[®].

A solução a) foi apresentada de forma a não ser necessário colocar novas estruturas e evitar que a estrutura já colocada ficasse a descoberto, alegando também que os 14,51 metros disponíveis no telhado (Figura 5.6 a)) poderiam servir para adicionar mais módulos no futuro se assim fosse necessário.

Na solução c) procedeu-se ao alinhamento do conjunto dos módulos, ficando parte da estrutura que já havia sido colocada a descoberto. Colocaram-se ainda 10 módulos, que se encontram representados na figura a cor azul mais clara, de forma a criar *strings* de 24 módulos, permitindo que os blocos das duas áreas ficassem alinhados.

Na solução d) apresentou-se o alinhamento pretendido dos módulos, deslocando-se também o bloco de módulos restante da área 2, para o lado oposto à platibanda, com o objetivo de ficarem alinhados com um lado do bloco de módulos da área 1. No entanto, esta foi a pior solução apresentada, uma vez que a estrutura que ficaria visível era superior.

A solução b) foi a solução escolhida, ficando assim os módulos colocados em três águas direcionadas a nascente-poente, em que duas se encontram orientadas a poente (áreas 1 e 3) e uma a nascente (água central correspondente à área 2). Na área 3 ficaram as *strings* de 23 módulos e na área 2 as *strings* de 24 módulos, alinhando-se também os blocos de módulos, como foi pedido. Além disso, foi pedido que os espaçamentos entre os blocos ficassem alinhados com as condutas de ar, de modo a reduzir ainda mais o impacto visual. O motivo de

a estrutura ficar visível deveu-se também ao facto de o responsável da Plural não querer retirar as chapas, pois uma vez que já estavam feitos os furos no telhado, mesmo selando-os, estes poderiam vir a trazer infiltrações mais tarde.

Dado que já tinha sido apresentado um orçamento para a projeção coplanar inicial, todas estas mudanças vieram acarretar custos adicionais à NRG, uma vez que se teve de investir em mais estrutura e em mais metros de cabo.

Avaliando o aspeto do telhado da Plural, este é constituído por chapa *sandwich* cinzenta, contendo por isso algumas partes mais altas (os topos) do que outras. De forma a aproveitar esses topos e para criar a máxima estabilidade aos módulos, decidiu-se que a orientação dos módulos seria na vertical.

Todas as projeções a 3D da Plural apresentadas até agora, foram realizadas através da modelação 3D do *SketchUp*[®], sendo constituídas pelo edifício no seu local geográfico, bem como pelos respetivos módulos na área disponível, de modo a que não existisse qualquer penalização na produção do sistema fotovoltaico por sombreamento, nomeadamente causado pelas platibandas e pelas condutas de ar. Este *software* permite visualizar vários sombreamentos para diferentes horas e épocas do ano, facilitando a obtenção das medidas necessárias para o afastamento dos módulos em relação a estes obstáculos de sombreamento.

Para esta instalação foram analisados os sombreamentos para o dia mais longo do ano (21 de junho) e para o dia mais curto do ano (21 de dezembro) em três períodos diferentes do dia (de manhã, ao meio dia e à noite), concluindo-se que para a disposição apresentada dos módulos, não existia sombreamento. Através deste programa, conseguiu-se também comprovar a possibilidade de colocação do número de módulos pretendidos no telhado, tendo em conta a área disponível do mesmo e as dimensões dos módulos, como já foi referido anteriormente.

A Figura 5.7 permite avaliar as situações de sombreamento no dia mais curto do ano (21 de dezembro), por volta do meio-dia.



Figura 5.7 - Projeção final, em *SketchUp*®, da colocação dos módulos fotovoltaicos na área disponível do edifício da Plural, com sombreamento.

O *SketchUp*® é um *software* CAD (Desenho Auxiliado por Computador) usado para a criação de esboços e projetos tridimensionais, com precisão, cores, sombreamentos, medidas, entre outras muitas opções. Através do modelo final é ainda possível gerar animações de qualquer ângulo de perspetiva pretendido, bem como exportar o modelo para o formato 2D. Este *software* possui ainda alguns modelos já confeccionados de objetos que são possíveis adaptar em termos de dimensões, cores e orientações (SketchUp, 2015). Todos os trabalhos desenvolvidos com este *software* foram desenvolvidos do zero, logo no início do estágio na empresa, uma vez que nunca tinha existido contacto prévio com o mesmo.

Tal como já foi referido no capítulo 3, foram utilizados conetores MC4 que derivam da caixa de junção para interconectar os módulos entre si. Por outro lado, existindo estes isoladamente, quando se pretendeu realizar conexões em série dos módulos fotovoltaicos usou-se um conector MC4 e quando se pretendeu realizar associações em paralelo, utilizou-se os conetores MC4 Y (Figura 5.8).



Figura 5.8 – Conetor MC4 Y para a associação de módulos em paralelo e conetor MC4 para a associação de módulos em série.

5.4 Estrutura de Suporte e de Fixação

O telhado da Plural é constituído por uma cobertura inclinada de chapa *sandwich* cinzenta de peso leve, tendo sido fixadas a esta, chapas de alumínio para a fixação dos módulos fotovoltaicos, designadas de *SpeedRails* da *K2 Systems*. Estas chapas possuem alta resistência à corrosão e aos ambientes salobres (systems, 2018), dimensões de 0,30 m de comprimento e 0,064 m de largura (Figura 5.9 a)). Estes tamanhos foram escolhidos de forma a que os *SpeedRails* ficassem assentes nos dois topos da chapa do telhado, servindo de estrutura de base para os módulos e permitindo que estes tivessem grande estabilidade e resistência a correntes e cargas intensas de vento, Figura 5.9 b). Assim, os *SpeedRails* foram aparafusadas diretamente sobre a chapa do telhado através de parafusos auto-roscantes 6,3 × 25 e anilhas de aba larga de inox A2 6,3 × 18 (Anexo I). Além disto, no local das duas furações dos *SpeedRails* onde foram inseridos os parafusos para fixação ao telhado, foi colocada uma tira de neoprene com adesivo (Anexo I), de modo a garantir a estanqueidade da furação (Figura 5.9 c)). O neoprene é formado por uma borracha sintética que possui boa resistência a intempéries, ao envelhecimento, a agentes químicos e é bastante impermeável, possuindo também características anti-degenerativas.

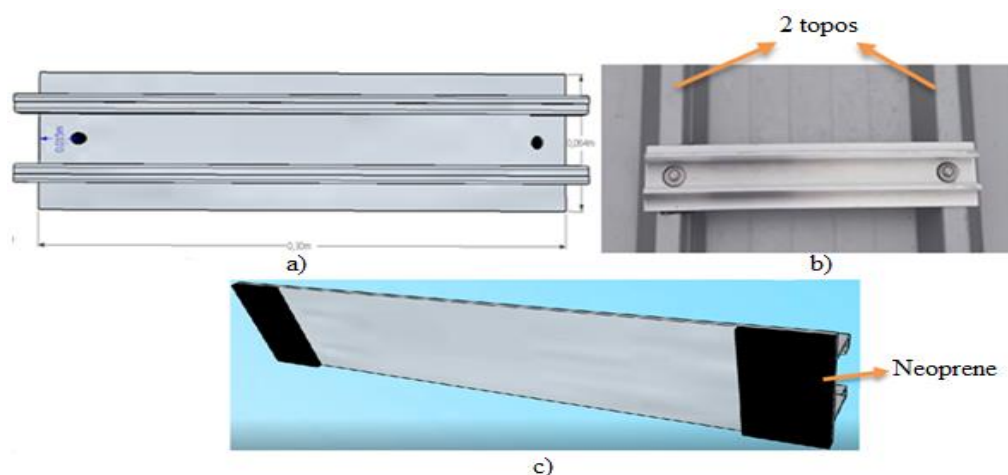


Figura 5.9 – a) Representação de um *SpeedRail* da *K2 Systems* elaborado no *software SketchUp*[®], b) *SpeedRail* da *K2 Systems* aplicado nos dois topos da chapa de *sandwich*, c) Neoprene aplicado no *SpeedRail*.

Todos estes *SpeedRails* foram projetados no *software AutoCAD*[®] e *SketchUp*[®] antes de se ir para obra, de modo a se saber o local exato de colocação dos mesmos. Foi ainda realizado em *AutoCAD*[®], uma projeção dos módulos fotovoltaicos com a respetiva estrutura e com as várias medidas de distância a manter das platibandas e das condutas de ar (Anexo G).

O *AutoCAD*[®], tal como o seu nome indica, é também um *software* do tipo CAD, utilizado principalmente para o desenho de diversos componentes em duas dimensões (2D) e para criar modelos tridimensionais (3D) (Autodesk, 2018).

Relativamente à colocação dos módulos, estes são aplicados diretamente em cima dos *SpeedRails*, sendo que para lhes proporcionar estabilidade, nos seus extremos foram colocados os chamados topos, de 35 mm (Figura 5.10 a)), tendo agregados a si as palometas M8 com adaptador e os parafusos *M8 × 30* (Anexo I). Estando os módulos na vertical, cada uma das suas extremidades ficou com dois topos (Figura 5.10 b)).

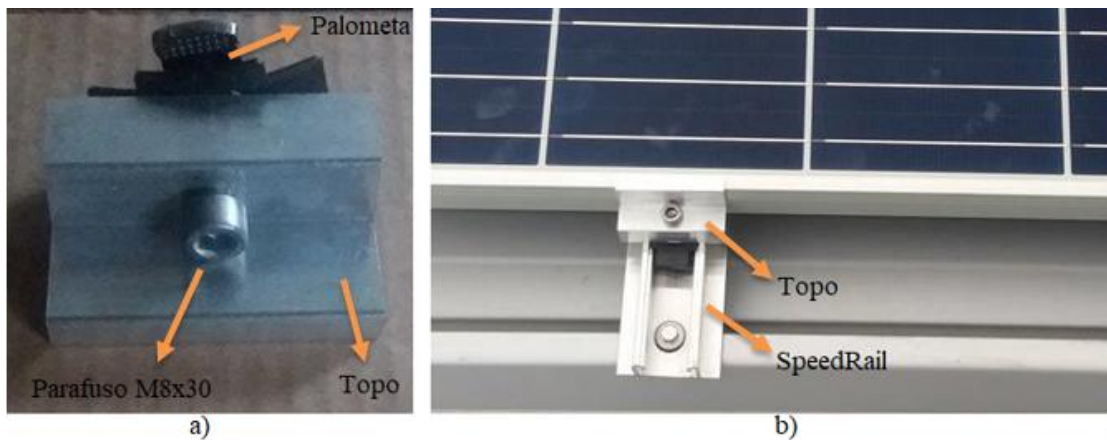


Figura 5.10 – a) Exemplo de um topo de 35 mm juntamente com a palometa M8 com adaptador e o parafuso *M8 × 30*, b) Módulo fotovoltaico com os dois topos com as respetivas palometas M8 com adaptador e parafusos *M8 × 30* aplicadas nos *SpeedRails*.

Entre cada dois módulos, a uni-los, foram colocados os chamados meios que continham também agregados a si, os parafusos *M8 × 30* e as palometas com o adaptador, suportados também nos *SpeedRails* para fixarem os módulos e lhe criarem estabilidade (Figura 5.11).

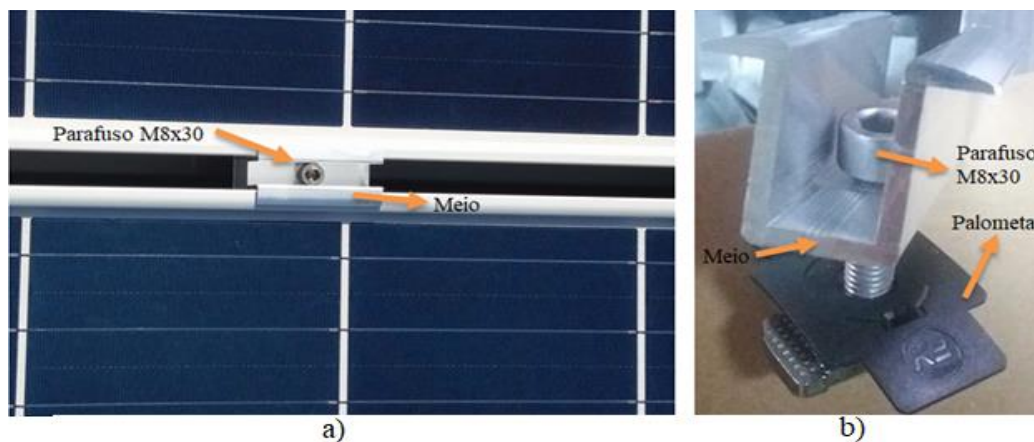


Figura 5.11 – a) Exemplo de um meio juntamente com a palometa com o adaptador e o parafuso *M8 × 30*, b) Meio, palometa e parafuso *M8 × 30* colocados no *SpeedRail* entre dois módulos.

Todos estes elementos de estrutura utilizados para criar estabilidade nos módulos fotovoltaicos são muito comuns na empresa na construção da maioria das instalações, já existindo por isso um conhecimento prévio das características e fiabilidade. Dada a ausência de problemas e pelos valores de cotação mais baixos que apresentam relativamente a outras estruturas, levou a que não fosse necessário a realização de um estudo de mercado, de modo a encontrar outro tipo de estrutura.

5.5 Zona Técnica

A zona técnica inclui todos os componentes necessários para a passagem da corrente vinda desde os módulos até ao quadro de corrente alternada.

Assim sendo, neste caso a zona técnica diz respeito ao local onde foram colocados o quadro de corrente contínua (Q_{DC}), seguido dos oito inversores, do quadro de corrente alternada (Q_{AC}) e, por fim, do contador.

Ficou acordado que a implementação exterior da zona técnica iria ficar a cargo da Plural, pelo que foi desenhado por parte da NRG uma projeção da zona técnica em *SketchUp*[®] com as medidas necessárias ($7,56m \times 3,3m \times 3m$) para que estes a pudessem construir, uma vez que o seu tamanho dependia do tamanho dos componentes que iriam ser inseridos no seu interior. Neste seguimento, realizou-se também uma projeção com a estrutura de suporte dos componentes nos locais corretos a colocar e com todas as medidas para o efeito, bem como uma projeção desses mesmos componentes no respetivo local a fim de se ter uma noção de como iria ficar na verdade (Anexo H). No entanto, a zona técnica veio com dimensões um pouco superiores aos estimados, pelo que se teve de ajustar as medidas da estrutura a colocar e, consequentemente dos componentes, tendo isto sido vantajoso na medida em que possibilitou um maior espaçamento entre os inversores, evitando situações de sobreaquecimentos, tal como já foi referido no capítulo 3 relativamente aos inversores.

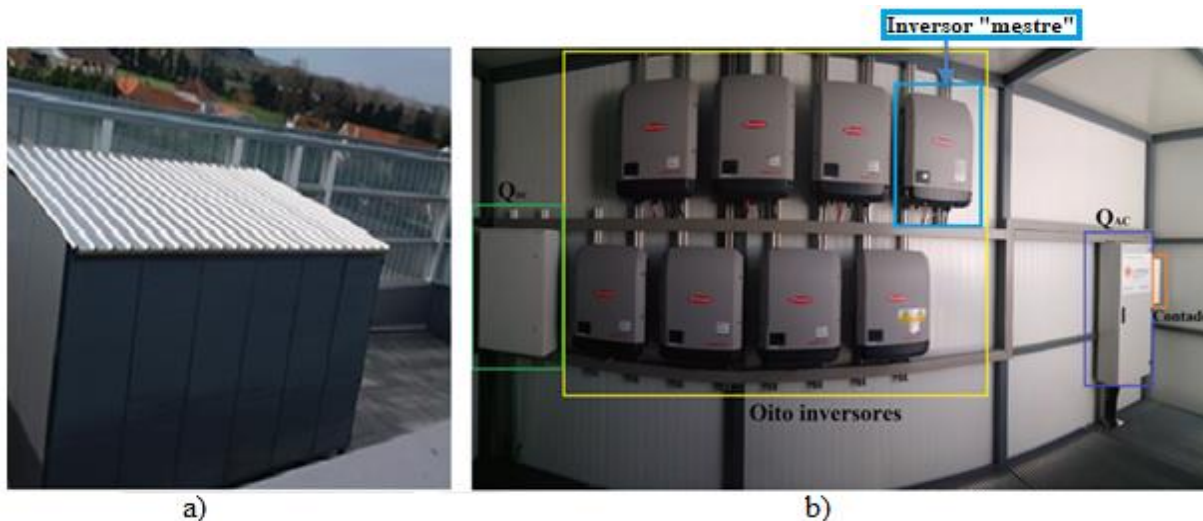


Figura 5.12 – a) Parte exterior da zona técnica; b) Parte interior da zona técnica com os diferentes componentes.

- Inversores Fotovoltaicos

Os módulos encontram-se conectados a oito inversores de 27 kW da marca *Fronius Eco 27.0-3-S*, com uma entrada MPPT. Tal como já foi referido, destes oito inversores, em três deles foram ligadas cinco *strings* de vinte e três módulos (inversores 1, 2 e 8), em paralelo duas a duas e uma *string* isolada. Aos inversores 3, 5, 6 e 7 foram ligadas quatro *strings* de 24 módulos, em paralelo duas a duas, e no inversor 4, cinco *strings* de vinte e quatro módulos (Anexo L). Os inversores situam-se entre o quadro DC e o quadro AC, tendo sido esta configuração utilizada posteriormente no *software PV*Sol premium*[®], de forma a permitir realizar um estudo mais pormenorizado deste sistema fotovoltaico, tal como se pode ver na Figura 5.13. Mais informações acerca dos inversores podem ser encontrados no Anexo C.

Inversor	
1. Área do módulo	Área do módulo 1
Inversor 1*	3 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 5 x 23
2. Área do módulo	Área do módulo 2
Inversor 1*	4 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 4 x 24
Inversor 2*	1 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 5 x 24

Figura 5.13 – Dados relativos aos inversores.

A cada inversor foram ligadas as *strings* correspondentes nos terminais DC deste inversor, permitindo este uma corrente máxima de 47,7 A aos terminais do mesmo (Figura 5.14).

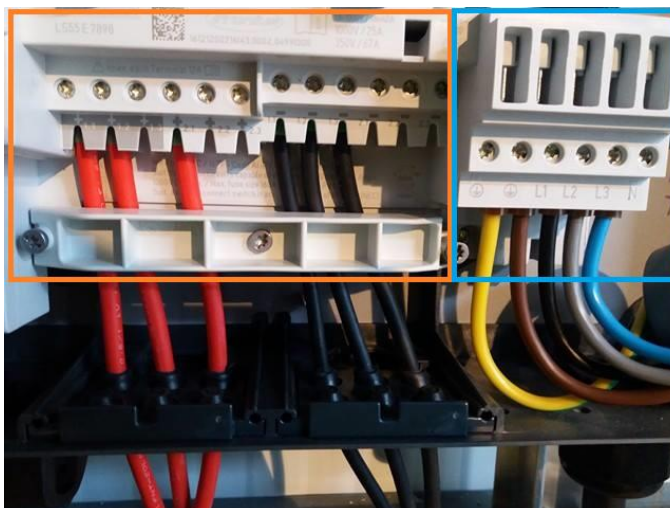


Figura 5.14 – Ligações nos inversores.

Para realizar a interligação com a rede, foram colocados três cabos para as fases (L1, L2 e L3), mais um para o neutro e outro para a ligação ao sistema de terra, uma vez que se trata de um inversor trifásico, com uma tensão nominal de 400 V.

No QGBT (na parte de BT) foram ligados transformadores de corrente (TI) trifásicos fechados que permitem medir o consumo total e se encontram ligados a um componente que se encontra também no QGBT, designado de *Fronius Smart Meter 50 kA-3*. Os TI's foram escolhidos tendo em conta o valor da corrente obtido através da equação (5.22).

$$\begin{aligned}
 P &= \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \Phi \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 744 \times 10^3 &= \sqrt{3} \times 400 \times I \times 1 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow I &= \frac{744 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow I &= 1073,87 \text{ A} \qquad \qquad \qquad (5.22)
 \end{aligned}$$

Obtendo-se um valor por fase de 1073,87 A, e segundo a disponibilidade de mercado, escolheu-se então TI's da marca legrand, que podem fazer leituras de 1200/5 por serem os que apresentam valores superiores a este e serem os mais próximos.

Ainda segundo este valor, foi escolhido o *Fronius Smart Meter 50 kA-3* com capacidade de medir leituras até 50 kA, uma vez que ele é adequado para o uso com vários tipos de inversores, sendo compatível com o inversor de 27 kW, de contagem indireta e de valor superior ao da corrente por fase (valor superior ao valor da corrente que os TI's podem medir no primário).

No que diz respeito aos inversores, utilizou-se um inversor designado de inversor “mestre”, identificado na Figura 5.12 b), sendo os restantes, os inversores “escravos”. Neste seguimento, o inversor “mestre” foi configurado segundo o princípio “mestre/escravo”.

Os dados dos consumos da instalação são recebidos pelos TI’s, lidos pelo *Fronius Smart Meter* e enviados deste para o inversor “mestre”, sendo que este controla a produção de todos os outros inversores “escravos”, conseguindo evitar a injeção de energia na RESP. Se a leitura das correntes absorvidas pela instalação no QGBT for superior a zero, não existe limitação de produção, mas se a leitura for inferior a zero (injeção de potência na rede) existe uma limitação imediata da produção, pois não pode ocorrer injeção de energia na rede. O inversor “mestre”, ao receber esta informação, limita a produção de forma igual por todos os inversores. Se existir um inversor que não atinja a potência de limitação, é efetuado um ajuste no valor da limitação dos restantes inversores de modo a compensar essa potência que o inversor não produzia.

Esta troca de informação é realizada porque os inversores possuem uma entrada e uma saída onde vão ser colocados os cabos de rede *Unshielded Twisted Pair* (UTP) de forma a estes ficarem conectados entre si. A sua conexão é realizada através de terminais RJ45 de acordo com a norma TIA/EIA (*Telecommunications Industries Association/ Electronic Industries Alliance*) - 568B (Figura 5.15), que obedecem ao esquema de cores consoante o pino: pino 1 (branco/laranja), pino 2 (laranja), pino 3 (branco/verde), pino 4 (azul), pino 5 (branco/azul), pino 6 (verde), pino 7 (branco/castanho) e pino 8 (castanho).

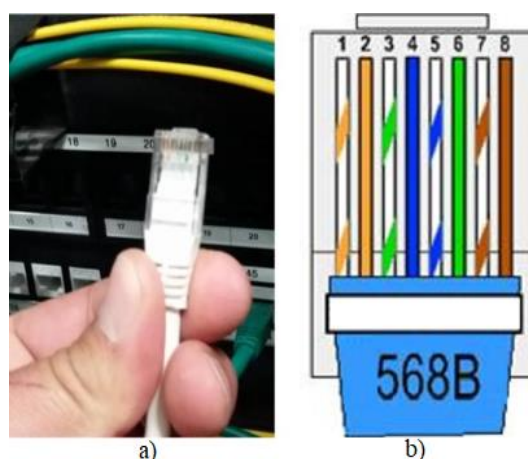


Figura 5.15 - a) Terminal RJ45, b) Esquema de cores segundo a norma EIA/TIA-568B.

O modo de atuação dos inversores é automática e, por isso, assim que a incidência solar nos módulos seja suficiente e quando os valores de tensão provenientes dos módulos atingirem o valor da tensão de arranque do inversor, estes começam a injetar energia. Os inversores

trabalham de modo a que seja utilizada a potência máxima possível dos módulos solares através do rastreamento MPPT.

Os inversores possuem componentes de monitorização que já vêm acoplados, onde apresentam em tempo real quais são as potências geradas com a tensão, com a corrente e no caso destes inversores da *Fronius*, é ainda possível realizar a monitorização e configurações ótimas do sistema através da possibilidade de verificação do comportamento de operação de todo o sistema, quer naquele instante, quer através de dados anteriores (Fronius, 2017 a). Esta configuração pode ser realizada através da aplicação *Fronius Solar.web*, por telemóvel ou num computador (Anexo M.1).

- *Fronius Smart Meter 50 kA-3 e Fronius Datamanager 2.0*

O *Fronius Smart Meter 50 kA-3* (Figura 5.16), cujas suas características se encontram no Anexo E.5, é um contador bidirecional que lê e regista os consumos, otimizando-os, bem como deteta e regista as curvas de carga do local, possuindo uma enorme precisão de medição, enviando toda a informação para o inversor “mestre” através do cabo UTP, que por sua vez se encontra ligado aos outros inversores pelo mesmo tipo de cabo e efetua a gestão de todo o sistema, como já foi explicado (SunEnergy, 2017 a).



Figura 5.16 - *Fronius Smart Meter 50 kA-3*.

Assim, os sinais entre inversores são transmitidos por sinais de rede, existindo uma rápida comunicação do “mestre” através de rede de comunicação pelo protocolo *Modbus* e pelo modo de transmissão RTU (*Remote Terminal Unit*) que define como são transmitidos os *bytes* da mensagem e como a informação da mensagem será compactada e descompactada na mensagem. O protocolo *Modbus* é uma estrutura de mensagem aberta utilizada para comunicação entre dispositivos “mestre/escravo”, possuindo 256 endereços, onde o zero é o

endereço *Broadcast*. Assim, quando o “mestre” envia uma mensagem para o endereço zero, todos os “escravos” recebem a mensagem (Freitas, C., 2014). De 1 até 247 estão os endereços disponíveis para os “escravos” e de 248 até 255 estão os endereços reservados, não possuindo o “mestre” endereços, apenas os “escravos”. Existe ainda o código da função (Anexo E.6) que é onde o “mestre” especifica o tipo de serviço ou função solicitada ao “escravo” (leitura, escrita, etc), sendo que cada função é utilizada para se conectar a um tipo específico de dados. O modo RTU é o que apresenta o melhor processamento de dados para a mesma velocidade de comunicação, quando comparado com outros modos de transmissão, possuindo cada mensagem de oito bits, dois caracteres hexadecimais de 4 bits (Freitas, C., 2014).

A ligação do *Fronius Smart Meter* ao inversor “mestre” foi realizada através de um componente que foi pedido pela empresa que fosse incluído no mesmo e que o distingue dos restantes inversores. Esse componente é a placa *Fronius Datamanager 2.0* (Figura 5.17), cujas suas características são apresentadas no Anexo E.6. A compatibilidade do *Fronius Smart Meter* com vários tipos de inversores, inclusive com o *Fronius Datamanager 2.0*, foi também uma razão para a sua escolha (Fronius, 2017 c).

O *Fronius Datamanager 2.0* é o centro de comunicações para os inversores da *fronius*, pois sempre que este se encontrar conectado à internet através de uma LAN ou WLAN, o *Fronius Datamanager 2.0* envia os valores do sistema fotovoltaico diretamente para o portal *online Fronius Solar.web*. Assim, juntamente com o *Fronius Solar.web*, o *Fronius Smart Meter* possibilita um acompanhamento da evolução do consumo de energia própria (Fronius, 2017 c).



Figura 5.17 – Placa *Fronius Datamanager 2.0* (Fronius, 2017 a).

- Quadro de Corrente Contínua

O quadro de corrente contínua (Q_{DC}) (Anexo H.1) possui no seu interior e na sua constituição, oito descarregadores de sobretensão, vinte corta-circuitos porta-fusíveis, vinte fusíveis DC (16 de 20 A e 4 de 12 A) e oito repartidores modulares bipolares, tal como se apresenta na Figura 5.18.

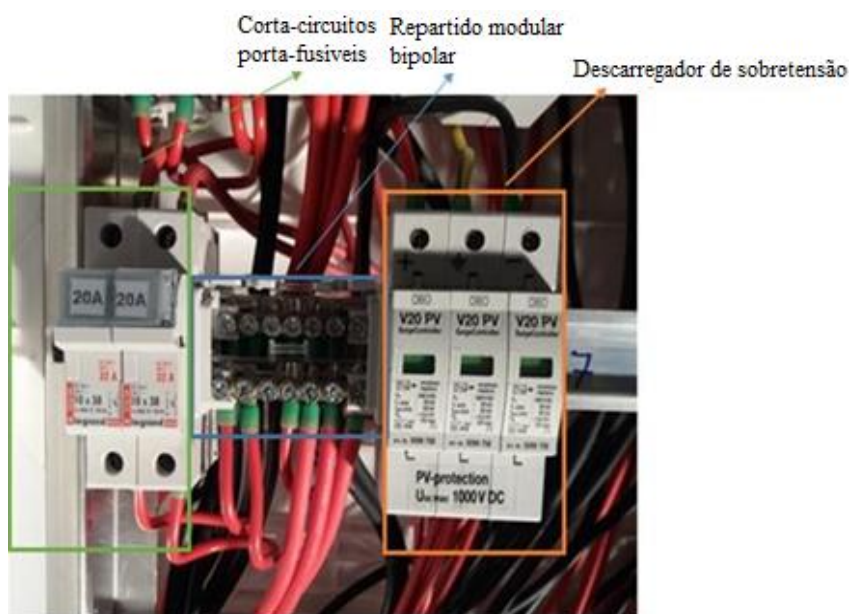


Figura 5.18 – Representação de dois porta-fusíveis de 20 A, seguido do repartidor bipolar e do descarregador de sobretensão DC.

Relativamente às proteções elétricas a nível da corrente DC ou AC, o seu quadro de interligação DC, devem ser equipados com aparelhagem adequada para valores de tensões máximas até 1000 V_{DC} e possuir entradas e saídas de acordo com os inversores utilizados e a configuração das *strings*. O correto dimensionamento, bem como uma adequada utilização de dispositivos de proteção, são um fator bastante importante para a contribuição da minimização ou até mesmo eliminação de falhas.

Os descarregadores de sobretensões são equipamentos dedicados essencialmente para garantir uma proteção adequada contra as sobretensões, uma vez que estas podem muitas vezes causar danos irreparáveis nas instalações elétricas e nos equipamentos elétricos.

A corrente máxima do descarregador de sobretensão indica o valor máximo de corrente que o descarregador pode derivar à terra sem se danificar. No caso de o valor da corrente ser superior ao valor da corrente máxima, o descarregador funcionará de forma correta mas ficará inutilizável (indusmelec, 2015). Estes componentes geralmente são ligados em paralelo com os

circuitos/cargas a proteger. Para que o descarregador de sobretensões funcione de forma eficaz e correta, toda a instalação elétrica deve ser ligada à mesma terra, uma vez que estes vão conduzir sobretensões para a terra. Deste modo, foram ligadas as fases positiva e negativa e a terra nos descarregadores de sobretensão de três polos da marca *OBO*, modelo FV V20 1000 V_{DC}, cujo seu *datasheet* se apresenta no Anexo E.7. Não foram utilizados interruptores, uma vez que os inversores utilizados possuíam um *switch* de desacoplamento AC/DC que efetuava o corte tanto a nível DC, como a nível AC.

Entre os porta-fusíveis e os descarregadores de sobretensão encontram-se os repartidores modulares da marca *Legrand* com 2 polos (bipolar) que funcionam como barramento, onde todas as *strings*, por polaridade, se vão ligar. Cada repartidor encontra-se ligado em paralelo com os descarregadores de sobretensão correspondentes, sendo que cada repartidor serve apenas para um MPPT dos inversores (cada inversor tem apenas um MPPT). Do repartidor, as *strings* seguem assim para os inversores.

Os fusíveis para DC fotovoltaicos são componentes de proteção de pessoas e equipamentos contra sobrecargas, estando concebidos para trabalhar em DC e, deste modo, proteger a parte DC da instalação, permitindo também o seu deslastre. A sua função está associada ao isolamento elétrico das *strings* (PortalEnergia, 2014 a).

O dimensionamento dos mesmos segue a norma IEC 60364-7-712 e deve ser realizado para uma tensão máxima de circuito aberto (V_{oc}) a uma temperatura de -10°C e para uma corrente de serviço máxima ($I_{B,DC}$) 1,25 vezes superior à corrente de curto-circuito de uma *string*, uma vez que a proteção efetuada foi por *string*, em série ou em paralelo.

O valor de V_{oc} (-10°C) já foi calculado anteriormente, sendo este dado por:

$$V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta\left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{oc}.$$

Por sua vez, a corrente de serviço máxima ($I_{B,DC}$) é dada por $I_{B,DC} = 1,25 \times I_{sc,string}$ que neste caso será igual a $I_{max,cabo}$.

As *strings* isoladas foram ligadas diretamente aos inversores, estando estas também constituídas por 23 e 24 módulos. Deste modo, aplicando a equação (5.5) e fazendo os cálculos para o pior caso de cada situação, existem assim as opções 1 e 2, para 23 e 24 módulos, podendo estas ser de *strings* simples ou em paralelo.

1. Para 23 módulos:

- *Strings* isoladas

$$\begin{aligned}
 V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{35^\circ\text{C} \times \Delta\left(\frac{\%}{^\circ\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{oc} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{35^\circ\text{C} \times (-0,31)}{100}\right) \times 38,6 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= 42,79 \text{ V} \tag{5.23}
 \end{aligned}$$

Assim sendo, $42,79\text{V} \times 23 \text{ módulos} = 984,17 \text{ V}$

Em condições STC:

$$I_{B,DC} = 1,25 \times I_{sc,string} = 1,25 \times 9,03 = 11,29 \text{ A} \tag{5.24}$$

Em condições NOCT:

$$I_{B,DC} = 1,25 \times I_{sc,string} = 1,25 \times 7,36 = 9,2 \text{ A} \tag{5.25}$$

- Duas *strings* em paralelo

O valor de V_{oc} é igual ao obtido para a *string* isolada, ou seja, $984,17 \text{ V}$.

Em condições STC:

$$I_{B,DC} = 2 \times 1,25 \times I_{sc,string} = 2 \times 1,25 \times 9,03 = 22,58 \text{ A} \tag{5.26}$$

Em condições NOCT:

$$I_{B,DC} = 2 \times 1,25 \times I_{sc,string} = 2 \times 1,25 \times 7,36 = 18,4 \text{ A} \tag{5.27}$$

2. Para 24 módulos:

- *Strings* isoladas

$$\begin{aligned}
 V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{35^\circ\text{C} \times \Delta\left(\frac{\%}{^\circ\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{oc} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= \left(1 - \frac{35^\circ\text{C} \times (-0,31)}{100}\right) \times 38,6 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_{oc}(\text{Módulo } a - 10^\circ\text{C}) &= 42,79 \text{ V} \tag{5.28}
 \end{aligned}$$

Assim sendo, $42,79 \text{ V} \times 24 \text{ módulos} = 1026,96 \text{ V}$.

Em condições STC:

$$I_{B,DC} = 1,25 \times I_{sc,string} = 1,25 \times 9,03 = 11,29 \text{ A} \quad (5.29)$$

Em condições NOCT:

$$I_{B,DC} = 1,25 \times I_{sc,string} = 1,25 \times 7,36 = 9,2 \text{ A} \quad (5.30)$$

- Duas *strings* em paralelo

O valor de V_{oc} é igual ao obtido para a *string* isolada, ou seja, 1026,96 V.

- Em condições STC:

$$I_{B,DC} = 2 \times 1,25 \times I_{sc,string} = 2 \times 1,25 \times 9,03 = 22,58 \text{ A} \quad (5.31)$$

Em condições NOCT:

$$I_{B,DC} = 2 \times 1,25 \times I_{sc,string} = 2 \times 1,25 \times 7,36 = 18,4 \text{ A} \quad (5.32)$$

Pela observação dos resultados obtidos, segundo as condições STC, poder-se-ia escolher fusíveis de 12 A e 25 A. No entanto, pelas condições NOCT que são as que se aproximam mais da realidade, os fusíveis escolhidos poderiam ser de 10 A e de 20 A. Perante estas situações, optou-se por escolher o valor de 20 A das condições NOCT para as *strings* que se encontravam em paralelo, sendo que para as *strings* isoladas, uma vez que existiam fusíveis de 12 A em *stock* na empresa, não se optou por escolher fusíveis de 10 A, mas sim de 12 A. Assim, para as situações em que estão quatro *strings* em paralelo duas a duas (os chamados y's) e uma *string* isolada (inversores 1, 2, 4 e 8), foram utilizados três porta-fusíveis, onde dois deles, seriam para se utilizar fusíveis de 20 A (Figura 5.19 c)), correspondendo aos y's, e o restante, para utilizar um fusível de 12 A, correspondendo à *string* isolada (Figura 5.19 a)). Relativamente aos inversores constituídos apenas por dois y's (inversores 3, 5, 6 e 7), estes têm apenas dois porta-fusíveis onde se colocaram fusíveis de 20 A, um para cada um (Figura 5.19 b)).

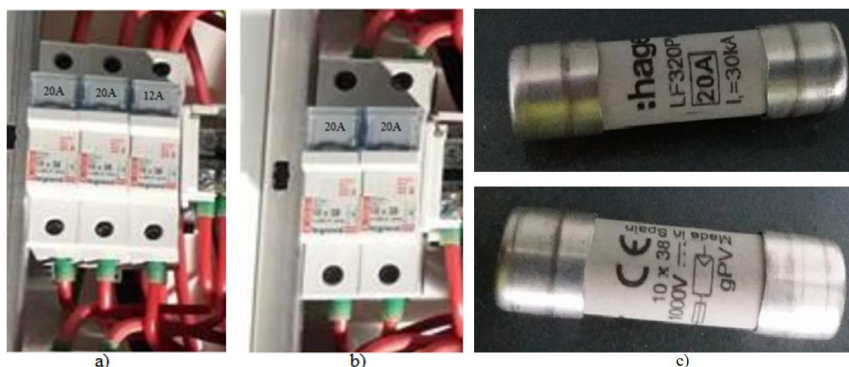


Figura 5.19 – a) Porta-fusíveis para fusíveis de 20 A e 12 A, b) Porta-fusíveis de fusíveis de 20 A, c) Exemplo de um fusível de 20 A.

Os fusíveis foram assim colocados um por cada cabo proveniente dos módulos fotovoltaicos, com polaridade positiva, sendo do tipo gPV (g – atua para sobrecargas e curto-circuitos) da marca *hager* 1000 V_{DC} 10 × 38 mm, contendo portanto as características necessárias para operarem no sistema fotovoltaico. Assim sendo, os seccionadores de fusíveis são unipolares, uma vez que só se está a proteger o polo positivo. Apesar disto, o fusível protege toda a *string*, uma vez que se o fusível fundir, o circuito ficará em aberto, deixando de estar em carga. Por sua vez, os fusíveis foram colocados dentro dos seccionadores de fusíveis (Anexo E.8) da marca *Legrand* 1000 V_{DC}, sendo estes seccionadores equipados com fusíveis de 12 A ou 20 A de acordo com a configuração utilizada.

- Dimensionamento de Cablagem DC

É fundamental que ao se instalar um sistema fotovoltaico se utilize e dimensione a cablagem, de forma a que esta tenha um tempo de vida idêntico aos dos módulos e dos inversores desse mesmo sistema. Além disso, é também importante que exista um correto dimensionamento das proteções numa instalação fotovoltaica para que não hajam perdas acima do normal.

Os cabos podem ser de cobre ou de alumínio, existindo neste sistema dois tipos de cablagem possíveis que foram utilizadas: uma para a parte DC e outra para a parte AC.

Segundo a norma europeia IEC 60364-7-712 – “Instalações elétricas nos edifícios - requisitos para instalação ou localizações espaciais - sistemas solares fotovoltaicos”, o cabo DC terá no mínimo, de suportar correntes de curto-circuito 1,25 vezes superiores à corrente de curto-circuito de uma *string*, tal como indica a equação (5.33). O valor de $I_{SC,string}$ (corrente de curto-circuito de uma *string*) é retirado do *datasheet* dos módulos fotovoltaicos.

$$I_{máx.cabo} = 1,25 \times I_{SC,string} = 1,25 \times 9,03 A = 11,29 A \quad (5.33)$$

O valor de corrente máxima que o cabo DC teria assim de suportar é de 11,29 A. Deste modo, e como era um tipo de cabo já existente na empresa e anteriormente utilizado pela mesma, foi escolhido um cabo com secção mínima (S_{cabo}) de 6 mm² (Anexo E.4) que permite correntes até 57 A. Sendo este valor de corrente superior ao obtido pela equação 5.33, não existia assim qualquer problema na sua utilização. No entanto, poderia ter sido utilizado outro cabo de secção inferior, desde que este continuasse a permitir valores de corrente superiores a 11,29 A.

Perante esta norma, as perdas máximas no cabo a considerar são de 1%, pelo que utilizando a equação 5.34 é possível obter as perdas espectáveis no cabo.

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{mpp}}{S_{cabo} \times \sigma}, \text{ em percentagem: } P_{DC}(\%) = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 \quad (5.34)$$

Onde,

P_{DC} – Potência de perdas em corrente contínua no cabo (W);

L_{cabo} – Comprimento do cabo elétrico entre uma *string* e o inversor (m);

I_{mpp} – Corrente de serviço da *string* (A);

S_{cabo} – Secção do cabo (mm^2);

σ – Condutividade elétrica do material ($56 S.m/mm^2$ para cobre e $43 S.m/mm^2$ para alumínio);

P_{string} – Potência da/s *string*/s (W).

Como já foi referido, além de uma *string* usada isoladamente, foram também associadas duas *strings* iguais com o mesmo número de módulos em paralelo ao mesmo cabo, tendo sido estas de 23 e 24 módulos.

As *strings* isoladas foram ligadas diretamente aos inversores, sendo estas também constituídas por 23 e 24 módulos. Deste modo, aplicando a equação (5.34) e efetuando-se os cálculos para o pior caso de cada situação, tem-se as opções 1 e 2 para os 23 e 24 módulos com *strings* isoladas e em paralelo.

1. Para 23 módulos:

- *Strings* isoladas com $L_{cabo} = 110 m$ e I_{mpp} de valor igual ao I_{mp} do módulo, isto é,

$$I_{mpp} = 8,44 A$$

$$P_{string} = 23 \text{ módulos} \times 265 Wp = 6095 W \quad (5.35)$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{mpp}}{S_{cabo} \times \sigma} = \frac{2 \times 110 \times 8,44}{6 \times 56} = 5,53 W,$$

$$\text{em percentagem: } P_{DC}(\%) = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 = \frac{5,53}{6095} \times 100 = 0,09\% \quad (5.36)$$

- Duas *strings* em paralelo com $L_{cabo} = 110 m$ e $I_{mpp} = I_{mp} = 2 \times 8,44 = 16,88 A$

$$P_{string} = 23 \text{ módulos} \times 265 Wp = 6095 W \quad (5.37)$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{mpp}}{S_{cabo} \times \sigma} = \frac{2 \times 110 \times 16,88}{6 \times 56} = 13,26 W,$$

$$\text{em percentagem: } P_{DC}(\%) = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 = \frac{13,26}{6095} \times 100 = 0,22\% \quad (5.38)$$

2. Para 24 módulos:

- *Strings* isoladas com $L_{cabo} = 110 \text{ m}$ e $I_{mpp} = I_{mp} = 8,44 \text{ A}$

$$P_{string} = 24 \text{ módulos} \times 265 \text{ Wp} = 6360 \text{ W} \quad (5.39)$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{mpp}}{S_{cabo} \times \sigma} = \frac{2 \times 110 \times 8,44}{6 \times 56} = 5,53 \text{ W}, \quad (5.40)$$

$$\text{em percentagem: } P_{DC}(\%) = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 = \frac{5,53}{6360} \times 100 = 0,09\%$$

- Duas *strings* em paralelo com $L_{cabo} = 110 \text{ m}$ e $I_{mpp} = I_{mp} = 2 \times 8,44 = 16,88 \text{ A}$

$$P_{string} = 24 \text{ módulos} \times 265 \text{ Wp} = 6360 \text{ W} \quad (5.41)$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{mpp}}{S_{cabo} \times \sigma} = \frac{2 \times 110 \times 16,88}{6 \times 56} = 13,26 \text{ W},$$

$$\text{em percentagem: } P_{DC}(\%) = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 = \frac{13,26}{6360} \times 100 = 0,21\% \quad (5.42)$$

Pelos valores obtidos constata-se que os valores das perdas de potência na cablagem DC não ultrapassarão 1%, uma vez que o maior valor é de 0,22% em condições STC. Por norma, estes valores obtidos vão ser inferiores na realidade, uma vez que os equipamentos não funcionam 100% nestas condições.

- Quadro de Corrente Alternada

O Quadro de corrente alternada (Q_{AC}) situa-se logo após a saída dos inversores, tendo sido instalado uma caixa de proteção AC com os seguintes equipamentos da marca ABB (Anexo H.2):

- 1 disjuntor de corte com quatro polos, com corrente estipulada de 400 A e poder de corte de 50 kA (4P 4D (N50%) 400 A 50 kA);
- 1 descarregador de sobretensões AC trifásico $I_n = 20 \text{ kA}$ $I_{m\acute{a}x} = 40 \text{ kA}$;
- 8 interruptores diferenciais 4P 63 A 300 mA, ou seja, 8 interruptores diferenciais tetrapolares com uma sensibilidade de 300 mA e 63 A de corrente nominal;
-

- 8 disjuntores 4P 50 A 6 kA curva C, ou seja, disjuntor termomagnético tetrapolar de corrente estipulada de 50 A e poder de corte 6 kA curva C, com a finalidade de proteger a cablagem utilizada;
- 1 quadro metálico da ABB/caixa de proteção AC, CLASSE II, com altura de 1400 mm, largura 50 mm e 275 mm de profundidade.

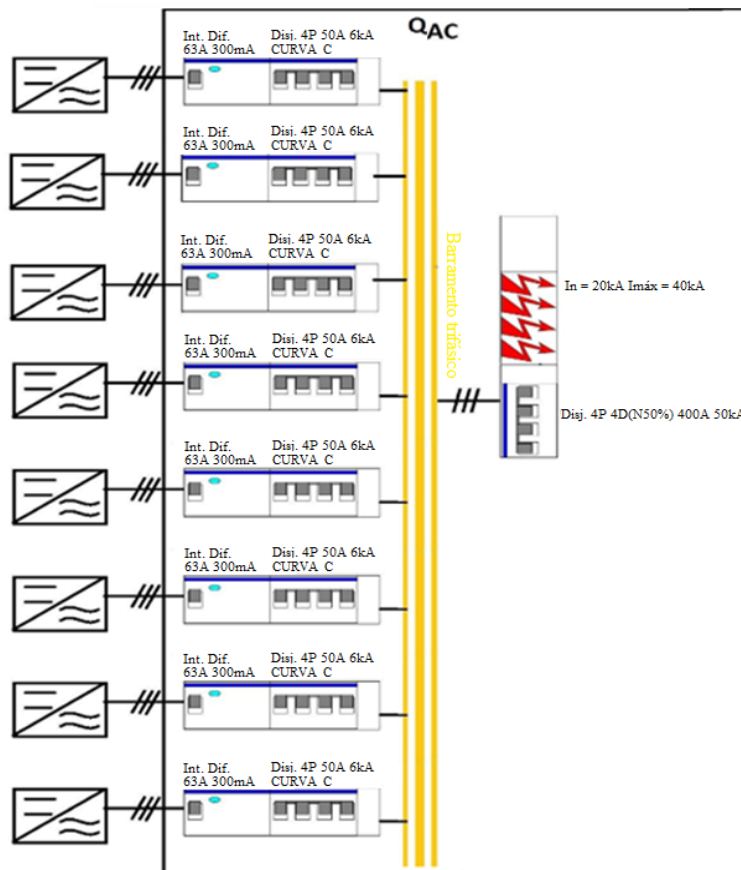


Figura 5.20 - Quadro AC.

- Dimensionamento da Cablagem e Proteções AC contra sobrecargas

De modo a ser conseguida uma correta, fiável e económica escolha da cablagem e das proteções AC, é necessário realizar-se o seu dimensionamento. Estes têm como objetivo garantir a segurança quer de pessoas quer de materiais, (Matos, A., 1996), sendo por isso essencial que exista o cumprimento das condições técnicas apresentadas pelas equações (5.43) e (5.44).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (5.43)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \quad (5.44)$$

Onde as correntes (em ampères) se encontram definidas na Figura 5.21.

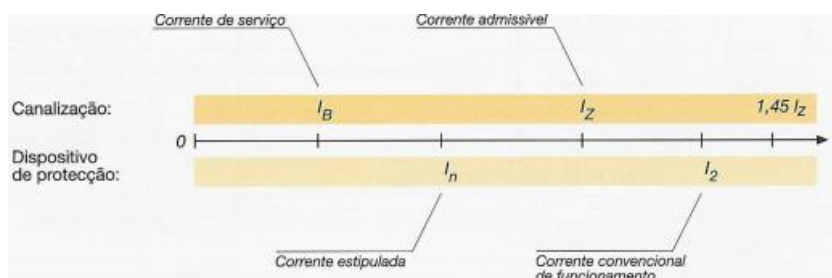


Figura 5.21 – Esquema das várias correntes para o dimensionamento das instalações, para proteções contra sobrecargas.

Através do valor de corrente máxima que o inversor tem à saída, apresentado no *datasheet* do inversor, ou seja, $I_B = 39,1 \text{ A}$, recorreu-se às Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão (RTIEBT) com o objetivo de ser escolhido o método da instalação da cablagem, segundo a Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Correntes admissíveis (A) utilizadas para o dimensionamento do cabo (Portaria nº 949-A/2006, 2006).

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência A, B e C
(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Três condutores carregados
- Cobre ou alumínio
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Método de referência		
	A	B	C(*)
<i>Condutores de cobre</i>			
1,5	17,0	20,0	22
2,5	23	28	30
4	31	37	40
6	40	48	52
10	54	66	71
16	73	88	96
25	95	117	119
35	117	144	147
50	141	175	179
70	179	222	229
95	216	269	278
120	249	312	322
150	285	-	371
185	324	-	424
240	380	-	500
300	435	-	576
<i>Condutores de alumínio</i>			
2,5	19,0	22	24
4	25	29	32
6	32	38	41
10	44	52	57
16	58	71	76
25	76	93	90

Para esta instalação foi escolhido o método de referência B que representa a instalação de condutores isolados ou cabos mono ou multicondutores em calhas fixadas a elementos da construção em percursos horizontais (Portaria nº 949-A/2006, 2006).

Uma vez que foi escolhido um cabo com alma condutora em cobre e isolamento XLPE para uma ligação trifásica, terá de ser três condutores carregados (Tabela 5.2). Deste modo, consultando a tabela, para um valor de $I_B = 39,1 A$, a secção mínima do condutor é $S_{cabo} = 6 mm^2$.

Relativamente aos dispositivos de proteção a utilizar e dado que $I_B = 39,1 A$, experimentando um disjuntor de 40 A ($I_n = 40 A$), obtém-se pela Tabela 5.2, o valor de $I_z = 48 A$ para uma secção de $S_{cabo} = 6 mm^2$. Por sua vez, o valor de I_2 foi obtido da Tabela 5.3 das correntes estipuladas para os disjuntores, sendo que para um valor de $I_n = 40 A$ se tem $I_2 = 58 A$.

Tabela 5.3 – Correntes estipuladas para disjuntores.

Corrente estipulada $I_n(A)$	Corrente convencional de não funcionamento $I_{nf}(A)$	Corrente convencional de funcionamento $I_2 (A)$
10	11	14
16	18	23
20	22	29
25	28	36
32	36	46
40	45	58
50	56	72
63	71	91
80	90	116
100	113	145
125	141	181
160	168	216
200	210	270
250	263	338
315	331	425
400	420	540
500	525	675
630	662	851
800	840	1080
1000	1050	1350

Assim, aplicando as equações (5.43) e (5.44) anteriormente apresentadas, para o valor de $I_B = 39,1A$, tem-se as condições (5.45) e (5.46).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \Leftrightarrow 39,1 \leq 40 \leq 48 \quad (5.45)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \Leftrightarrow 58 \leq 1,45 \times 48 \Leftrightarrow 58 \leq 69,6 \quad (5.46)$$

Ambas as condições são cumpridas, mas tendo em conta que o valor da corrente máxima que o inversor tem à saída é muito próxima do valor da corrente de disparo do disjuntor, sendo esta variação de valores muito pequena, o disjuntor dispararia à mínima oscilação da corrente quando esta toma valores na ordem dos 39 A. Deste modo, para o bom funcionamento do sistema, optou-se por aumentar o valor da corrente nominal do disjuntor para 50 A ($I_n = 50 A$), verificando-se a condição (5.47).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \Leftrightarrow 39,1 \leq 50 \leq 48 \quad (5.47)$$

A condição (5.47) não é cumprida, tendo por isso de se aumentar a secção do cabo para o valor seguinte, ou seja, S_{cabo} passa assim a ser 10 mm^2 , pelo que, pela Tabela 5.2, o valor de I_Z para esta secção é de 66 A. Após realizar esta correção do valor da secção do cabo, tem-se a condição (5.48).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \Leftrightarrow 39,1 \leq 50 \leq 66 \quad (5.48)$$

Para o valor de I_2 , pela Tabela 5.3, tem-se $I_2 = 72 A$, pelo que se tem a condição (5.49).

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \Leftrightarrow 72 \leq 1,45 \times 66 \Leftrightarrow 72 \leq 95,7 \quad (5.49)$$

Constata-se que as condições (5.48) e (5.49) são cumpridas, tendo sido assim escolhido o condutor de cobre flexível RV-K (0,6/1 kV) 5G10 mm^2 . Por outro lado, dado que a distância máxima que o cabo iria atingir era de quatro metros no pior cenário e tendo em conta que os inversores se situam próximo do quadro AC, a queda de tensão foi desprezada, uma vez que era praticamente nula.

- Dimensionamento da Cablagem para o Qradro de Injeção

O quadro de injeção é o quadro de AVAC que se encontra por baixo da zona técnica a cerca de 16 m de distância. Deste modo, teve que se proceder ao dimensionamento da cablagem de interligação entre o quadro AC e o quadro de AVAC.

Recorreu-se novamente às RTIEBT onde, pelos exemplos de modos de instalação se verificou que era um caso de “cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados, sendo o método de referência “E” ou “F”.

Tabela 5.4 - Correntes admissíveis (A) utilizadas para o dimensionamento do cabo (Portaria nº 949-A/2006, 2006).

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência E, F e G
(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Alumínio
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
Mét. ref.⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna⇒	1	2	3	4	5	6	7
2,5	28	24	-	-	-	-	-
4	38	32	-	-	-	-	-
6	49	42	-	-	-	-	-
10	67	58	-	-	-	-	-

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
Mét. ref.⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna⇒	1	2	3	4	5	6	7
16	91	77	-	-	-	-	-
25	108	97	121	103	107	138	122
35	135	120	150	129	135	172	153
50	164	146	184	159	165	210	188
70	211	187	237	206	215	271	244
95	257	227	289	253	264	332	300
120	300	263	337	296	308	387	351
150	346	304	389	343	358	448	408
185	397	347	447	395	413	515	470
240	470	407	530	471	492	611	561
300	543	471	613	547	571	708	652
400	-	-	740	663	694	856	792
500	-	-	856	770	806	991	921
630	-	-	996	899	942	1 154	1 077

(1) - Para $S \leq 16 \text{ mm}^2$, admite-se que os condutores eram de secção circular e para $S > 16 \text{ mm}^2$, de secção sectorial (aplicável também a condutores de secção circular).

(2) - Afastamento não inferior ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (De).

Efetuiu-se o cálculo da corrente máxima de serviço para esta cablagem de interligação de quadros. Assim, e tendo em conta a corrente máxima de cada inversor, determina-se I_B através da equação 5.50.

$$I_B = 8 \times 39,1 = 312,8 \text{ A} \tag{5.50}$$

Deste modo, consultando a Tabela 5.4, para um valor de $I_B = 312,8 \text{ A}$ e uma vez que se tratavam de três condutores colocados em esteira, sem afastamento em caminho de cabos perfurado, pelo método F, a secção mínima necessária é $S_{cabo} = 150 \text{ mm}^2$. Também pela mesma tabela, verifica-se que tem o valor de $I_z = 358 \text{ A}$ para essa mesma secção. No entanto,

estando estes cabos ligados a um disjuntor de corte, para um valor de $I_n = 400 A$ e recorrendo à Tabela 5.3, $I_2 = 540 A$. Assim, para o valor de I_B obtido, tem-se a condição (5.51).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \Leftrightarrow 312,8 \leq 400 \leq 358 \quad (5.51)$$

A condição (5.51) não é cumprida, tendo por isso de se aumentar a secção do cabo para o valor seguinte, ou seja, S_{cabo} passa assim a ter uma secção de 185 mm^2 , pelo que o valor de I_Z para esta secção é de $413 A$, retirado da Tabela 5.2. Após realizar esta correção do valor da secção do cabo, pode-se ter a condição (5.52).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \Leftrightarrow 312,8 \leq 400 \leq 413 \quad (5.52)$$

Sendo $I_2 = 540 A$, então obtém-se a condição (5.53).

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \Leftrightarrow 540 \leq 1,45 \times 413 \Leftrightarrow 540 \leq 598,85 \quad (5.53)$$

Constata-se que as condições (5.52) e (5.53) são cumpridas, tendo sido utilizado o cabo monocondutor de alumínio LXV (0,6/1kV) 1x185. Neste caso o cabo escolhido foi de alumínio ao contrário dos outros que foram de cobre, devido ao seu custo ser de valor bastante inferior ao de cobre, tendo-se colocado um cabo por fase.

Estes cabos ligam-se assim ao disjuntor da marca *Hager* que se encontra no quadro de AVAC e que tem uma corrente estipulada de $400 A$.

A queda de tensão (ΔU) em volts, é considerado um dos argumentos utilizadas para avaliar a qualidade de serviço. Para o seu cálculo é necessário determinar o valor da resistência do cabo dependendo da natureza da alma condutora (cobre ou alumínio) e da secção do cabo, ajustando o valor da resistência para a temperatura de funcionamento recorrendo-se a um coeficiente de correção da resistência (K_θ), obtido pela fórmula (5.54).

$$K_\theta = (1 + \alpha(\theta_2 - \theta_1)) \quad (5.54)$$

Através desta fórmula e dos valores presentes na Tabela 5.5, é possível obter os valores para 70°C e 90°C . Esta temperatura de funcionamento está limitada pelo tipo de isolamento utilizado (PVC e XLPE).

Tabela 5.5 – Coeficiente de Correção da Resistência com a Temperatura.

Temperatura Referência (°C)	Isolamento	Temperatura Máxima de Funcionamento (°C)	Coeficiente de Correção da Resistência (K_{θ}) Condutores de Alumínio
θ_1		θ_2	$\alpha = 0,0038$
20	PVC	70	1,19
	XLPE	90	1,266

O valor da resistência para 20°C e 90°C é dada pela equação (5.55) e (5.56), respetivamente.

$$R_{20^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} = \rho_{Al_{20^{\circ}\text{C}}} \times \frac{L_{\text{cabo}}}{S_{\text{cabo}}} = \frac{1}{43} \times \frac{16}{185} = 2,011 \times 10^{-3} \Omega \quad (5.55)$$

$$\begin{aligned} R_{90^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} &= R_{20^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} \times K_{\theta_{90^{\circ}\text{C}}} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow R_{90^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} &= (2,011 \times 10^{-3}) \times 1,266 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow R_{90^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} &= 2,5463 \times 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (5.56)$$

Dada a natureza da alma condutora do cabo ser de alumínio e sabendo-se o comprimento do mesmo (L_{cabo}) e o valor da resistência, pode-se assim determinar a queda de tensão pela expressão 5.57, sendo que a corrente que atravessa este cabo é a corrente de serviço (I_B).

$$\Delta U = R_{90^{\circ}\text{C}_{185\text{ mm}^2}} \times I_B = 2,5463 \times 10^{-3} \times 312,8 = 1,73 \text{ V} \quad (5.57)$$

Dado que o valor obtido para a queda de tensão é muito pequeno, pelo que pode ser desprezado.

- Contador

A fim de efetuar a contagem de produção em BT, foi necessário instalar um contador de produção e um sistema de telecontagem (SunEnergy, 2017 a).

Deste modo, foi instalado um contador *Itron modelo SL7000* trifásico, de contagem indireta depois do quadro de corrente alternada, cujo *datasheet* se encontra no Anexo E.3. Este tipo de contadores já era utilizado pela empresa na maioria das instalações, pelo que, dado o conhecimento prévio das suas características, funcionamento e fiabilidade e visto nunca ter dado quaisquer tipo de problemas, não foi considerado necessário a realização de um estudo de mercado, por forma a encontrar outro tipo de equipamento.

Assim, adquiriu-se a caixa do contador, o contador e, além disso, a antena e o modem GSM que serve para realizar a interface de comunicação de contadores elétricos, permitindo a troca de dados com sistemas remotos *Automatic Meter Reading* (AMR) ou *Automatic Meter Management* (AMM).

Sendo o contador de contagem indireta, foi necessário instalar nos barramentos do Q_{AC} transformadores de corrente (TI) trifásicos fechados por cada fase (L1, L2 e L3) (Figura 5.22), que medem a corrente em cada fase. Os TI's foram escolhidos segundo o valor da potência nominal 216 kW:

$$\begin{aligned}
 P &= \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 7216 \times 10^3 &= \sqrt{3} \times 400 \times I \times 1 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow I &= \frac{216 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow I &= 311,769 \text{ A}
 \end{aligned} \tag{5.58}$$

Obtendo-se um valor por fase de 311,769 A, escolheram-se TI's com uma razão de transformação de 400/5.

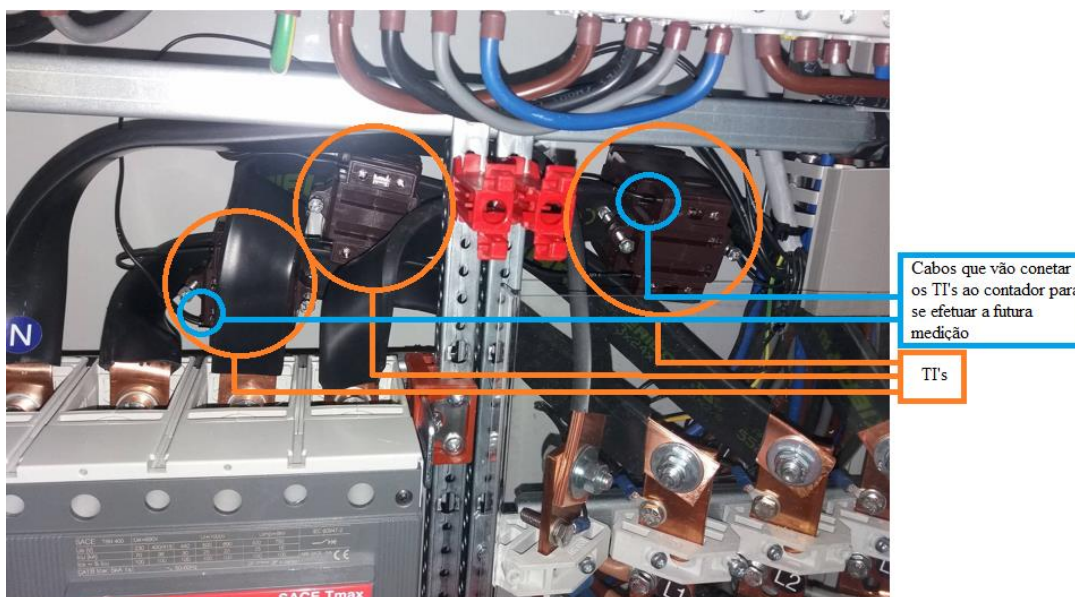


Figura 5.22 – Transformadores de Intensidade (TI's).

Após a colocação dos TI's, da caixa do contador e do contador, efetuaram-se as ligações através de cabos de ligação, entre os transformadores de intensidade (TI's) e os vários números do contador, consoante os números relativos às três fases, seguindo o esquema de ligações representado na Figura 5.23 a).

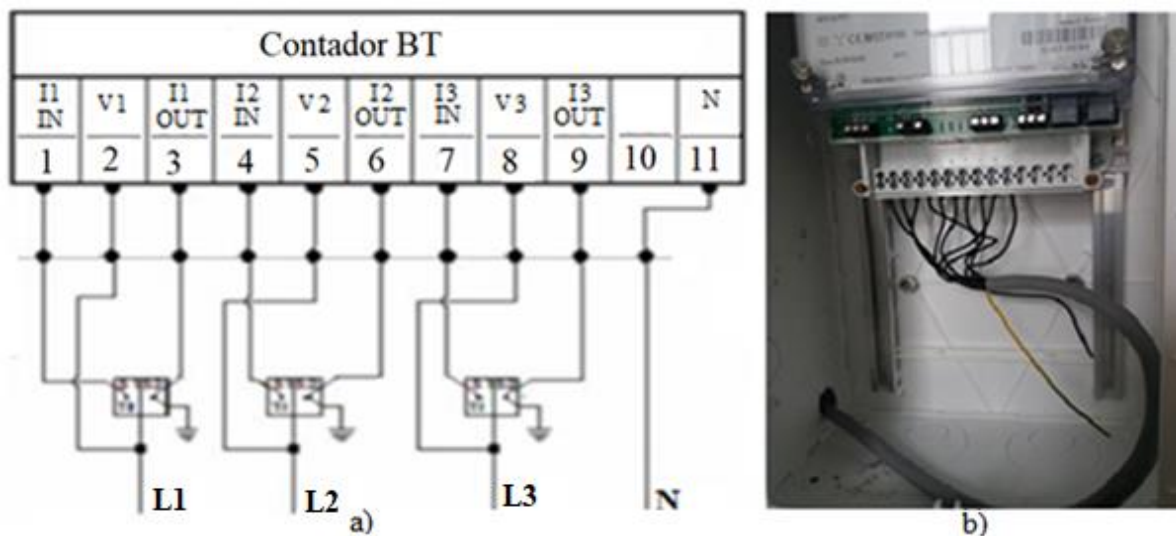


Figura 5.23 – a) Esquema de ligações de um contador trifásico com ligação indireta entre os TI's e o contador de BT, b) Cabos de ligação dos TI's ao contador (Dias, A., 2010).

Depois destas ligações, efetua-se a ligação entre o modem e o contador, sendo que depois de colocado o modem, para que o sistema de GSM fique a funcionar é necessário inserir um cartão SIM, como se fosse um telemóvel normal. Este cartão está associado ao contador que foi instalado e é a partir daí que se realizam as comunicações futuras (Dias, A., 2010).

5.5.1 Calhas e Caminhos de Cabos

Para a proteção física da cablagem contra agentes externos, foi exigido pelo engenheiro da Plural a utilização de calhas e respetivas tampas com proteção UV. Deste modo, para a zona exterior (zona do telhado) foi colocada calha perfurada 100x50 de cor cinzenta, bem como tampas de cor cinzenta, ambas com proteção UV. Também esta cor foi exigida por ser da mesma cor do telhado, isto é, por questões de estética.

Também na zona técnica, para a passagem da cablagem entre os diversos equipamentos e igualmente por questões de estética, foram utilizadas calhas e tampas com as mesmas características.

Na zona do telhado foi necessário realizar dois caminhos de cabos, um para passagem da cablagem do telhado mais afastado pelo interior até à zona técnica, e outro para passagem da cablagem dos telhados superiores até à zona técnica.



Figura 5.24 - Caminho de cabos dos telhados superiores.

É ainda importante salientar que para interligar todo o sistema, de modo a que ele esteja todo ao mesmo potencial, foi colocado um cabo de proteção ligado à armadura dos módulos fotovoltaicos que vai ligar ao barramento de terra do quadro DC e deste, ao barramento de terra do quadro AC (Anexo F). Deste último será ligado ao barramento de terra do quadro de injeção, que nesta situação se localiza no quadro de AVAC.

5.5.2 Registo do Sistema Solar Fotovoltaico

Depois de todos os acordos realizados entre a empresa e o cliente, ocorreu o registo do produtor e da instalação através do SERUP, na plataforma da DGEG (Figura 5.25). Este registo servirá para efetuar o pedido das credenciais que darão acesso à entrada na plataforma para preenchimento de um formulário com vários dados referentes à instalação e com possibilidade de futuras visualizações. Após o preenchimento do formulário, essas credenciais serão então enviadas para o e-mail colocado aquando do preenchimento do formulário.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

[Login](#) | [Eventos](#) | [Novidades DR](#) | [Contactos](#) | [Mapa do site](#)

[Energias Renováveis](#) | [Eficiência Energética](#) | [Combustíveis](#) | [Energia Elétrica](#) | [Recursos Hidrogeológicos e Geotérmicos](#) | [Minas e Pedreiras](#) | [Informação Geográfica](#)

[Página inicial](#) > [Áreas Setoriais](#) > [Energia Elétrica](#) > [Registo de Unidades de Produção \(SERUP\)](#) > [SERUP - Registo de Entidades](#)

Nome / Denominação Social *
 NIF / NIPC *
 N.º CC ou BI Data Emissão CC ou BI ...
 Certidão de Registo Comercial
 OU
 Código de Acesso
 Morada *
 Código Postal * -
 E-mail *
 Telefone *










Figura 5.25 – Formulário do registo dos dados do produtor e da instalação para pedido de credenciais (SERUP, 2018).

Uma vez que se trata de uma UPAC, o formulário que teve de ser preenchido, encontra-se representado na Figura 5.26, onde se encontram campos a preencher para registar a UPAC, bem como para caracterizar a Unidade de Produção de Autoconsumo e caracterização da Instalação de utilização da UPAC.

Imprimir | Vista | Refrescar

Nome / Denominação Social * Plural-Cooperativa Farma

NIF / NIPC * [REDACTED]

E-mail * [REDACTED]

Telefone * [REDACTED]

Registo UPP **Registo UPAC** Mera comunicação prévia

N.º Pedido UPAC [REDACTED] Estado Concluído

Data Submissão 2017-02-15 Hora Submissão 16:11

Pessoa de Contacto * Plural-Cooperativa Farma

Telemóvel * [REDACTED]

Pretende injetar energia na rede * Sim Não

Instalação de utilização ligada à rede * Sim Não

Potência Contratada * 744.00 (kW / KVA)

Potência Instalada * 224.98 (KW)

Fonte primária:

Solar * Sim Não

Hídrica * Sim Não

Eólica * Sim Não

Biomassa * Sim Não

Biogás * Sim Não

Não Renovável * Sim Não

Pretende transacionar Garantias de Origem * Sim Não

N.º Cadastro [REDACTED]

Data Limite Pedido de Inspeção 2018-07-02 Nova Data Limite Pedido de Inspeção [REDACTED]

Data Pedido de Inspeção 2017-07-10

Pedido de Prorrogação Aceite Sim Não

Data Pedido de Prorrogação [REDACTED]

Faturação / Pagamento Apreciação Sob Reserva Audiência Promotor

Caracterização da Unidade de Produção Autoconsumo **Caracterização da Instalação de utilização da UPAC**

Pretende injetar energia na rede Sim Não

Potência Instalada 224.98 (kW)

Potência Instalada 224.98 (KVA)

Fonte primária:

Solar * Sim Não

Hídrica * Sim Não

Eólica * Sim Não

Biomassa * Sim Não

Biogás * Sim Não

Não Renovável * Sim Não

Tipo de Tecnologia * Fotovoltaica

Morada da Unidade de Produção * Rua da Constituição (EN11)

Código Postal * 3025 - 031 Coimbra

Informações complementares

Produtor sujeito ao regime jurídico da contratação pública (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou sujeito a procedimentos especiais de que dependa a construção e exploração da UP, nomeadamente, quando a fonte a utilizar sejam recursos hídricos (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou em que a UP esteja localizada nas regiões autónomas dos Açores ou Madeira (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) *

Sim Não

Localização da Unidade de Produção Autoconsumo *

Continente Região Autónoma da Madeira Região Autónoma dos Açores

Faturação / Pagamento Apreciação Sob Reserva Audiência Promotor

Caracterização da Unidade de Produção Autoconsumo **Caracterização da Instalação de utilização da UPAC**

E-mail [REDACTED]

Nome / Denominação Social * Plural-Cooperativa Farma

NIF / NIPC * [REDACTED]

Instalação de utilização ligada à rede * Sim Não

Nível de tensão de alimentação * MT

Nível de tensão de contagem * MT

Potência Contratada * 744.00 (kW / KVA)

Comercializador * Galp Power S.A.

Código de Ponto de Entrega (CPE) * PT0002000123325371QH

Figura 5.26 – Formulário referente à UPAC instalada na Plural (SERUP, 2018).

Após a finalização do preenchimento deste formulário foram pagos os valores das taxas recebidas no e-mail pelo cliente, segundo as indicações dadas pelo SERUP, seguindo-se a sua validação pela DGEG. Depois deste processo foi então possível efetuar o pedido de inspeção através do registo submetido, tendo sido posteriormente necessário o preenchimento e envio do Termo de Responsabilidade (Figura 5.27) e da Ficha de Identificação da Instalação Elétrica, já apresentada no capítulo 4.

Todo o processo de condução do registo da instalação no portal do SERUP da DGEG é assumido pela *SunEnergy*® (SunEnergy, 2017 a).

Instalações Eléctricas
Termo de responsabilidade

.....⁽¹⁾, com sede em detentora de alvará n.º emitido pelo INCI, I.P., com habilitação para o exercício de actividade devidamente enquadrado no regime jurídico aplicável à construção (Lei n.º 41/2015) de instalações de produção de energia eléctrica, declara haver executado a unidade de produção com n.º de cadastro, sita na⁽²⁾, de ...⁽³⁾ em conformidade com a legislação vigente e as regras técnicas aplicáveis, sob a responsabilidade do técnico⁽⁴⁾,.....⁽⁵⁾, inscrito na.....⁽⁶⁾ com o n.º

Declara-se que a referida unidade de produção se encontra instalada e em condições de entrar em exploração.

Potência instalada	Potência de ligação (caso aplicável)	Fonte	Tecnologia utilizada
224 985 W	216 000 W	Solar	Fotovoltaico

(Técnico responsável pela execução)

(A gerência)⁽⁷⁾

20__/__/__

¹ Nome da entidade instaladora

² Morada completa da unidade de produção

³ Nome do produtor

⁴ Nome do técnico responsável pela execução

⁵ Categoria Profissional

⁶ OET/OE/DGEG

⁷ Assinatura do representante da entidade instaladora com carimbo da empresa

Figura 5.27 – Termo de responsabilidade.

A partir deste momento já foi possível a instalação do sistema no local. Posteriormente, ocorreu a certificação da UP, realizada pela unidade certificadora entre o produtor e o comercializador de eletricidade (Figura 5.28), sendo que neste caso não se verifica venda da energia produzida à rede, pois a instalação está concebida para não existir injeção de corrente eléctrica na RESP. Por fim, foi então possível a ligação à rede, realizada pelo comercializador de eletricidade para produção e autoconsumo. Toda esta condução do registo da instalação na DGEG foi assumido pela *SunEnergy*®.


MINISTÉRIO DA ECONOMIA

 **Direção Geral
de Energia e Geologia**

CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO

UPAC

Localização da Unidade de Produção para Autoconsumo			
Morada:			
Localidade:			
Código Postal:			

Produtor	
Nome:	
NIF/NIPC:	

Entidade Instaladora/ Técnico Responsável pela Execução	
Entidade Instaladora: NRG - SISTEMAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS LDA	
N.º Alvará:	
Técnico Responsável pela Execução:	
N.º Técnico:	

Características da Unidade de Produção/ Sistema de contagem			
Solar (kW):	Hídrica (kW): -	Eólica (kW): -	Biomassa (kW): -
Biogás (kW):	Não renovável (kW): -		
Potência de Ligação (kW):			
Inversor(es) n.º(s):			
Contador de produção n.º:		Contador de venda n.º: -	
CPE consumo:		CPE produção: -	
Obs.: -			

Certificado de Exploração emitido nos termos do disposto no n.º 2, do art.º 14.º, do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Nota: As informações relativas às características da Unidade de Produção/Sistema de Contagem estão conforme declaração do produtor.

(Diretor-Geral)

Av. 5 de Outubro, 248 (Edifício Sta. Maria) 1069-203 Lisboa Tel.: 217 922 700/800 Fax: 217 939 548 Linha Azul: 217 922 861 www.dgeg.pt	Área Norte: Rua D. Diágo do Viso, 120 4269-002 Porto Telef.: 226 192 000 Fax: 226 192 199	Área Centro: Rua Clara da Pestana, 74 3030-163 Coimbra Telef.: 239 700 200 Fax: 239 405 611	Área Sul - Alentejo: Zona Industrial de Alentejo site 18 7005-639 Évora Telef.: 266 750 450 Fax: 266 743 530	Área Sul - Algarve: Rua Prof. António Pinheiro e Sousa 8000-546 Faro Telef.: 289 896 600 Fax: 289 896 691
---	---	---	---	--

Figura 5.28 - Certificado de Exploração emitido pela DGEG.

No final de todo o sistema implementado, e tal como acontecia em cada obra implementada, foi criado um manual do utilizador, bem como uma memória descritiva acerca da instalação fotovoltaica, com o objetivo de o cliente poder consultar e saber todos os pormenores necessários acerca da instalação. Nestes encontra-se ainda um esquema unifilar de toda a instalação, com todos os componentes que a constituem, tendo este sido realizado no *software*

AutoCad[®] (Anexo J). Todos os aspetos que neles se encontram, foram referidos ao longo deste relatório.

Por fim, apresenta-se o plano previsto de obra através do gráfico de *Gantt* (Figura 5.29) realizado através do *software Microsoft Project*[®] que indica o espaço temporal definido para a execução da obra, até ao dia 17 de Fevereiro de 2017. Este *software*, já lecionado durante a licenciatura, permite gerir projetos, contendo várias funções que permitem monitorizar e analisar dados, criar e atribuir tarefas, organizar o orçamento de um projeto, entre muitas outras funções (Microsoft Project, 2017). Por isso, antes de ir para obra, deve-se ter em conta todos estes aspetos previamente, de modo a que não ocorram derrapagens nos dias esperados para a execução da obra.

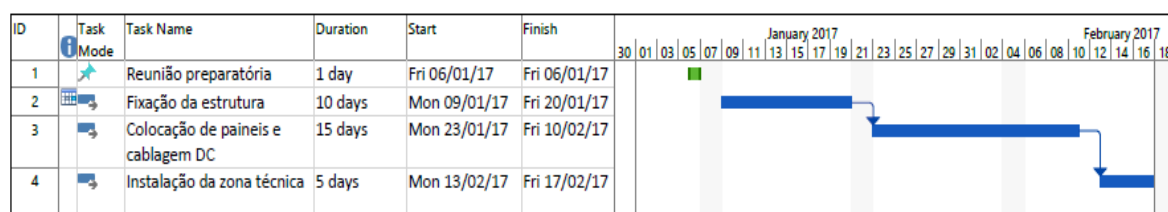


Figura 5.29 - Plano previsto de obra apresentado através do gráfico de *Gantt* realizado no *software Microsoft Project*[®].

Como a parte da construção da zona técnica ficou ao encargo dos responsáveis da Plural e este processo atrasou, impossibilitou o cumprimento do cronograma apresentado, pelo que se teve de prolongar o prazo de finalização da obra.

Foi decidido pela empresa realizar primeiramente a parte referente ao exterior para adiantamento da obra, devido às condições climáticas que poderiam vir a ser adversas e impediriam o trabalho ao ar livre. Por outro lado, o atraso da colocação da zona técnica levou também ao atraso da obra por motivos de chuva. No entanto, após a colocação da zona técnica, na impossibilidade de trabalhar no exterior, procedeu-se ao trabalho no interior da mesma. Assim, após a parte exterior estar concluída, terminou-se a parte interior que diz respeito à zona técnica.

O retorno do investimento, equivalente ao valor da poupança energética, tendo em conta a tarifa de compra da energia elétrica, a degradação dos módulos e a atualização da tarifa da eletricidade, encontra-se demonstrado no gráfico da Figura 5.30.



Figura 5.30 – Retorno financeiro para 25 anos.

O valor do investimento inicial no montante de 170 000 €, será recuperado à passagem do quarto ano, sendo que no final desse ano tem-se um valor acumulado já de 182 659,87 €.

6 Conclusões

O estágio curricular realizado na *SunEnergy*® contribuiu de forma bastante relevante para a minha formação académica e pessoal, pois permitiu o primeiro contacto com o meio empresarial e perceber um pouco o seu modo de funcionamento. O acompanhamento dos vários processos desenvolvidos pela empresa, desde o primeiro contacto com os clientes até à preparação, estudo do melhor sistema solar fotovoltaico a implementar e execução do mesmo, foi sem dúvida um privilégio. A possibilidade da aplicação prática de conceitos aprendidos ao longo do percurso académico foram os pontos fortes deste estágio.

Neste seguimento, o contacto existente com os clientes, bem como a realização de orçamentos, permitiu desenvolver a aprendizagem na área comercial, na qual os conhecimentos prévios eram muito reduzidos, tendo por isso permitido desenvolver o modo como intervir em variadas situações distintas. Neste ramo, o facto de existirem várias opiniões de cada cliente, possibilitou um primeiro confronto com a realidade, concluindo que a realidade muitas vezes é diferente do que é estudado ou obtido a nível teórico e antes de ir para o local de obra, tendo-se por vezes de encontrar soluções conforme os desejos de cada cliente, mesmo que por vezes não seja a melhor solução. Assim, cada caso teve de ser avaliado individualmente, cabendo à parte empresarial informar e aconselhar os clientes da melhor solução, sendo a decisão final pertence sempre aos clientes.

É também importante salientar que este estágio permitiu assimilar novos conceitos e aprofundar os conhecimentos acerca da aplicação de energias renováveis, essencialmente energia solar fotovoltaica, tanto a nível doméstico como industrial.

Possibilitou ainda conhecer vários equipamentos, implementar os mesmos, aprender e explorar novos *softwares* e os seus principais componentes, particularmente para projeções e dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos. A utilização de *softwares* é uma mais-valia, uma vez que permite economizar tempo e apresentar vários dados que sem estes seria de uma complexidade exorbitante.

Embora existisse conhecimento da maioria dos temas abordados por estes terem sido lecionados durante o percurso académico, esta experiência foi bastante positiva, pois permitiu confrontar as situações com maior serenidade, facilitando a compreensão dos vários temas tratados.

Uma vez que os serviços prestados pela empresa eram essencialmente relacionados com o aproveitamento da energia solar, as propostas comerciais realizadas incidiram nos sistemas de autoconsumo fotovoltaico, baseadas nos consumos das instalações para dimensionamento do melhor sistema, com a máxima absorção de energia produzida pelo sistema fotovoltaico, de forma a maximizar o investimento realizado e aumentar a taxa de retorno do investimento. Deste modo, e na fase final deste relatório, foi abordado um sistema de autoconsumo implementado pela NRG, na qual tive a oportunidade de participar. Este tinha como solução a produção de energia elétrica no setor industrial, no sentido de reduzir a fatura de eletricidade e de forma a aproveitar a energia renovável e limpa proveniente do sol. Com esta aposta em energia renovável são também diminuídos os consumos de energia elétrica a partir de energias não renováveis e, conseqüentemente a diminuição das quantidades de emissões de poluentes.

Este relatório teve ainda uma componente teórica que permitiu a realização de uma pesquisa geral sobre as tecnologias existentes neste setor, incrementando dessa forma os meus conhecimentos ao nível das tecnologias.

De entre as inúmeras vantagens deste tipo de instalações, destaca-se a elevada rentabilidade que proporcionam, a reduzida necessidade de manutenção, a longevidade útil dos módulos fotovoltaicos e o facto de produzirem uma energia limpa e amiga do meio ambiente. Portugal, pela sua localização geográfica privilegiada, é um dos países da Europa com maior incidência de radiação solar, pelo que o seu aproveitamento faz todo o sentido.

A tecnologia solar fotovoltaica é apta a converter a energia do sol em eletricidade, destinada a ser autoconsumida, com a possibilidade do excedente ser vendido à rede pública.

Verifica-se que globalmente a procura por produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos é positiva e tem aumentado, sendo espectável que continue a aumentar nos próximos anos, dado ser uma fonte de energia limpa e inesgotável. Este seu aumento da procura tem levado também ao desenvolvimento das tecnologias que lhe estão associadas, do seu método de fabrico, assim como o volume de produção, tornando-as mais eficientes e com um custo mais reduzido. Um exemplo da evolução da tecnologia, é que cada vez mais se verifica o aumento do número de *busbars* nas células, o que tem levado à maior produção de energia por metro quadrado e, conseqüentemente, ao aumento da eficiência das mesmas. Outro ponto importante, é a evolução das células solares, nomeadamente as células com tecnologia PERC e *half cut*, que também proporcionam um aumento da eficiência final.

Também a consciencialização ambiental por parte da população, que é cada vez mais notória, e o facto de estes sistemas permitirem uma redução na fatura da energia elétrica, têm levado a uma aposta cada vez maior. É por isso expectável que no futuro a potência instalada por sistemas fotovoltaicos aumente consideravelmente e que exista um contínuo desenvolvimento das ferramentas e aplicação destes sistemas.

Considero então que este estágio foi com toda a certeza uma mais-valia para o meu futuro e que foi cumprido com sucesso.

Referências

- Alonso, R. H. (2016). *Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em planetas solares no ambiente urbano*. São Paulo.
- ALTENER. (2004). *Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalações*.
- Angmo, D. E. (01 de 2014). *Indium Tin Oxide-Free Polymer Solar Cells: Toward Commercial Reality*. Obtido de https://www.researchgate.net/publication/263511807_Indium_Tin_Oxide-Free_Polymer_Solar_Cells_Toward_Commercial_Reality
- APREN. (2018). *Energias Renováveis - Potência*. Obtido de Associação de Energias Renováveis: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>
- Autodesk. (2018). *AUTOCAD*. Obtido de <https://www.autodesk.com/products/autocad/overview>
- Ballast, S. (2015). *Mounting systems for solar installations on flat roofs, installation and maintenance*. Obtido de Sunballast, installation: <http://www.sunballast.it/upload/files/mounting-systems-sun-ballast-2.pdf>
- Carneiro, J. (2010). *Semicondutores - Modelo matemático da célula fotovoltaica*. Minho.
- CBSRS. (2016). *Conhecimento Básico sobre o Recurso Solar*. Obtido de http://recursosolar.geodesign.com.br/Pages/Sol_Rad_Basic_RS.html
- DGEG. (2014). *estatísticas rápidas - nº107 - janeiro de 2014 - renováveis*. Obtido de Direção Geral de Energia e Geologia: <file:///C:/Users/Asus/Downloads/i012066%20.pdf>
- DGEG. (2017). *estatísticas rápidas - nº157 - novembro de 2017 - renováveis*. Obtido de Direção Geral de Energia e Geologia: <file:///C:/Users/Asus/Downloads/i015678%20.pdf>
- Dias, A. (2010). *Telecontagem e Gestão de Energia em Casa - Conceito FunEnergy*. <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58819/1/000147422.pdf>: Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- DL153. (2014). Decreto-Lei nº153/2014 de 20 de outubro - N.º202 - 20 de outubro de 2014. *Diário da República, 1ªsérie*, 5298-5311.
- DL189. (1988). Decreto-Lei nº189/88. *Diário da República*, 2289-2296.
- DL34. (2011). Decreto-Lei nº34/2011. *Diário da República*, 1316-1325.
- DL363. (2007). Decreto-Lei nº363/2007. *Diário da República*, 7978-7984.
- DL68. (2002). Decreto-Lei nº68/2002. *Diário da República*, 2837-2839.
- EnergiaInteligente. (2016). *Como funciona: Energia Solar Fotovoltaica*. Obtido de Energia Inteligente: <http://energiainteligenteuiff.com/como-funciona/energia-solar-fotovoltaica/>
- ESF. (2017). *Energia Solar Fotovoltaica*. Obtido de NT-Solar, Núcleo de Tecnologia em Energia Solar: <http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>
- Freitas, C. (07 de 04 de 2014). *Protocolo Modbus: Fundamentos e Aplicações*. Obtido de <https://www.embarcados.com.br/protocolo-modbus/>
- Fronius. (2017 a). Obtido de Fronius Datamanager 2.0: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/home/system-monitoring/hardware/fronius-datamanager-2-0/fronius-datamanager-2-0>

- Fronius. (2017 b). Obtido de Fronius Configuration: <http://fronius.solarconfigurator.de/solar.configurator/quick>
- Fronius. (2017 c). Obtido de Fronius Smart Meter: <http://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/monitoramento-de-sistema/hardware/fronius-smart-meter/fronius-smart-meter-50ka-3>
- Fronius. (2017 d). *Instrucciones de instalación*. Obtido de Inversores para instalaciones fotovoltaicas acopladas a la red: <file:///C:/Users/Asus/Downloads/42,0426,0172,ES.pdf>
- GeoMentor. (23 de 08 de 2013). *Central solar fotovoltaica de Amareleja*. Obtido de <http://geoelvas.blogspot.pt/2013/08/central-solar-fotovoltaica-de-amareleja.html>
- Geraldo, J. (13 de 12 de 2016). *A energia solar fotovoltaica e sistemas conectados à rede*. Obtido de <https://pt.linkedin.com/pulse/energia-solar-fotovoltaica-e-sistemas-conectados-rede-jos%C3%A9-geraldo>
- gofranchising. (2017). *SunEnergy executa grande projeto*. Obtido de gofranchising.pt, portal das oportunidades: <http://gofranchising.pt/2017/02/sunenergy-executa-grande-projeto/>
- GREENPRO. (2014). *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*.
- Guo, X. X. (2015). Three-Phase DC-bypass Topologies with Reduced Leakage Current for Transformerless PV Systems. *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)* (pp. 43-46). Montreal, QC, Canada: IEEE.
- Guo, X. Z. (2017). Leakage Current Attenuation of Three-Phase Cascaded Inverter for Transformerless Grid-Connected PV Systems. *IEEE Industrial Electronics Society*.
- indusmelec. (01 de 2015). *Proteção contra sobretensões, Descarregadores de sobretensões*. Obtido de http://www.indusmelec.pt/newsletter/16/Descarregadores_sobretensoes.pdf
- Intersol. (2018). *intersol*. Obtido de intersol.de: http://www.intersol.de/dateien/db_int_ziegel_pt_web.pdf
- J.Conibeer, G. W. (2014). *Solar Cell Materials*. Wiley.
- Joaquim Carneiro. (2010). *Semicondutores - Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica*.
- kinetics, c. (2018). Obtido de <http://critical-kinetics.pt/Unidade-de-Pequena-Producao/unidade-pequena-producao.html>
- Kinetics, C. (2018). *Energia solar - fotovoltaico*. Obtido de <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/energia-solar-fotovoltaico.html>
- Linhares, A. R. (2017). *Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-económica de sistema de geração fotovoltaico*.
- M.G.Castro. (2012). *Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica*. Universidade Técnica de Lisboa: DEEC/ Secção de Energia.
- MAOTE. (09 de 2014). *Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída*. Obtido de Ministério do ambiente, ordenamento do território e energia: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>
- Matos, A. (1996). *Noções de dimensionamento de canalizações eléctricas, Apontamentos para as disciplinas de Instalações Eléctricas*. <https://paginas.fe.up.pt/~mam/dimensionamento.pdf>: FEUP. Obtido de <https://paginas.fe.up.pt/~mam/dimensionamento.pdf>
- Meneses, D., Blaabjerg, F., García, Ó. e Cobos, J. (2013). Review and Comparison of Step-Up Transformerless Topologies for Photovoltaic AC-Module Application. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 28, NO. 6, 2649-2663*.

- Microsoft Project. (2018). *Lizengo*. Obtido de <https://products.office.com/pt-pt/project/project-and-portfolio-management-software?tab=tabs-1>
- Moehlecke, A. (2015). *Desenvolvimento de Células Solares Eficientes em Lâminas de silício tipo n*. Rio Grande do Sul.
- MRDP. (10 de 05 de 2017). *Média de radiação direta em Portugal*. Obtido de <http://solargis.com/assets/graphic/free-map/DNI/Solargis-Portugal-DNI-solar-resource-map-en.png>
- Multipharma, P. (2008). *Plural - Serião Multipharma*. Obtido de <http://www.plural.pt/Quemsomos/tabid/146/Default.aspx>
- Nemes, C. e Munteanu, F. (2012). An Analysis of a Photovoltaic Panel Model: Comparison Between Measurements and Analytical Models. *International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2012)*. Iasi, Romania.
- NovaEnergia. (2013). Obtido de Fórum de Discussão sobre Energias Renováveis e Alternativas: <https://www.novaenergia.net/forum/viewtopic.php?t=16262>
- Nunes, C. (2016). *Análise de Viabilidade de uma Instalação Fotovoltaica para Alimentação dos Serviços Auxiliares numa Central de Cogeração*. Porto.
- Oliveira, P. G. (2014). *Ordem dos engenheiros, Região centro, Colégio da Engenharia Eletrotécnica, Relatório de estágio formal*. Coimbra.
- PECOL. (2017). *Sistemas de fixação*. Obtido de <https://pt.calameo.com/read/0044609971c458c65add3?authid=RjPhY9NzgvP4>
- PFS. (09 de 11 de 2007). *Parque Fotovoltaico da Serpa*. Obtido de http://www.c3p.org/Workshop%202007%20Documents/Piero%20Dal%20Maso_%20Serpa%20Solar%20Plant%20.pdf
- Pinho, J e Galdino, M. (Março 2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB.
- Pinho, J. T. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL - DTE - CRESESB.
- PNAER. (2013). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis. *Diário da República*, 2022-2091.
- Port14. (2015). Portaria nº14 de 2015. *Diário da República*, 1ªsérie-Nº16-23 de janeiro de 2015.
- Port15. (2015). Portaria nº15 de 2015. *Diário da República*, 1ªsérie-Nº16-23 de janeiro de 2015.
- PortalEnergia. (14 de 01 de 2008). *A maior central solar no Alentejo*. Obtido de PortalEnergia, Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/a-maior-central-solar-do-mundo-no-alentejo/>
- PortalEnergia. (2014 a). *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação*.
- PortalEnergia. (2014 b). *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Portal Energia.
- PortalEnergia. (01 de 05 de 2017). *Portal Energia, Energias Renováveis*. Obtido de Vantagens e desvantagens da energia solar: <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>
- Portaria nº 949-A/2006. (2006). *Diário da República nº 175*, 106-107.
- PSEPEC. (10 de 05 de 2017). *Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries*. Obtido de Photovoltaic Geographical Information System: <http://re.jrc.ec.europa.eu/>

- REN. (2010). *Dados técnicos*. Obtido de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202010.pdf>
- REN. (2016). *Dados Técnicos*. Obtido de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202016.pdf>
- reve. (13 de 10 de 2014). *Efficiency enhancements to define solar photovoltaic technology roadmap for the next five years*. Obtido de <https://www.evwind.es/2014/10/13/efficiency-enhancements-to-define-solar-photovoltaic-technology-roadmap-for-the-next-five-years/48049>
- Rizzoni, G. (2009). *FUNDAMENTALS OF ELECTRICAL ENGINEERING*. New York: McGraw-Hill Companies, Inc.
- Robyns, B. L. (2003). *Modelo equivalente*. Obtido de <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Modele.htm>
- Roriz, J. R. (2010). *Energia Solar em Edifícios*. ORION.
- RPF. (2015). *Respostas a Perguntas Frequentes*. Obtido de https://pt.krannich-solar.com/fileadmin/content/pdf/portugal/Legislacao/SERUP_-_Respostas_a_perguntas_frequentes.pdf
- Scoprolumba. (2018). *Reabilitação das Futuras Instalações da Plural*. Obtido de Construções e Projetos, S.A, Scoprolumba: <http://www.scoprolumba.pt/portfolio/reabilitacao-das-futuras-instalacoes-da-plural/>
- SERUP. (2018). *DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia*. Obtido de SERUP - Registo de Unidades de Produção: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- SketchUp. (2015). *SketchUp*. Obtido de SketchUp: www.sketchup.ibercad.pt/
- Solar, k. (03 de 10 de 2017). *NOCTxSTC:Entenda as diferenças entre estas condições*. Obtido de <https://krinatsolar.com.br/noct-x-stc-entenda-a-diferenca/>
- solar, P. (2011). *Passo a passo da fabricação do painel solar*. Obtido de Portal solar: <https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>
- SolarFeeds. (23 de 12 de 2011). *Organic Solar Cells: Game Changer or Hype?* Obtido de <http://www.solarfeeds.com/organic-solar-cells-game-changer-or-hype/>
- Sousa, y. e Angarita, J. (2016). *Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT – Em sistemas de geração fotovoltaica*. Brasília.
- Souza, R. d. (2015). *Introdução a sistemas de energia solar fotovoltaica*. Brasil.
- SunEnergy. (2016). *Manual de Franchising*. Coimbra: SunEnergy.
- SunEnergy. (2017 a). *Manual do utilizador*.
- SunEnergy. (2017 b). Obtido de SunEnergy: <http://www.sunenergy.pt/>
- Sustentarqui, R. (02 de 07 de 2014). *Brasil "come" etapas e produz células solares orgânicas*. Obtido de <https://sustentarqui.com.br/sem-categoria/brasil-come-etapas-e-produz-celulas-solares-organicas/>
- systems, K. (2018). *krannich - the global PV experts*. Obtido de <https://pt.krannich-solar.com/pt/produtos/estruturas-fotovoltaicas/k2-systems.html>
- TES. (25 de 01 de 2018). *The Electromagnetic Spectrum*. Obtido de https://phys.libretexts.org/TextMaps/General_Physics_TextMaps/Map%3A_University_Physic

s_(OpenStax)/Map%3A_University_Physics_II_(OpenStax)/16%3A_Electromagnetic_Waves/16.5%3A_The_Electromagnetic_Spectrum

The Highs and Lows of Photovoltaic System. (23 de 07 de 2012). Obtido de Understanding calculations for proper system design and installation of photovoltaic (PV) systems: <http://www.ecmweb.com/green-building/highs-and-lows-photovoltaic-system-calculations>

Valente, M. Â. (2011). *Caraterização Automática de um Painel Fotovoltaico.*

valentin-software. (2017). *valentin-software.* Obtido de <http://www.valentin-software.com/en/products>

Vallêra, A. e Brito, M. (2006). Meio Século de História Fotovoltaica. *António M. Vallêra, Migue Ceteno Brito*, pp. 1-3.

Villalva, M. e Gazoli, J. (2012). *Energia Fotovoltaica - Conceitos e aplicações.* ERICA.

Zhong, Q. -C., Liang, J., Weiss, G., Feng, C. M. e Green, T. C. (2016). Control of the Neutral Point in Four-Wire Three-Phase DC–AC Converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1594 - 1602.

Anexos

Anexo A Determinação da posição do sol e respetiva radiação

Deve-se ter noção que entre o plano do equador e a direção Sol-Terra é formado um ângulo ($^\circ$), designado de declinação (δ), obtido pela equação A.1.

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(2\pi \frac{284 + d_n}{365}\right) \quad (\text{A.1})$$

Onde,

d_n – Dia do ano, de 1 a 365.

A variação da declinação (δ) em função da expressão anterior A.1, encontra-se representada na Figura A.1.

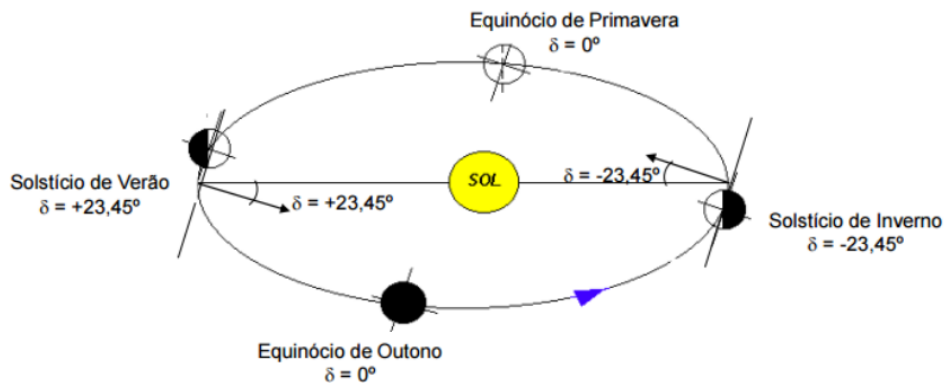


Figura A.1 - Variação da declinação em função do dia do ano (Nunes, C., 2016).

Anexo A.1 Posição do sol relativamente ao plano horizontal

A posição do Sol relativamente ao plano horizontal, bem como os ângulos associados, encontram-se identificados na Figura A.2.

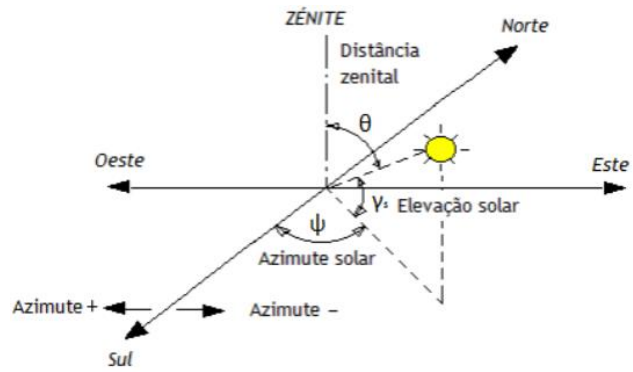


Figura A.2 - Posição do sol relativamente ao plano horizontal com os ângulos correspondentes.

Pela Figura A.2, é possível determinar a distância zenital e elevação solares pela equação A.2.

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

É ainda possível calcular o azimute solar pela equação A.3 e através da Figura A.2.

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

Onde,

$\omega < 0$ e $\Psi_s = -\psi_s$;

γ_s – Ângulo de elevação solar: ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra (°);

θ – Ângulo de incidência solar ou distância zenital solar: ângulo entre zénite e a linha Sol-Terra (°);

ψ – Azimute solar: ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra (°);

ω – Ângulo horário (°);

δ – Declinação;

ϕ – Latitude (°).

A radiação extraterrestre (G_0) incidente nesse plano horizontal varia de acordo com o movimento aparente do Sol (Figura A.3).

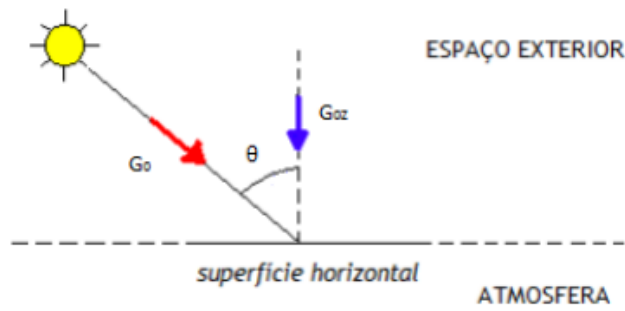


Figura A.3 – Demonstração da forma como a radiação atinge a superfície da atmosfera: ângulo de incidência da radiação no plano horizontal.

Como tal, para determinar esse valor de G_0 existe a expressão A.4:

$$G_0 = G_{SC} \times \left(1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \times d_n}{365}\right)\right) \times \cos \theta \quad (\text{A.4})$$

Onde,

G_{SC} – Radiância extraterrestre.

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

$$G_0 = G_{SC} \times \left(1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \times d_n}{365}\right)\right) \times (\sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega) \quad (\text{A.5})$$

Pode ainda determinar-se a irradiância incidente diária (Wh/m^2), nesse plano horizontal ao longo do dia d_n . Assim, basta integrar a equação da irradiância segundo esse termo (24 horas), de onde se obtém a expressão (A.6) (Nunes, C., 2016).

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \times G_{SC} \times \left(1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \times d_n}{365}\right)\right) \times (|\omega_s| \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \sin |\omega_s|) \quad (\text{A.6})$$

Onde,

ω_s – Ângulo horário de saída do Sol (radianos).

ω_s é assim obtido pela expressão (A.7).

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

Onde,

ω_p – Ângulo de pôr-do-Sol.

Anexo A.2 Posição do sol relativamente à superfície inclinada

A Figura A.4 ilustra a posição do sol em relação ao plano inclinado e os ângulos a ela associados.

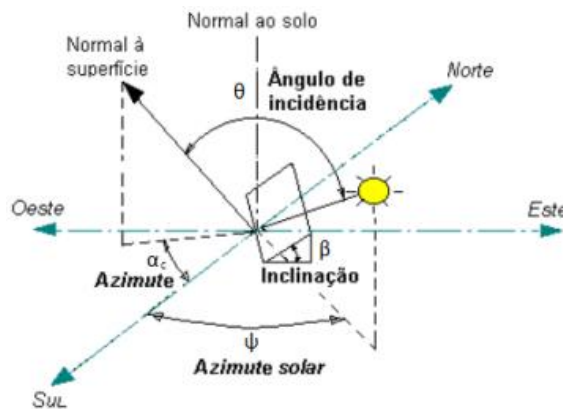


Figura A.4 – Posição do sol relativamente ao plano inclinado e os ângulos a ela associados.

Onde,

β – Ângulo de inclinação da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal (°);

α_c – Ângulo azimute da superfície de incidência, em relação a Sul, no plano horizontal (°);

θ – Ângulo de incidência solar ou distância zenital solar: ângulo entre a normal ao plano e a linha Sol-Terra (°);

ψ – Azimute solar: ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra (°);

Pela observação da Figura A.4, consegue-se determinar o ângulo de incidência solar, que é definido entre o plano inclinado e a linha Sol-Terra e que vem em função dos parâmetros $\delta, \phi, \beta, \alpha_c$ e ω . Deste modo, é possível determinar:

- Ângulo de incidência solar:

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

- Ângulo de incidência solar para planos orientados a sul:

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

- Ângulo solar em que a luz solar deixa de incidir na superfície inclinada:

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

No entanto, o cálculo da irradiação extraterrestre diária incidente no plano inclinado é mais complexo, uma vez que exige o cálculo prévio da irradiação diária incidente no plano horizontal, já determinado anteriormente. Posteriormente, determina-se o valor da irradiação diária (Wh/m^2), podendo este ser consultado através de uma estação meteorológica próxima do local onde se pretende determinar o mesmo. Em caso de isso não ser possível, pode-se estimar esse valor com base no índice de insolação, realizado através da expressão (A.11).

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

Onde,

H_g – Irradiação global diária (Wh/m^2);

H_0 – Irradiação extraterrestre diária calculada para o plano horizontal (Wh/m^2);

a e b – Parâmetros típicos para cada região. Em Portugal, $a = 0,18$ e $b = 0,62$;

n – Número de horas de insolação por dia em que a irradiância é superior a 1000 W/m^2 ;

N – Número de horas desde que o Sol nasce até que se põe (durante o “dia”);

$\frac{n}{N}$ – Índice de insolação.

Porém, nem toda a radiação incide diretamente sobre o plano inclinado, uma vez que esta sofre efeitos de reflexão e difusão, diminuindo a sua intensidade (irradiação difusa). Para levar em consideração esse facto, existe o índice de atenuação (K_T), sendo assim representada a atenuação da atmosfera terrestre. Este índice é obtido para o plano horizontal a partir da expressão (A.12).

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

O valor da irradiação difusa (H_d) pode ser obtido através de modelos de regressão diários (modelo de Collares-Pereira ou através do modelo de Ruth e Chant) ou mensais (modelo de Page ou de Iqbal), podendo ainda ser obtido com base no índice de irradiação global H_g e do índice de atenuação K_T , sendo que neste último caso, as fórmulas para este fim são as seguintes:

- Se $K_T < 0$:

$$H_d = H_g \times 0,99 \quad (\text{A.13})$$

- Se $K_T \geq 0,17$:

$$H_d = H_g \times (1,188 - 2,272 \times K_T + 9,473 \times K_T^2 - 21,856 \times K_T^3 + 14,648 \times K_T^4) \quad (\text{A.14})$$

É ainda possível determinar a irradiação direta (H_b) pela expressão (A.15), uma vez que a esta está englobada na irradiação global (H_g), tal como a irradiação difusa (H_d).

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

A determinação do valor da irradiação total que incide sobre uma superfície inclinada pode ser obtida pelo modelo isotrópico de Duffie e Beckman (expressão A.16):

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

Onde,

ρ – Coeficiente de refletividade do solo;

R_b – Coeficiente que converte a irradiação direta que incide no plano horizontal na irradiação que atingirá a superfície inclinada (módulo). Quando o valor da inclinação é β e o plano se encontra orientado para Sul, tem-se a expressão A.17 (Nunes, C., 2016).

$$R_b = \frac{\cos(\phi-\beta) \times \cos\delta \times \sin|\omega_{ss}| + |\omega_{ss}| \times \sin(\phi-\beta) \times \sin\delta}{\cos\phi \times \cos\delta \times \sin|\omega_{ss}| + |\omega_{ss}| \times \sin\phi \times \sin\delta} \quad (\text{A.17})$$

Anexo A.3 Radiação média diária

O valor aproximado da radiação média diária ($G_{média}$) vem em função do índice de atenuação e da inclinação do módulo, sendo condicionado pela diferença entre o ângulo de inclinação ótima e aquele em que os módulos foram ou serão instalados. Embora o valor obtido seja aproximado, a fórmula utilizada (expressão A.18) é mais simples, uma vez que não faz uso de dados horários (Nunes, C., 2016).

$$G_{média} (W/m^2) = (219 + 832 \times K_T \times FC) \quad (\text{A.18})$$

Onde,

K_T – Índice de atenuação;

FC – Fator de carga: depende da inclinação ótima no dia em questão ($\beta_{\text{ótm}}$) e do ângulo de inclinação da superfície de incidência (módulo fotovoltaico) em relação ao plano horizontal (inclinação adotada) (β).

Anexo B Tipos de montagem e de estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos tem a finalidade de os posicionar de maneira estável, assegurando uma ventilação adequada que permita dissipar o calor que normalmente é produzido por ação dos raios solares pelas perdas com origem na conversão de energia. Todos estes aspetos são de extrema importância, uma vez que a eficiência dos módulos diminui com o aumento excessivo da temperatura, podendo até comprometer o seu funcionamento normal. Além disso, a estrutura utilizada deve ainda possibilitar o distanciamento entre os módulos, conforme indicação do fabricante, de forma a evitar danos mecânicos aos mesmos, resultantes da sua dilatação.

A estrutura sobre a qual os módulos são colocados deve ser rígida de forma a que permita suportar o peso dos módulos e os ventos fortes, bem como deve possuir características que permitam a resistência à corrosão, especialmente em locais com condições ambientais agressivas (Pinho, 2014). A sua geometria deve ser também adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou viável) necessários, a fim de assegurar a máxima captação da luz solar durante o período de interesse.

Por vezes, na implementação de sistemas fotovoltaicos, os módulos têm de ser colocados sobre estruturas triangulares simples, dupla (Figura B.1) ou tripla de forma a realizar uma correção do ângulo de incidência de radiação nos módulos e garantir que a produção de energia seja máxima. Assim, a escolha da estrutura para a implementação do sistema de montagem depende das características do local de instalação (ALTENER, 2004).



Figura B.1 – Exemplo de uma montagem de um sistema em triângulo duplo realizado pela empresa.

Todos os tipos de montagens que vão ser referidas, foram aplicadas ao longo do estágio pela empresa.

Anexo B.1 Montagens sobre o solo

Nos casos em que a montagem dos sistemas tem de ocorrer no solo, é necessário colocar sobre o chão lajes ou maciços que irão servir de base para a colocação dos triângulos.

No exemplo da Figura B.2, foi utilizada uma estrutura triangular simples de alumínio anodizado e escolhida uma inclinação azimutal de 25° e 0° de desvio face a sul para uma produção máxima.

Para a base da estrutura de suporte, foram utilizados somente maciços, sendo que são sempre necessários dois maciços por cada fila (um para a parte da frente e outro para a parte de trás). Nestes casos é necessário calcular as distâncias entre filas de triângulos, segundo a fórmula já

apresentada no terceiro capítulo, para evitar o sombreamento entre as filas. Essa distância encontra-se marcada na projeção realizada em *SketchUP*[®] (Figura B.2), tendo sido de 2,06 m.

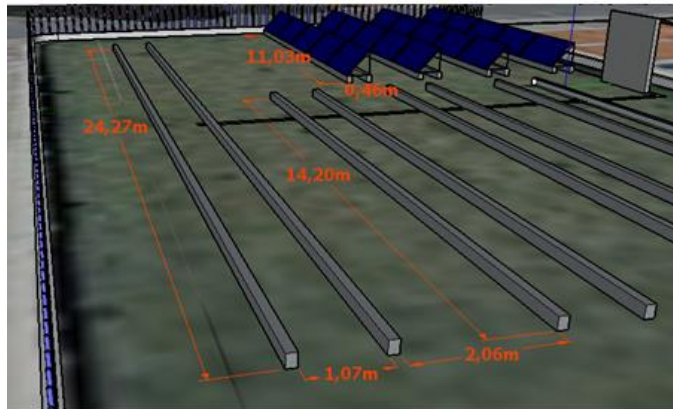


Figura B.2 – Projeção em *SketchUP*[®] dos maciços com algumas dimensões.

Além disso, a distância entre os maciços da mesma fila (1,07 m). O comprimento dos maciços teve valores distintos, consoante o número de módulos necessários, sendo que cada maciço tem 0,15 m de largura e 0,20 m de altura.

Normalmente, nestes casos é ainda construída uma parede com um telheiro para instalar a zona técnica. Deste modo, e para esta situação, foi também realizada uma projeção em *SketchUP*[®] com as respetivas medidas (Figura B.3) para se tornar mais fácil a sua implementação no terreno.

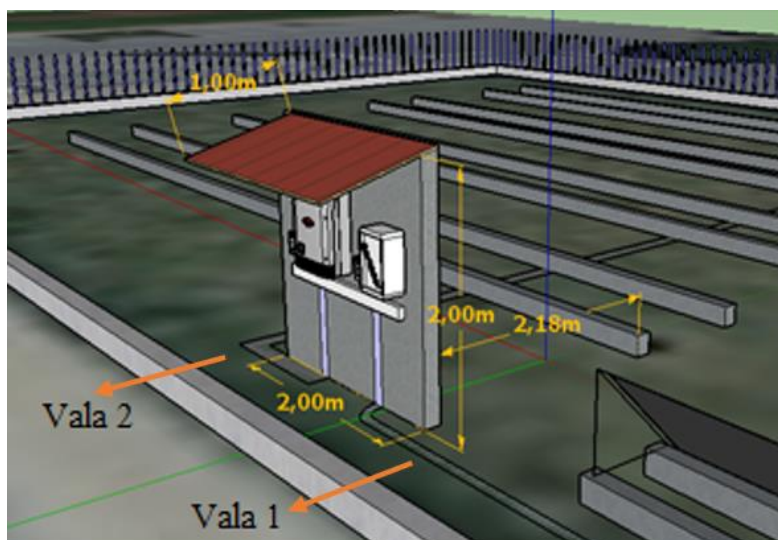


Figura B.3 – Projeção em *SketchUP*[®] da zona técnica.

Para a ligação da zona técnica ao quadro de entrada, é também por norma necessário realizar uma vala (vala 1) de 0,60 m de profundidade, onde é colocado tubo PEAD de 50 mm de diâmetro e rede de sinalização de cabos elétricos (Figura B.3).

No entanto, para a ligação das diversas *strings* de módulos fotovoltaicos ao inversor, realizou-se outra vala (vala 2) com 0,60 m de profundidade e rede sinalizadora onde será colocado tubo PEAD de 50 mm de diâmetro e que liga todos os maciços entre si (Figura B.4).

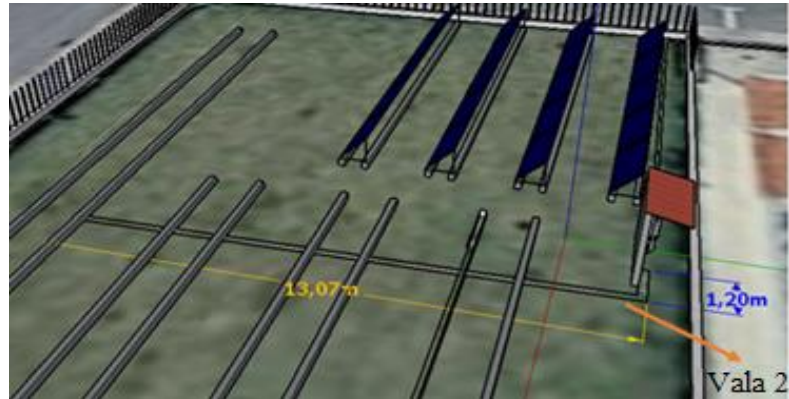


Figura B.4 – Vala para ligação da zona técnica às diversas *strings*.

Neste segundo exemplo, utilizaram-se lancis, tendo sido realizado o cálculo da distância entre filas da mesma forma do exemplo anterior. Os lancis são colocados com alguma distância semelhante entre si, consoante o número de módulos a colocar. Na ligação das diversas *strings* de módulos fotovoltaicos ao inversor foi também realizada uma vala de forma a ligar todos os lancis entre si e por onde será levada toda a cablagem DC (Figura B.5 a).



Figura B.5 – a) Vala para ligação das diversas *strings* e tubo PEAD de 50 mm, b) Módulos colocados sobre estrutura triangular e sobre lancis.

Cada lancil utilizado tinha uma dimensão de $(1\text{ m} \times 0,2\text{ m} \times 0,25\text{ m})$ (Figura B.6 b)).

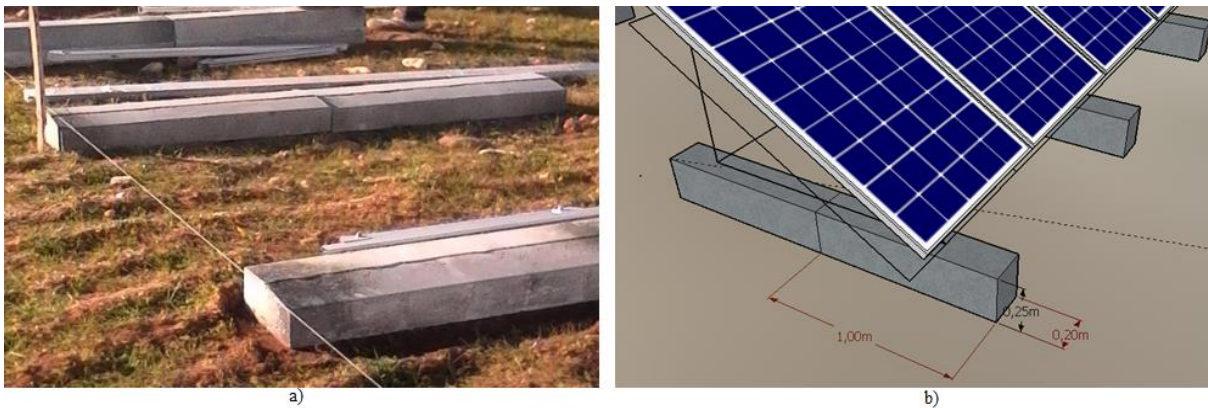


Figura B.6 – a) Lancis colocados sobre o terreno, b) Projeção das medidas dos lancis aplicados em *SketchUP®*.

Anexo B.2 Montagens sobre telhados inclinados

Em alguns casos, a colocação dos módulos fotovoltaicos é feita sobre telhados cerâmicos. Muitas vezes, tal como foi o caso, devido à orientação favorável do telhado, não é necessário recorrer a uma estrutura triangular para a correção de ângulo, ficando os módulos com a inclinação do telhado. Apesar de nestas situações a produção apresentar valores um pouco mais baixos do que se fosse realizada a correção de ângulo, esta iria trazer custos bastante avultados, o que não compensaria quando comparado com a diferença de energia obtida (relação custo-benefício).

Geralmente é necessário fazer uma furação na parte alta da telha com o objetivo de efetuar o suporte das várias barras de perfil às vigas do telhado (neste caso, de madeira). Esta fixação do perfil às vigas foi realizado por um varão roscado (Figura B.7).

A situação apresentada foi realizada pela empresa, pelo que se utilizou um varão roscado constituído por duas roscas, sendo uma denominada de rosca DIN de tamanho M10 e utilizada para ajustar a altura do perfil, e outra rosca para enroscar diretamente em madeira. Existe ainda uma borracha com anilha e porca que são colocadas na extremidade da rosca DIN do lado que fica junto à madeira, de forma a ajustar a borracha à telha e manter a estanquicidade da cobertura.



Figura B.7 – Varão roscado (K2-systems, 2017).

Após a colocação dos varões roscados, fixa-se a estes as barras de perfil (Figura B.8 a)) de forma paralela, sendo que depois deste processo concluído procede-se então à colocação dos módulos sobre o perfil, fixando-se os mesmos a ele (Figura B.8 b)).



Figura B.8 – a) Varão roscado colocado na parte alta da telha cerâmica com o perfil fixo a si, b) Perfil paralelamente colocado na vertical e alguns módulos sobre o perfil, horizontalmente.

Dada a disposição do perfil na vertical, os módulos ficam dispostos horizontalmente. Se o perfil fosse colocado de forma horizontal, os módulos seriam fixos a este de forma vertical, tal como apresenta a Figura B.9.

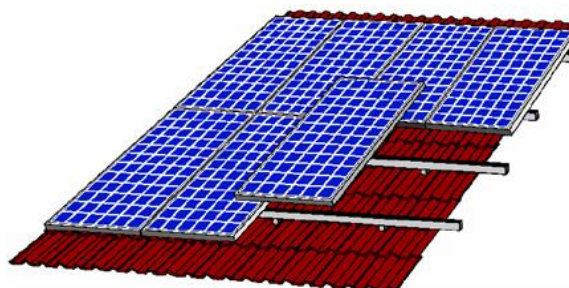


Figura B.9 – Montagem vertical dos módulos sobre perfil horizontal (ALTENER, 2004).

Ainda sobre a aplicação de estruturas de montagem em telhas, existe o uso de ganchos para telhas. Os ganchos servem para fixação em telhados, sendo adequados para todas as coberturas

com telhas betuminosas, ardósias ou telhas planas. Estes ganchos são colocados por baixo das telhas e aparafusados às vigas, devendo ser pressionados contra a telha. Para a colocação do gancho no telhado deve-se fazer uma recessão na telha que cobre o gancho com uma rebarbadora, no ponto em que esta se realça da cobertura (Figura B.10 b)).

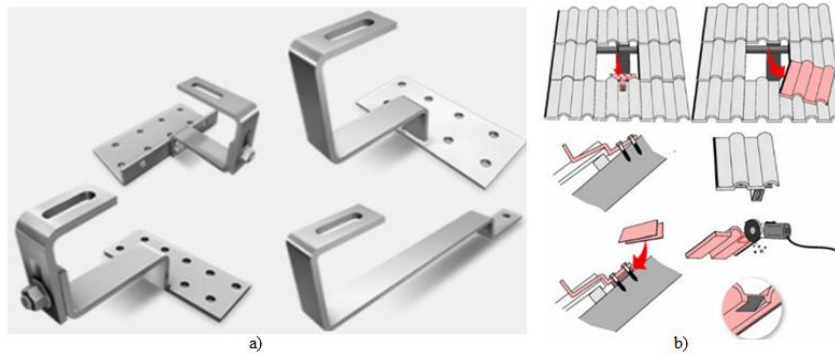


Figura B.10 – a) Conjunto de ganchos para coberturas com telhas (K2-systems, 2017), b) Colocação de um gancho no telhado (ALTENER, 2004).

Na Figura B.11 são apresentados os vários componentes necessários para montagem dos módulos, aplicando ganchos no telhado.

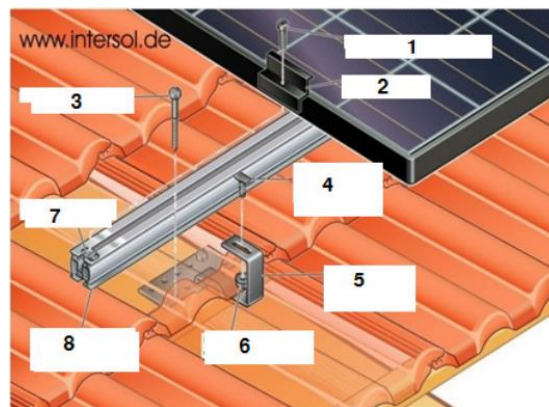


Figura B.11 – Montagem de colocação dos módulos verticalmente sobre o perfil horizontal e com a aplicação de ganchos (Intersol, 2018).

Onde,

- 1 – Parafuso de cabeça cilíndrica M8;
- 2 – Topo;
- 3 – Parafuso para madeira;
- 4 – Parafuso cabeça de martelo M10;
- 5 – Gancho de telha em aço inoxidável;
- 6 – Porca de aço inoxidável *Standard*;

7 – Módulo fotovoltaico;

8 – Perfil de alumínio 40 × 40.

Ainda outra situação que pode ocorrer é quando o telhado é de chapa *sandwich* e inclinado, mas contém a inclinação errada. Nestes casos recorre-se então a triângulos para fazer a correção de ângulo, sendo que neste caso apresentado, a correção foi feita para sul, aparafusando os triângulos diretamente à chapa de *sandwich* (Figura B.12). Foram usadas também barras de perfil com o tamanho necessário para cada fila de módulos e para que estes ficassem fixos.



Figura B.12 – Triângulos aparafusados diretamente à chapa de *sandwich*.

Anexo B.3 Montagens sobre telhados planos

As superfícies planas podem ser também de vários modos. Na Figura B.13 está representada uma cobertura plana em placas de cimento. Nesta situação recorreu-se a lancis, sobre os quais são fixados os triângulos, e aos triângulos fixados o perfil, sendo os módulos colocados no final sobre esta estrutura. Ainda neste caso, como a cobertura continha gravilha, esta teve de ser afastada, para que assim fossem colocados os lancis de forma nivelada e em segurança.

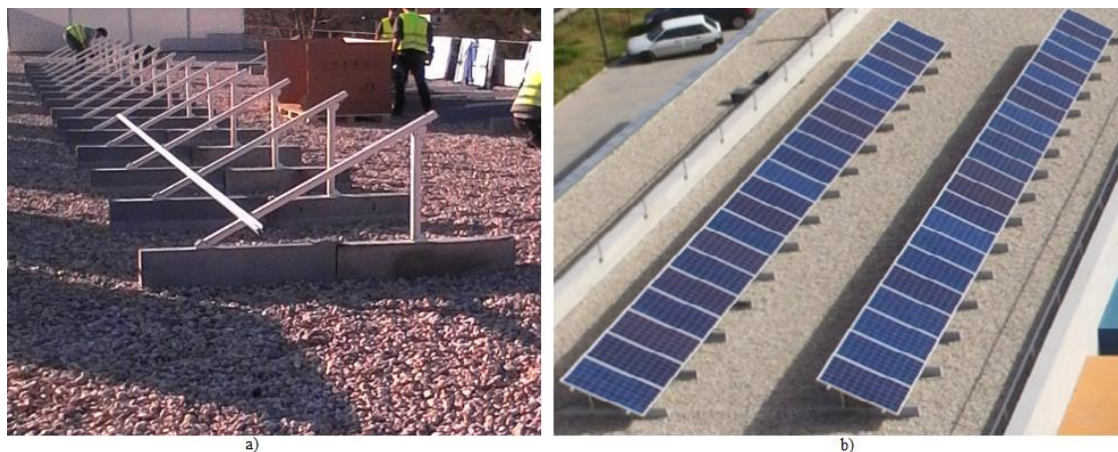


Figura B.13 – a) Lancis colocados juntamente com os triângulos sobrepostos e com uma barra de perfil já colocada, b) Módulos colocados sobre triângulos numa cobertura plana de cimento.

Uma vez que a empresa utiliza triângulos que não têm uma estrutura fixa, ou seja, consegue-se variar o seu ângulo, nos casos em que o ângulo tem de ser inferior a 25° , uma forma de realizar esta construção é afastando os lancis entre si, assim como os triângulos, até perfazerem o ângulo pretendido (Figura B.14).



Figura B.14 – Lancis colocados com afastamento entre eles.

Também em telhados de chapa *sandwich* em que tem de se fazer correção de ângulo com triângulos, mas que não há a possibilidade de se aparafusar os triângulos diretamente à chapa, por norma utiliza-se *roofmate* junto à chapa (com a função de isolante e proteção da cobertura), seguido de maciços e, por fim, os triângulos aparafusados aos maciços. Teriam de ser colocados dois maciços por triângulo, contendo estes algum peso (cerca de 50 kg), com o objetivo de evitar ao máximo o levantamento de toda a estrutura na presença de ventos fortes. Nestes casos são também colocadas barras de perfil transversalmente, a unir os vários triângulos da fila correspondente, servindo de base para a colocação e fixação dos módulos (Figura B.15).

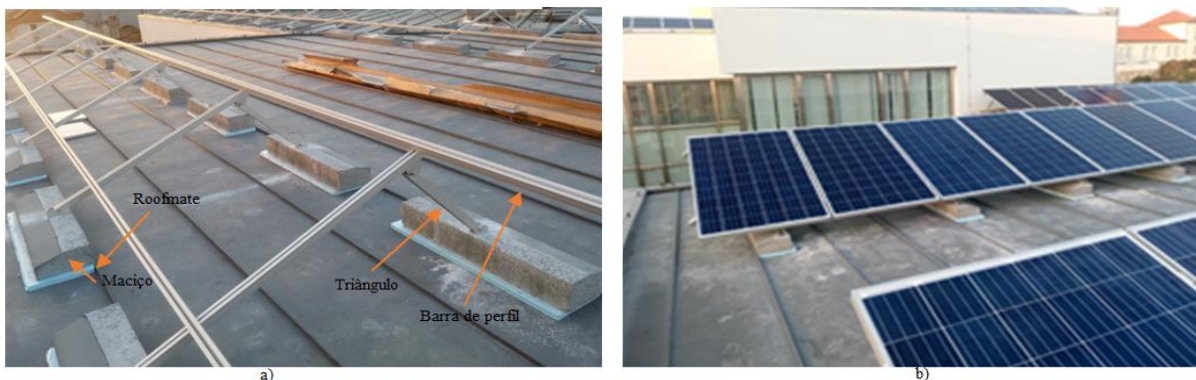


Figura B.15 – a) *Roofmate* (de cor azul) colocado sobre a chapa, maciços sobre o *roofmate*, triângulos fixos aos maciços e barras de perfil fixas aos triângulos, b) Módulos colocados sobre a estrutura.

Um pormenor muito importante é a inclinação dos módulos, uma vez que isso tem influência no valor da radiação que neles incide. Esta afirmação pode ser justificada pela Figura B.16 a) e b), onde se pode verificar que o valor do somatório da radiação global anual varia desde cerca de 1400 kWh/m² até 2000 kWh/m², nos casos em que os módulos fotovoltaicos são montados na horizontal (Figura B.16 a)) (Nunes, C., 2016).

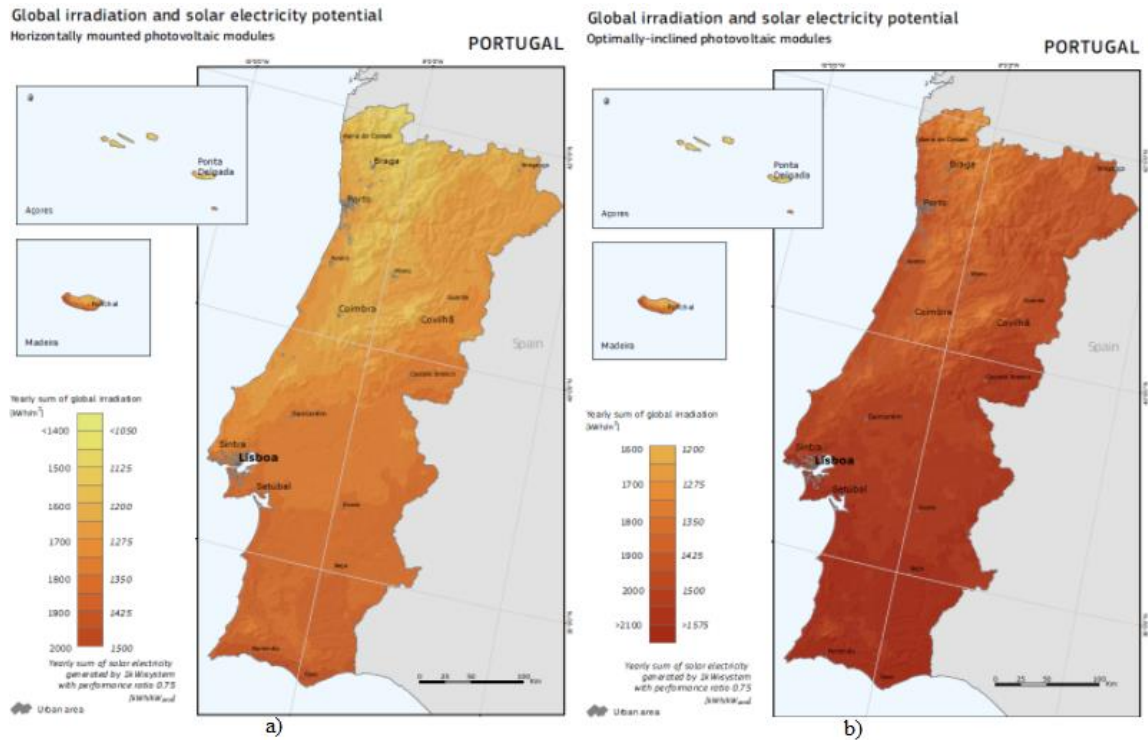


Figura B.16 – a) Mapa de radiação global para uma inclinação ótima em Portugal, b) Mapa de radiação global horizontal para Portugal (Kinetics, 2018).

No entanto, para módulos colocados com alguma inclinação, para que incida sobre eles a maior quantidade de radiação solar possível (inclinação ótima), o somatório da radiação global anual referido aumenta para valores de pelo menos 1600 kWh/m² até valores que podem ser superiores a 2100 kWh/m² (Figura B.16 b)).

A inclinação ótima do coletor solar ($\beta_{\acute{o}tm}$) é calculada para cada dia do ano, sendo dada em função da latitude (ϕ) e da declinação (δ).

$$\beta_{\acute{o}tm} = \phi - \delta \quad (\text{B.1})$$

Neste caso foi escolhida uma inclinação de 25° para os triângulos, ou seja, entre os módulos e a cobertura existe um ângulo de 25°. Este valor pode ser calculado através da expressão B.1, sendo que varia todos os dias (Shruthi k J,2016).

Por fim, em situações de telhados em tela, uma das soluções estudadas na empresa foi a colocação de blocos de betão para evitar furações. Assim, estes blocos de betão são colocados sobre o telhado, sem ser necessário perfurar o telhado, isto é, são colocados sem qualquer tipo de fixação e servem simultaneamente como estrutura do módulo e como bases. Os blocos de betão assentam sobre uma camada de material almofadado, sobreposta à camada impermeabilizadora.

Os módulos são fixados aos blocos de betão através de meios e topos, existindo a possibilidade de escolher blocos de betão com as inclinações pretendidas (Figura B.17).

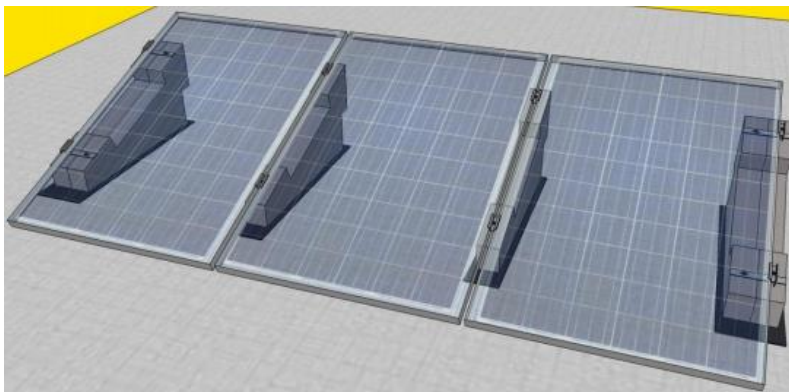


Figura B.17 – Módulos fotovoltaicos aplicados sobre blocos de betão (Ballast, 2015).

Estes blocos de betão são pesados, de modo a que a instalação permaneça estável e “presa” no telhado, mesmo quando se encontra sujeita a grandes forças de vento.

Anexo B.4 Montagens de seguidores solares

Os seguidores solares, tal como o seu nome indica, são um dispositivo mecânico que seguem o percurso do Sol durante o dia, de modo a garantir que os módulos fiquem sempre na posição mais favorável à captação da máxima radiação solar possível.

Desta forma, um sistema constituído por seguidores solares apresenta uma eficiência de produção superior à eficiência de produção dos módulos estáticos.

Existem dois tipos de seguidores solares, variando no custo e pelo número de eixos de operação: seguidores solares passivos e ativos. Dentro deste último podem-se encontrar seguidores polares de eixo único, de eixo horizontal, de eixo vertical, de dois eixos e de plataforma rotativa de dois eixos.



Figura B.18 – Exemplo de um seguidor solar instalado pela empresa.

Uma curiosidade da instalação de módulos fotovoltaicos é que estes podem ser instalados das mais variadas formas, podendo até mesmo realizar-se estacionamento a partir de uma estrutura adequada e realizada para o efeito, onde serão colocados os módulos fotovoltaicos, tal como demonstra a Figura B.19.



Figura B.19 – Estacionamento realizado através de módulos fotovoltaicos sobre uma estrutura própria, elaborado pela empresa.

Apesar destes tipos de montagens apresentados, existem ainda muitos outros, porém, estes foram os mais utilizados durante o estágio pela empresa.

Anexo C Software PV*Sol[®] premium

O software PV*Sol[®] premium (2017) consiste numa ferramenta fotovoltaica de simulação dinâmica com possível visualização e dimensionamento correto em 3D de vários sistemas fotovoltaicos nas condições exatas de localização. Além da possibilidade de realização de um estudo em 3D, este software permite também a realização de um estudo em 2D (valentin-software, 2017). Porém, encontra-se apresentado um exemplo de um estudo que foi realizado para a Plural apenas em 2D, de forma a se fazer um estudo mais pormenorizado do sistema com o intuito de confirmar alguns dados como será mostrado de seguida.

O logotipo do software encontra-se representado na Figura C.1.



Figura C.1 – Logotipo do software PV*Sol[®] premium.

Neste seguimento será então apresentado o relatório que foi gerado por este software após serem introduzidos os vários parâmetros do sistema que já tinham sido dimensionados no capítulo 5.

Primeiramente tem-se a capa do relatório que é resultante da primeira etapa a preencher neste software, sendo que aqui é necessário introduzir os dados referentes à empresa (SunEnergy[®]). Depois de registados estes dados pela primeira vez, estes ficarão guardados no software, pelo que em projetos futuros já não são necessários voltar a introduzir.

Seguidamente foi necessário preencher os campos referentes aos dados do projeto, neste caso a Plural (nome, descrição, endereço, etc.), acompanhados pelos dados da empresa e do engenheiro responsável pelo processo de execução do mesmo. Nesta etapa foi ainda possível carregar uma imagem da Plural que tinha sido realizada pela SunEnergy[®] em SketchUp[®], de forma a tornar o relatório final também apelativo.

A capa do relatório terá assim o aspeto que pode ser observado na Figura C.2.

Plural



Empresa

SUNENERGY

Rua José Augusto Frutuoso nº6 Relvinha
3025-29 Coimbra
Portugal

Contato:
Eng.º Paulino Oliveira

Telefone: 239700750

E-mail: info@sunenergy.pt

Cliente

A PLURAL - COOPERATIVA FARMACÊUTICA, CRL

Telefone: 239 499 400

E-mail: geral@plural.pt

Projeto

Endereço:
Rua da Constituição

Data de início da operação: 03-02-2017

Descrição do projeto:
Projecto de autoconsumo com 216 kWn e 224,95 kWp



Figura C.2 – Capa do relatório obtido da simulação em *PV*Sol® premium* (2017).

A segunda e terceira páginas do relatório foram geradas pelos dados relativos aos módulos solares e aos inversores que resultaram da introdução do número, modelo e potência dos mesmos (849 módulos fotovoltaicos *Jinko Solar*, modelo *JKM265P-60* perfazendo uma potência total de pico de 224,99 kW e oito inversores *Fronius Eco 27.0-3-S* com uma potência de 27 kW). Com a introdução destes dados relativos ao sistema, bem como da escolha do mesmo, isto é, uma UPAC sem injeção de energia na rede, onde tudo o que é produzido é consumido pela Plural, definido por “sistema fv conectado à rede com consumidores elétricos”, o *software* elabora um diagrama elétrico do sistema com os vários componentes que o constituem, tal como se encontra representado Figura C.3.

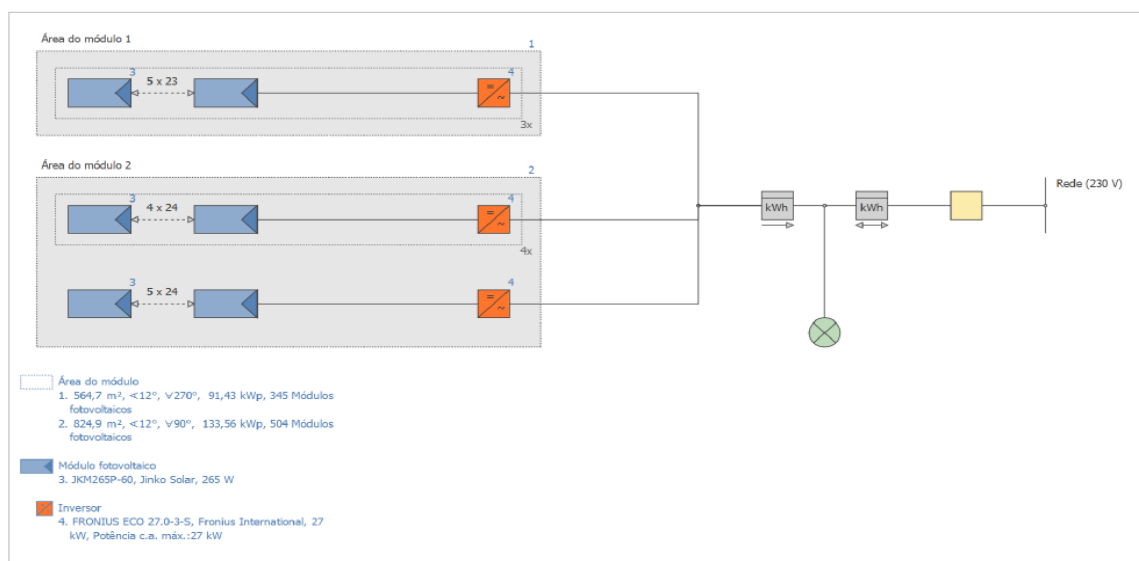
Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Eng^o Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Sistema fv conectado à rede com consumidores elétricos

Dados climáticos	COIM. CERNACHE AUTO (2000 - 2009)
Potência do gerador fotovoltaico	224,99 kWp
Área do gerador fotovoltaico	1.389,6 m ²
Quantidade de módulos	849
Quantidade de inversores	8



O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	311.501 kWh
Autoconsumo	301.603 kWh
Injeção na rede	9.898 kWh
Rendimento anual específico	1.384,51 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	86,1 %
Autoconsumo	96,8 %
Emissões de CO ₂ evitadas	186.900 kg/ano

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.

Figura C.3 – Dados do sistema fotovoltaico, diagrama elétrico e valores do rendimento.

Assim, a terceira página diz respeito à configuração do sistema que foi implementado na Plural, apresentando também os consumos, bem como a configuração dos módulos, introduzindo-se o fabricante, o modelo e uma inclinação do telhado de 12° e definindo-se duas áreas do telhado, sendo uma com orientação para oeste e outra para este (leste). Para a área a oeste utilizou-se uma orientação de 270°, tendo sido atribuída pelo *software* por “Área do módulo 1” com um total de 345 módulos que, por cálculos efetuados pelo *software*, ocupam uma área de 564,7 m², sendo-se também colocada a configuração de 5 *strings* x 23 módulos. A segunda área, definida por “Área do módulo 2” é onde se encontram os dois telhados orientados a 90° leste e também com 12° de inclinação. Nesta situação foram colocados 504 módulos que ocupariam uma área total de 824,9 m². Esta tem duas configurações, uma de 4 *strings* x 24 módulos e outra de 5 *strings* x 24 módulos. Estas configurações são colocadas por inversor, tendo sido definido o número de módulos a atribuir às *strings* de cada inversor e considerando-se que o MPP expresso no *software* é o que foi definido neste relatório como MPPT do inversor, contendo cada inversor apenas um MPPT.

Estas configurações dos inversores são introduzidas conforme representado na Figura C.4, sendo estas realizadas por área de módulos.

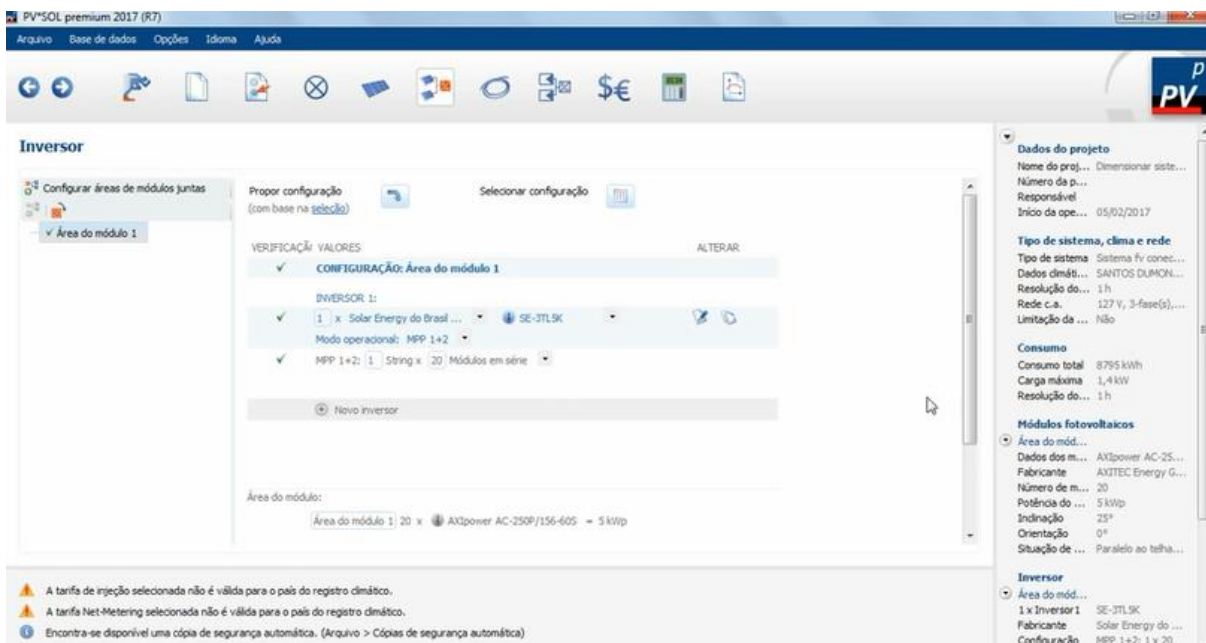


Figura C.4 – Campos relativos aos inversores fotovoltaicos.

Em ambas as áreas, a situação de montagem foi “Integrado no telhado - sem ventilação traseira”, correspondendo à situação dos módulos complanares ao telhado, apresentando um sombreamento nulo, o que torna o sistema altamente eficiente. Ao se definir também o número

de módulos e as configurações para cada área, o *software* calcula ainda a potência de pico gerada pelos mesmos. É ainda possível introduzir a “Degradação do módulo”, sendo este campo preenchido consoante o que vem no *datasheet* do mesmo, isto é, ao fim de 25 anos, cai para 80,7% o desempenho da potência garantida dos módulos (Figura C.5), o que torna este estudo ainda mais real. A maioria destas configurações relativas aos módulos fotovoltaicos são introduzidas segundo a Figura C.5.

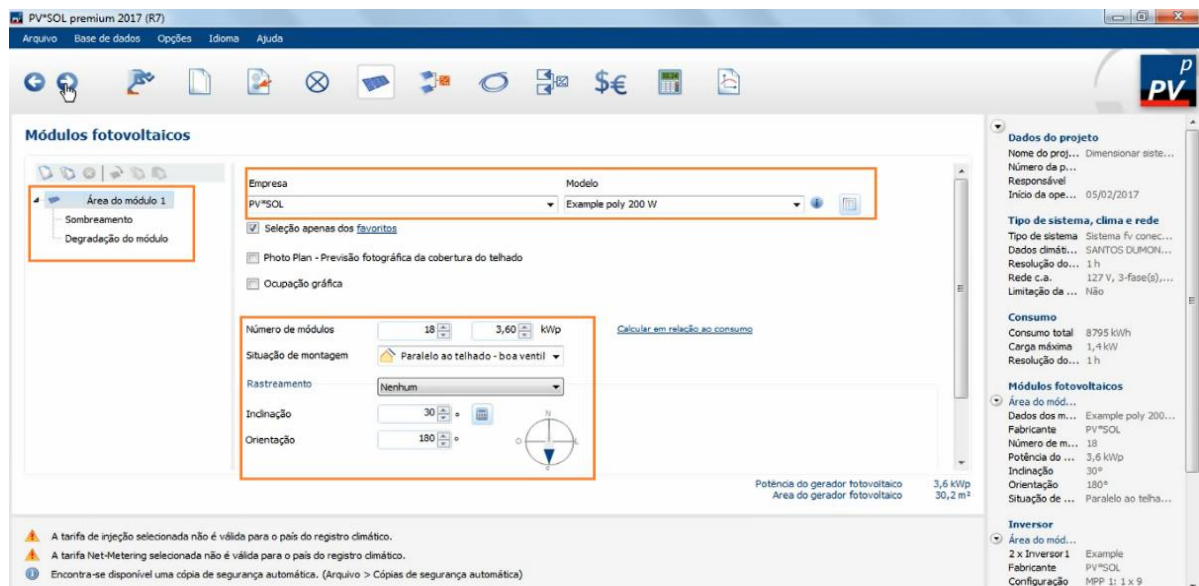


Figura C.5 – Campos relativos aos módulos fotovoltaicos.

Pode-se ainda introduzir a percentagem da perda na cablagem, valores estes que têm um peso significativo no valor final do rendimento do sistema.

No final, a Figura C.6 apresenta os valores introduzidos da “Rede c.a.”, com o valor da tensão da rede entre a fase e o neutro (230 V), a quantidade de fases (3 fases) e o fator de potência com valor unitário.



Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Engº Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Configuração do sistema

Dados climáticos	COIM. CERNACHE AUTO
Tipo de sistema	Sistema fv conectado à rede com consumidores elétricos
Consumo	
Consumo total	1028656 kWh
Carga máxima	348 kW
Gerador fotovoltaico 1. Área do módulo	
Nome	Área do módulo 1
Módulos fotovoltaicos*	345 x JKM265P-60
Fabricante	Jinko Solar
Inclinação	12 °
Orientação	Oeste 270 °
Situação de montagem	Integrado no telhado - sem ventilação traseira
Area do gerador fotovoltaico	564,7 m ²
Sombreamento	0 %
Gerador fotovoltaico 2. Área do módulo	
Nome	Área do módulo 2
Módulos fotovoltaicos*	504 x JKM265P-60
Fabricante	Jinko Solar
Inclinação	12 °
Orientação	Leste 90 °
Situação de montagem	Integrado no telhado - sem ventilação traseira
Area do gerador fotovoltaico	824,9 m ²
Sombreamento	0 %
Inversor	
1. Área do módulo	
Inversor 1*	3 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 5 x 23
2. Área do módulo	
Inversor 1*	4 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 4 x 24
Inversor 2*	1 x FRONIUS ECO 27.0-3-S
Fabricante	Fronius International
Configuração	MPP 1: 5 x 24
Rede c.a.	
Quantidade de fases	3
Tensão da rede (monofásica)	230 V
Fator de potência (cos phi)	+/- 1
* Aplicam-se os termos de garantia do fabricante correspondente.	

Figura C.6 – Parte do relatório relativa à configuração dos módulos e inversores fotovoltaicos e “Rede c.a.”.

Relativamente à Figura C.7, esta indica dados resultantes da simulação, apresentando o valor de 86,1% para o desempenho do sistema, também designado de *Performance Ratio* (PR), que consiste no rendimento da instalação em condições reais de trabalho, sendo este valor bastante positivo.

No que diz respeito ao gráfico apresentado, para este ser obtido tem de se introduzir o país, o fornecedor de energia, o local e, caso existissem valores de consumo ou faturas da eletricidade com os valores de consumo da Plural relativos ao ano anterior ao do estudo.

Neste caso, como só existiam dados das antigas instalações da Plural, optou-se por carregar uma curva de consumos de uma instalação já existente, que apresentasse um perfil de consumo idêntico à situação que iria existir na Plural, tendo em conta as horas de trabalho e as paragens. Assim, a simulação gera um gráfico com valores aproximados que permitem ter uma noção do perfil de consumo, como se encontra representado na Figura C.7, onde as barras amarelas representam a energia gerada a cada mês e as barras a cinza representam o consumo introduzido no início, sendo que nesta situação, a energia gerada (barras a amarelo) fica sempre inferior ao consumo em todos os meses (barras cinza), daí a curva do balanço energético, que se encontra por baixo das barras, ser sempre descendente.



Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Engº Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Resultados da simulação

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	225 kWp
Rendimento anual específico	1.384,51 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	86,1 %
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	311.501 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	186.900 kg/ano

Consumidores

Consumidores	1.028.656 kWh/Ano
Consumo em espera	70 kWh/Ano
Consumo total	1.028.726 kWh/Ano
Consumo da rede	717.225,5 kWh
Fação solar	30,3 %

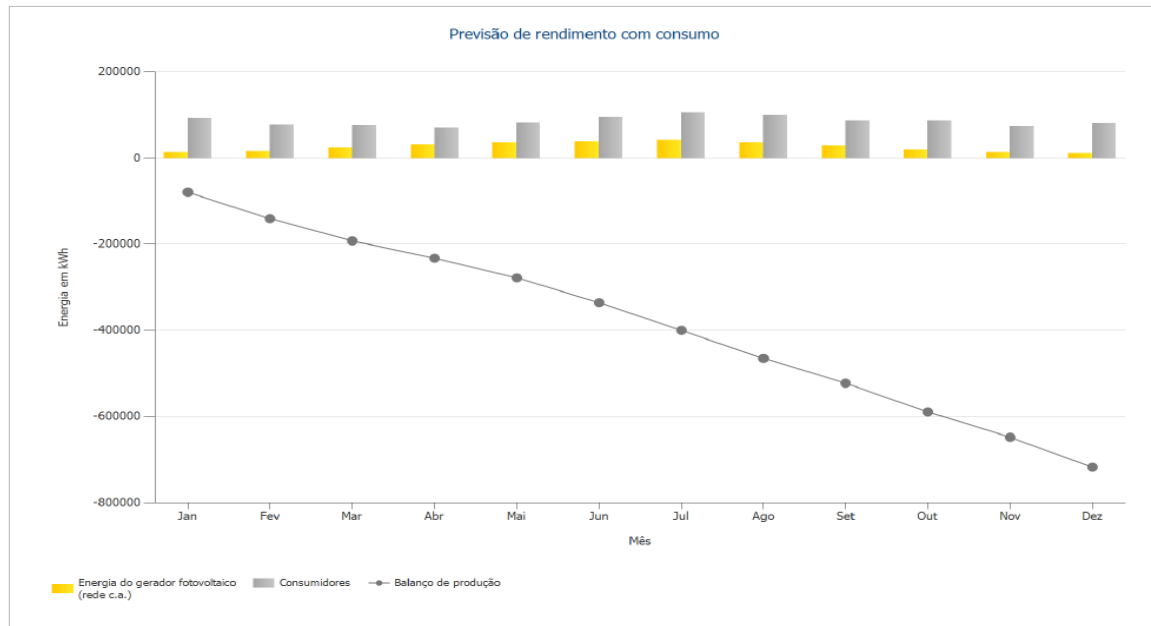


Figura: Previsão de rendimento com consumo

Figura C.7 – Dados resultantes da simulação e gráfico de previsão de rendimento com consumo.

Na continuação dos dados anteriormente introduzidos, a simulação fornece também o gráfico da Figura C.8 de “Poupança dos custos energéticos”, apresentando os custos associados ao custo da eletricidade do cliente sem sistema fotovoltaico, a azul, e com sistema fotovoltaico, a amarelo. Através destas curvas, consegue-se ter a perfeita noção de que esses custos são menores aquando da utilização do sistema fotovoltaico.

Relativamente às áreas 1 e 2 que já foram apresentadas anteriormente, agora tem-se na Figura 0.6 os dados relativos à área que cada uma ocupa, a irradiação que atinge cada uma, a potência, a energia gerada, bem como o desempenho e o rendimento, valores estes que remetem para a avaliação da viabilidade do sistema.

Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017



Responsável: Engº Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

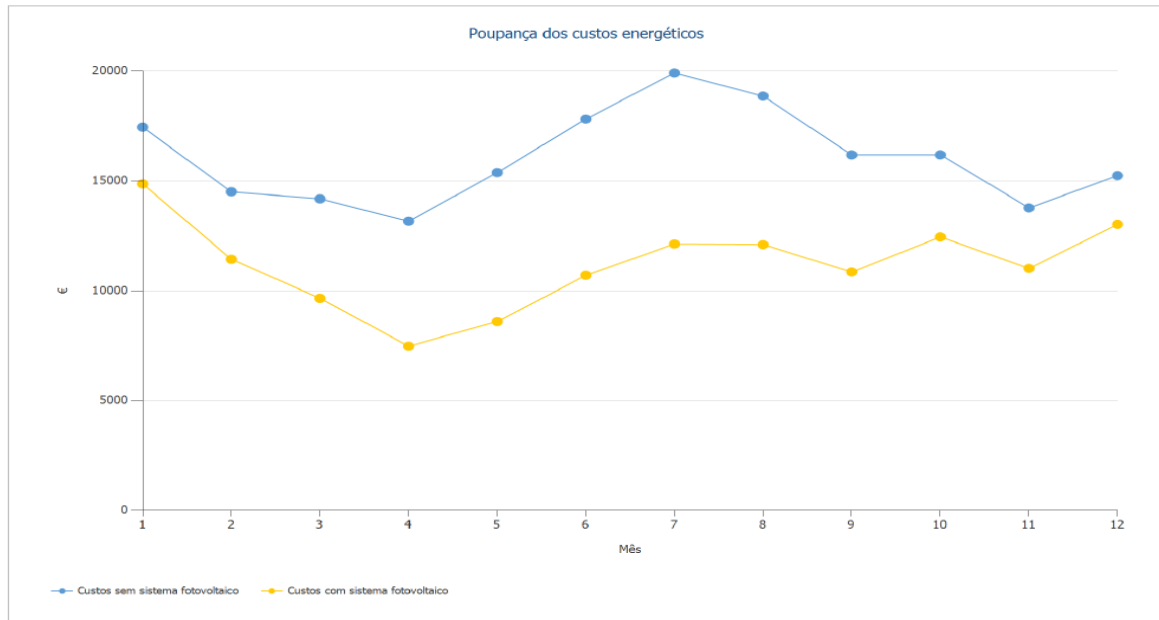


Figura: Poupança dos custos energéticos

Figura C.8 – Gráfico da poupança dos custos energéticos com e sem sistema fotovoltaico.



Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Eng^o Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Resultados por área de módulo

Área do módulo 1

Potência do gerador fotovoltaico	91,43 kWp
Área do gerador fotovoltaico	564,7 m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1603,5 kWh/m ²
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	126241,6 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1380,7 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	86,1 %

Área do módulo 2

Potência do gerador fotovoltaico	133,56 kWp
Área do gerador fotovoltaico	824,9 m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1610,1 kWh/m ²
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	185259 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1387,1 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	86,1 %

Figura C.9 – Valores relativos à área dos módulos.

A página do relatório da Figura C.10 apresenta o balanço energético gerado, sendo este muito importante, uma vez que dá informação básica para o projetista à acerca da irradiação transformada em eletricidade pelos módulos, algumas perdas resultantes do sombreamento e também perdas no inversor, apresentando por fim, o valor de energia que é verdadeiramente produzido.

Os valores de irradiação são obtidos após se ter escolhido o local exato da instalação do sistema fotovoltaico (país e respetivo local), tendo este sido possível escolher, através de um mapa. Após esta seleção, o próprio *software* calcula os dados relativos à latitude, longitude, o fuso horário, o período, a resolução, a soma anual da irradiação global e a média anual da temperatura, relativos àquele local.

Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Eng^o Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Balanco energético do sistema fotovoltaico

Irradiação global - horizontal	1.647,1 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-16,47 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	3,56 kWh/m ²	0,22 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	-26,75 kWh/m ²	-1,64 %
Sombreamento	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.607,5 kWh/m²	
	1.607,5 kWh/m ²	
	x 1389,64 m ²	
	= 2.233.796,1 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	2.233.796,1 kWh	
Sujeira	0,00 kWh	0,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 16,19 %)	-1.872.119,81 kWh	-83,81 %
Energia fotovoltaica nominal	361.676,3 kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-8.064,78 kWh	-2,23 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-26.101,12 kWh	-7,38 %
Diodos	-1.637,55 kWh	-0,50 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-6.517,46 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	0,00 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	319.355,3 kWh	
Redução devido à faixa de tensão PMP	-25,38 kWh	-0,01 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Perda no seguidor PMP	-36,81 kWh	-0,01 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	319.293,2 kWh	
Energia na entrada do inversor	319.293,2 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-849,16 kWh	-0,27 %
Conversão c.c./c.a.	-6.943,38 kWh	-2,18 %
Consumo em espera	-70,10 kWh	-0,02 %
Perda cabeamento total	0,00 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	311.430,5 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	311.500,6 kWh	

Figura C.10 – Balanco energético do sistema fotovoltaico.



Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Eng^o Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Módulo fotovoltaico: JKM265P-60

Fabricante	Jinko Solar
Disponível	Sim

Dados elétricos

Tipo de célula	Si policristalino
Exige inversor com transformador	Não
Número de células	60
Número de diodos de desvio	3

Dados mecânicos

Largura	992 mm
Altura	1650 mm
Profundidade	40 mm
Largura da moldura	35 mm
Peso	19 kg
Com moldura	Não

Características U-I sob STC

Tensão PMP	31,4 V
Corrente PMP	8,44 A
Potência nominal	265 W
Tensão de circuito aberto	38,6 V
Corrente de curto-circuito	9,03 A
Aumento da tensão de circuito aberto até estabilização	0 %

Características em carga parcial U-I

Fonte dos valores	Fabricante/próprio
Irradiação	200 W/m ²
Tensão PMP com carga parcial	30,642 V
Corrente PMP com carga parcial	1,683 A
Tensão de circuito aberto com carga parcial	36,028 V
Corrente de curto-circuito sob carga parcial	1,807 A

Mais

Coefficiente de tensão	-119,66 mV/K
Coefficiente de corrente	5,42 mA/K
Coefficiente de potência	-0,41 %/K
Fator de correção do ângulo	100 %
Tensão máxima do sistema	1000 V
Capacidade térmica esp.	920 J/(kg*K)
Coefficiente de absorção	70 %
Coefficiente de emissão	85 %

Figura C.11 – Informações relativas aos módulos fotovoltaicos.



Número de cliente: 6411
 Número da proposta: 6411_Plural
 Data da proposta: 03-02-2017

Responsável: Engº Paulino Oliveira
 Empresa: SUNENERGY

Plural

Inversor: FRONIUS ECO 27.0-3-S

Fabricante	Fronius International
Disponível	Sim
Dados elétricos	
Potência nominal c.c.	27,53 kW
Potência nominal c.a.	27 kW
Potência c.c. máx.	27,7 kW
Potência c.a. máx.	27 kW
Consumo em espera	7 W
Consumo noturno	1 W
Injeção a partir de	20 W
Corrente de entrada máx.	71,6 A
Tensão de entrada máx.	1000 V
Tensão nominal c.c.	580 V
Quantidade de fases de injeção	3
Quantidade de entradas c.c.	6
Com transformador	Não
Alteração do eficiência se a tensão de entrada se desviar da tensão nominal	0,3 %/100V
Seguidor PMP	
Potência de saída < 20% da potência nominal	99,8 %
Potência de saída > 20% da potência nominal	100 %
Quantidade de seguidores es PMP	1
Corrente de entrada máx. por seguidor PMP	47,7 A
Potência de entrada máx. por seguidor PMP	27,7 kW
Tensão mín. do PMP	580 V
Tensão máx. PMP	850 V

Figura C.12 – Informações relativas aos inversores.

Nas Figuras C.11 e C.12 encontram-se dados relativos aos módulos e aos inversores fotovoltaicos, a maioria meramente informativos e que constam também dos *datasheet* dos mesmos. Este *software* possui uma extensa base de dados com muitos fabricantes de módulos e de inversores.

Para a colocação dos módulos fotovoltaicos existe a possibilidade de os colocar no chão em triângulos ou em cima do telhado de forma coplanar ao mesmo ou também em triângulos (definida pelo *software* como “Montagem elevada”), bem como os espaçamentos entre eles (valor utilizado de 0,02 m) e a sua posição (vertical ou horizontal). Relativamente aos inversores, é possível realizar a configuração dos mesmos em diferentes orientações.

De forma a se verificarem todas as questões de sombreamento provocadas pelos vários obstáculos, existe a possibilidade de simular a modificação da posição do Sol, definindo uma data e fazendo variar a hora. O *software* calcula ainda o sombreamento incidente nos módulos fotovoltaicos de forma detalhada ao longo do ano, de hora em hora, permitindo ter-se uma representação real do sombreamento e calcular com maior precisão o rendimento do sistema. Consequentemente, o *software* realiza também cálculos sobre possíveis reduções no rendimento (as chamadas perdas por sombreamento). Isto possibilita alertar o cliente de possíveis sombreamentos e em conversação, tomarem a melhor alternativa, como por exemplo, mudar ou retirar os objetos prejudiciais ou conseguir um local alternativo para a colocação dos módulos afetados.

Outra funcionalidade que pode ser relevante apresentar ao cliente, é a possibilidade de elaboração de uma análise financeira detalhada através da introdução de valores relativos a cada instalação. Esta análise financeira contém principalmente parâmetros gerais, onde é definida a duração média de análise e o retorno anual médio do capital empregue, o valor que o cliente vai ter de pagar pela instalação do sistema fotovoltaico, custos operacionais e taxas de instalação, além das receitas, onde existem os subsídios e as taxas que são dedutíveis com a instalação e funcionamento de um sistema fotovoltaico. Possibilita ainda a introdução de dados de empréstimo, caso o cliente necessite, em que são alteradas as diferentes taxas a aplicar, bem como os períodos em que o cliente necessita de pagar o empréstimo. Relativamente ao valor que o cliente irá pagar pelo sistema fotovoltaico, o *software* calcula o retorno do investimento, a rentabilidade e a eficiência económica dos sistemas fotovoltaicos.

Por vezes é importante avaliar se diminuindo os kWp, na “Análise financeira” o “Prazo de amortização” aumenta ou diminui. Por outro lado, deve também verificar-se se o valor da “Taxa

interna de retorno” aumentou ou diminuiu. Através do gráfico da “Poupança dos custos energéticos” (Figura C.8), deve também ser verificado se a curva da conta de energia elétrica com sistema fotovoltaico ficou mais alta ou mais reduzida.

Finalizada a introdução de todos os dados que se pretende, a possibilidade de exportar os dados da simulação é bastante vantajosa, uma vez que permite uma melhor visualização dos dados e apresentá-los aos clientes para possível esclarecimento de alguma dúvida ou até mesmo apresentação de alguma informação de forma mais detalhada. Estes foram assim os vários componentes desenvolvidos e trabalhados durante o estágio com este *software*.

Anexo D Valores dos testes de incidência dos módulos fotovoltaicos

JKM265P-60 (KD26224)						
Serial	No. Pallet	Pmax	Vpm	lpm	Voc	Isc
153241161124090760200323	41161128111	268,53	30,83	8,70	37,85	9,22
153241161127090760230597	41161128111	269,20	30,86	8,72	37,83	9,26
153241161127090760230607	41161128103	269,60	30,87	8,73	37,99	9,26
153241161127090760230610	41161128103	267,09	30,71	8,69	37,79	9,26
153241161127090760230632	41161128103	269,52	30,88	8,72	37,84	9,23
153241161127090760230647	41161128103	266,39	30,65	8,68	37,79	9,24
153241161127090760230678	41161128107	269,45	30,87	8,72	37,81	9,23
153241161127090760230689	41161128107	267,22	30,60	8,73	37,58	9,23
153241161127090760231426	41161128108	269,17	30,61	8,79	37,67	9,30
153241161128090760240097	41161128108	268,14	30,74	8,72	37,73	9,25
153241161128090760240176	41161128111	269,61	30,98	8,70	37,92	9,23
153241161128090760240193	41161128103	269,14	30,92	8,70	37,85	9,25
153241161128090760240249	41161128111	268,40	30,83	8,70	37,76	9,25
153241161128090760240267	41161128111	268,49	30,87	8,69	37,92	9,23
153241161128090760240277	41161128111	265,83	30,62	8,67	37,96	9,27
153241161128090760240280	41161128111	268,64	30,79	8,72	37,96	9,29
153241161128090760250007	41161128111	268,42	30,89	8,68	37,83	9,23
153241161128090760250003	41161128111	269,52	30,93	8,71	37,89	9,23
153241161128090760250010	41161128111	267,42	30,74	8,69	37,81	9,25
153241161128090760250019	41161128111	269,36	30,89	8,72	37,77	9,21
153241161128090760250016	41161128111	269,55	30,94	8,71	37,82	9,24
153241161128090760250024	41161128111	266,77	30,65	8,70	37,83	9,22
153241161128090760250029	41161128111	269,78	30,92	8,72	37,83	9,25
153241161128090760250032	41161128111	268,73	30,79	8,72	37,85	9,24
153241161128090760250036	41161128111	269,73	30,96	8,71	37,86	9,21
153241161128090760250047	41161128111	266,10	30,62	8,69	37,87	9,23
153241161128090760250048	41161128111	267,63	30,77	8,69	37,88	9,26
153241161128090760250053	41161128111	266,23	30,61	8,69	37,91	9,24
153241161128090760250060	41161128111	269,20	30,95	8,69	37,86	9,22
153241161128090760250067	41161128111	269,33	30,95	8,69	37,85	9,25
153241161128090760250077	41161128111	268,39	30,75	8,72	37,85	9,24
153241161128090760250080	41161128111	269,52	30,97	8,70	37,92	9,24
153241161128090760250082	41161128111	269,40	30,85	8,73	37,85	9,26
153241161128090760250086	41161128111	269,10	30,89	8,71	37,84	9,24
153241161128090760250089	41161128103	266,67	30,68	8,69	37,83	9,22
153241161128090760250127	41161128108	269,32	30,85	8,72	37,74	9,22
153241161128090760250136	41161128107	269,84	30,87	8,73	37,79	9,27
153241161128090760250147	41161128103	266,30	30,55	8,71	37,81	9,21
153241161128090760250194	41161128103	268,96	30,86	8,71	37,80	9,23
153241161128090760250204	41161128103	269,26	30,89	8,71	37,86	9,25
153241161128090760250206	41161128103	269,28	30,88	8,71	37,82	9,24
153241161128090760250213	41161128103	269,29	30,88	8,72	37,90	9,24
153241161128090760250214	41161128103	268,82	30,86	8,70	37,87	9,24
153241161128090760250216	41161128103	267,28	30,69	8,70	37,74	9,24
153241161128090760250220	41161128103	269,43	30,86	8,72	37,83	9,25
153241161128090760250224	41161128103	268,50	30,79	8,71	37,81	9,24

Anexo E Datasheet relativos aos diversos equipamentos utilizados na implementação do sistema fotovoltaico

Anexo E.1 Módulos Fotovoltaicos

Os 849 módulos fotovoltaicos aplicados na instalação de autoconsumo do modelo *JKM265P - 60* são todos iguais e por isso, apresentam todas as mesmas características. Deste modo, encontra-se apenas um exemplo neste anexo de um *datasheet* dos mesmos.

www.jinkosolar.com

JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

JKM265P-60

245-265 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



KEY FEATURES

- High Efficiency:** High module conversion efficiency (up to 16.19%), through innovative manufacturing technology.
- Low-light Performance:** Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Severe Weather Resilience:** Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability against extreme environmental conditions:** High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Year	Guaranteed Power Performance (%)
1	97.5%
12	~90.5%
25	80.7%

100%
97.5%
90%
80.7%

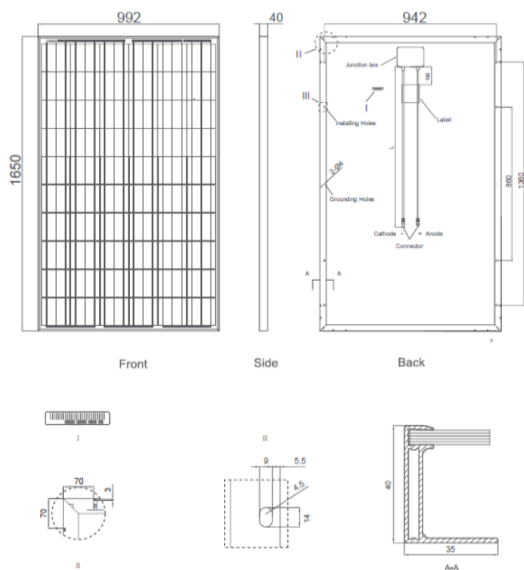
Guaranteed Power Performance

1 12 25 year

New linear performance warranty

PV CYCLE, TÜV SÜD, CE, IEC, UL

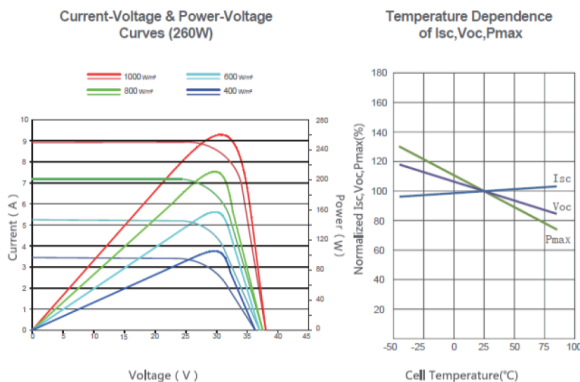
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)
 25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Module Efficiency STC (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-265P_v1.0_rev2015]

Anexo E.2 Inversores Fotovoltaicos

Os oito inversores *Fronius Eco 27.0-3-S* utilizados no sistema fotovoltaico possuem características todas iguais, encontrando-se assim apenas um exemplo de um *datasheet* neste anexo.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS ECO

/ The compact project inverter for maximum yields.



/ SnapInverter Technology



/ Integrated data communication



/ Smart Grid Ready



/ Dynamic Peak Manager



/ Zero feed-in



/ The three-phase Fronius Eco in power categories 25.0 and 27.0 kW perfectly meets all the requirements of large-scale installations. Thanks to its light weight and SnapInverter mounting system, this transformerless device can be installed quickly and easily either indoors or outdoors. This inverter range is setting new standards with its IP 66 protection class. Furthermore, thanks to its integrated double fuse holders and optional overvoltage protection, string collection boxes are no longer necessary.

TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

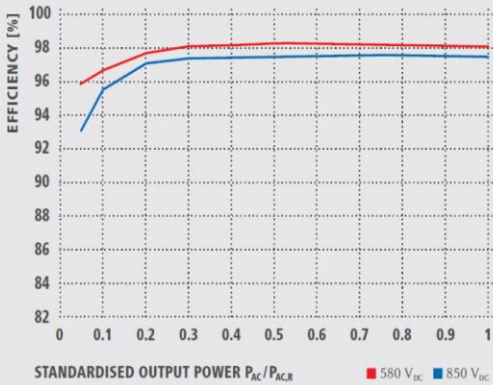
INPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. input current ($I_{dc, max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. array short circuit current		71.6 A
Min. input voltage ($U_{dc, min}$)		580 V
Feed-in start voltage ($U_{dc, start}$)		650 V
Nominal input voltage ($U_{dc, n}$)		580 V
Max. input voltage ($U_{dc, max}$)		1,000 V
MPP voltage range ($U_{mpp, min} - U_{mpp, max}$)		580 - 850 V
Number of MPP trackers		1
Number of DC connections		6
Max. PV generator output ($P_{dc, max}$)		37.8 kW _{peak}

OUTPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
AC nominal output ($P_{ac, n}$)	25,000 W	27,000 W
Max. output power	25,000 VA	27,000 VA
AC output current ($I_{ac, nom}$)	37.9 A / 36.2 A	40.9 A / 39.1 A
Grid connection (voltage range)		3-NPE 380 V / 220 V or 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)
Frequency (frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Total harmonic distortion		< 2.0 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac, n}$)		0 - 1 ind. / cap.

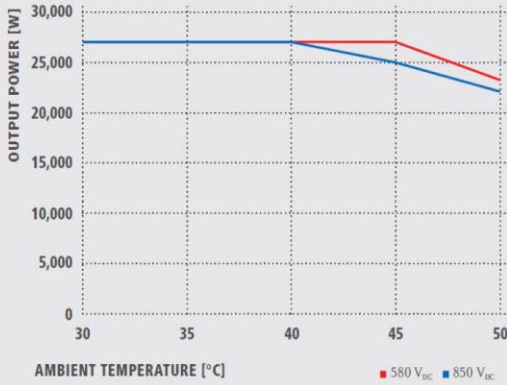
GENERAL DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensions (height x width x depth)		725 x 510 x 225 mm
Weight		35.7 kg
Degree of protection		IP 66
Protection class		I
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾		1 + 2 / 3
Night-time consumption		< 1 W
Inverter concept		Transformerless
Cooling		Regulated air cooling
Installation		Indoor and outdoor installation
Ambient temperature range		-25 - +60 °C
Permitted humidity		0 to 100 %
Max. altitude		2,000 m
DC connection technology		6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology		5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, GS9/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

²⁾According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 and type 2 overvoltage protection available.
 Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS ECO 27.0.3-S EFFICIENCY CURVE



FRONIUS ECO 27.0.3-S TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

EFFICIENCY	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. efficiency	98.2 %	98.3 %
European efficiency (η _{EU})	98.0 %	98.0 %
η at 5 % P _{AC,R} ¹⁾	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η at 10 % P _{AC,R} ¹⁾	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η at 20 % P _{AC,R} ¹⁾	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η at 25 % P _{AC,R} ¹⁾	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η at 30 % P _{AC,R} ¹⁾	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η at 50 % P _{AC,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η at 75 % P _{AC,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η at 100 % P _{AC,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %	

PROTECTION DEVICES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
DC insulation measurement		Yes
Overload behavior	Operating point shift, power limitation	
DC disconnect		Yes
Integrated string fuse holders ²⁾		Yes
Reverse polarity protection		Yes

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver	
USB (A socket) ³⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive	
2x RS422 (RJ45 socket) ³⁾	Fronius Solar Net	
Signalling output ³⁾	Energy management (floating relay output)	
Datalogger and Webserver	Included	
External input ³⁾	50 meter connection / Evaluation of overvoltage protection	
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection	

¹⁾ And at U_{mpp min} = U_{dc,r} / U_{mpp max}. ²⁾ Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side. ³⁾ Also available in the light version.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what’s possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we’ve always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited
 GAT no 312, Nanekarwadi
 Chakan, Taluka - Khed District
 Pune 410501
 India
 pv-sales-india@fronius.com
 www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
 90-92 Lambeck Drive
 Tullamarine VIC 3043
 Australia
 pv-sales-australia@fronius.com
 www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
 Maidstone Road, Kingston
 Milton Keynes, MK10 0BD
 United Kingdom
 pv-sales-uk@fronius.com
 www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 pv-sales@fronius.com
 www.fronius.com

Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in order of careful editing. Copyright © 2011 Fronius™. All rights reserved. M.06.0183.EN v11 Sep 2016 as17

O valor da potência máxima do inversor não se encontra no *datasheet* do inversor, pelo que este teve de ser retirado do simulador da *Fronius*, tal como indica a Figura E.1.

ECO 27.0-3-S	
INPUT	
MPP voltage area	580 - 850 V
Max. input voltage	1,000 V
Max. input current	72 A
Max. DC power	37,800 W
Number of MPP trackers	1
OUTPUT	
AC nominal output	27,000 W
AC max. output	27,000 VA
Min. cos φ	0.10
3-phase	✓
Euro. Effectiveness	98.0 %
Max. eff.	98.3 %
GENERAL	
Dimensions (H x W x D)	725x510x225 mm
Weight	35.7 kg
Protection type	IP 66
Ambient temperature	-25 - 60 °C



DATA SHEET

Figura E.1 – Características do inversor, obtidas no *Fronius Solar Configurator*.

Anexo E.3 Contador ITRON SL 7000

O contador utilizado na instalação fotovoltaica foi um ITRON SL 7000, encontrando-se presente o seu *datasheet*.

Electricity

Itron

Knowledge to Shape Your Future



SL7000 SMART

Contador de Electricidade Comercial & Industrial



Os contadores SL 7000 suportam as novas necessidades emergentes da liberalização e concorrência do mercado da electricidade bem como da contagem clássica.

Smart

Conforme com as normas IEC, estes contadores incluem inúmeras capacidades inovadoras. Eles permitem o registo múltiplo de perfis de carga juntamente com comunicação local e remota em várias linhas.

Flexíveis

Concebidos para ligação directa ou por transformador, os contadores SL7000 usam uma arquitectura escalonável que os torna apropriados para uso em redes de distribuição e transporte de electricidade existentes ou novas.

Ampla Gama de Aplicações

Graças a uma fonte de alimentação auto-ajustável e a uma extremamente ampla gama

de medição, um só tipo de contador pode ser usado através de uma variedade de aplicações - desde grandes instalações comerciais a subestações.

> Aplicações Comerciais e Industriais

Características de somatório e entradas multi-energia reduzem a necessidade de concentradores de dados adicionais. Linhas de comunicação separadas para a Utility e Cliente, fornecem um elo mais próximo e valor acrescentado ao fornecedor de electricidade.

> Aplicações em Subestações

Precisão e linearidade garantem alta qualidade dos dados de facturação. Valores instantâneos para uma variedade de grandezas servem como base para monitorização da rede. Adicionalmente, canais de comunicação simultâneos permitem que diferentes departamentos usem a instalação.

www.itron.com

Electricity

> Aplicações Comerciais & Industriais



> Aplicações em Subestações



Valor acrescentado

Através da aplicação da mais recente geração metrológica e tecnológica de comunicação, os contadores SL7000 trazem significativos benefícios para as Utilities e igualmente para os utilizadores finais, acrescentando valor a cada aspecto do processo de contagem.

Benefícios da Utility

- > Custos de Inventário Reduzidos
Graças a uma ampla gama de medição e fonte de alimentação auto-ajustável, os utilizadores industriais e comerciais só necessitam de um tipo de contador para vários tipos de instalações.
- > Custos Reduzidos de Recolha de Dados
Os ciclos de leitura são minimizados, através do armazenamento de todos os dados de facturação, sendo que as poderosas capacidades de comunicação permitem o baixo custo de leitura remota do contador. Conformidade com as mais recentes normas IEC de comunicações garante que os contadores sejam facilmente integrados em sistemas standard de recolha de dados.
- > Perdas Não-técnicas Reduzidas
Características múltiplas de segurança protegem de problemas técnicos que sejam introduzidos por intervenção humana.
- > Monitorização de Rede
Os nossos contadores permitem a monitorização da actual condição da rede, incluindo registo de anomalias como eventos isolados ou em arquivo contínuo. Esta característica pode ser usada para impedir e reparar problemas da rede.
- > Actualizações de Características
Os contadores SL7000 incluem um motor de actualização para aperfeiçoamento da funcionalidade. Os custos de actualização podem ser mantidos a um mínimo através da reutilização de equipamento existente.
- > Resistência a Condições Adversas
Os nossos contadores são concebidos e testados para suportarem condições ambientais severas, tais como perturbações electromagnéticas e variações das condições da rede.

Benefícios do Utilizador Final

- > Monitorização da Alimentação
Podem ser definidos parâmetros de qualidade de tensão e a alimentação monitorizada. Estes dados podem ser usados para fins de verificação quando a qualidade é um parâmetro do contrato.
- > Monitorização da Alimentação
Podem ser definidos parâmetros de qualidade de tensão e a alimentação monitorizada. Estes dados podem ser usados para fins de verificação quando a qualidade é um parâmetro do contrato.
- > Característica de Consumo em Excesso
Os contadores SL7000 podem monitorizar o consumo face a limites configuráveis e podem activar contactos se os limites de consumo forem excedidos.

Características Chave

Multi-Energia

- > Medição interna de potência activa, reactiva e aparente em cada sentido, e separadamente por fase
- > Quatro entradas de impulsos fornecem informação adicional de contagem (versões com linhas de I/O).

Perfis de Carga

Podem armazenar até oito canais de perfil de carga para várias quantidades base.

Multi-Tarifa

- > Facturação multi-tarifa para energia e ponta.
- > Dez grandezas base podem ser submetidas para facturação.
- > Disponíveis 32 registos de tarifa de energia e 24 registos de tarifa de ponta.
- > Comutação de tarifa desempenhada principalmente por relógio interno, mas pode ser influenciada externamente (versões com linhas I/O).

Qualidade de Tensão

Processamento dos níveis da tensão, para se desenvolver uma análise detalhada das flutuações da tensão fornecida.

Comunicação

- > Até três canais de comunicação dependendo da versão do contador.
- > Dois canais podem ser usados simultaneamente.
- > Portas de leitura local e remota.
- > Modem de telefone externo pode ser fornecido a partir do contador.
- > Conforme DLMS-Cosem.



> Série SL7000 Meter

- Versão base sem linhas eléctricas de I/O.
- Versão intermédia com conjunto limitado de linhas eléctricas de I/O.
- Versão alargada com capacidades de I/O alargadas.

Em todas as versões estão disponíveis várias configurações.



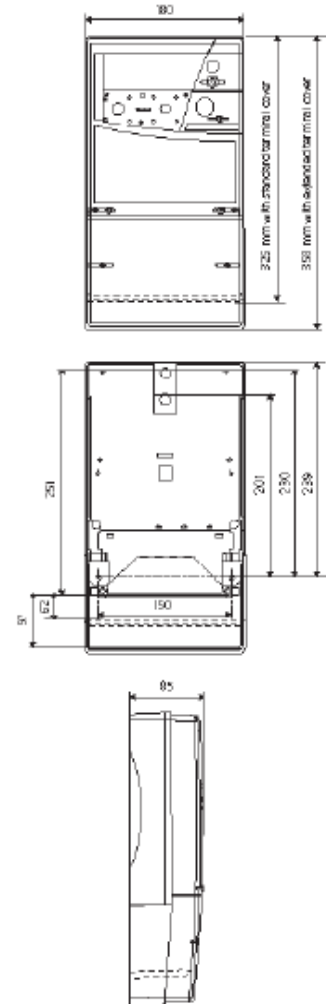
Dados Técnicos

Valores Nominais	Tensão: Corrente: Ligação a TI:	3*57.7/100V até 3*277V/480V auto ajustável In 5A, Imáx 120A Ib 1A, Imáx 10A
Tipos de Ligação	Ligação directa: Ligação a TI e TT:	Contador de 4 fios, completamente operacional com Ligação de 3 fios neutro Ligações configuráveis a 3 e 4 fios
Precisão	Ligação directa: Ligação Transf: Energia reactiva:	Classe 1 (IEC 61036) Classe 0.2 ate Classe 0.5s (IEC 60687) Classe 0.5s (IEC 60687) & Classe 1 (IEC 61036) Classe 1 ou Classe 2 (IEC 1268)
Frequência	50 / 60 Hz	
Gama de Temperatura	-40°C a +70°C	
Normas	Plena conformidade com IEC 61036, IEC 60687 e normas da marca CE (mecânicas, climáticas, eléctricas, electromecânicas, metrológicas)	
Comunicações	Porta IR (IEC 61107), RS232C opcional e/ou RS485. DLMS-Cosem Protocolo (IEC 62056)	

Acessórios

Comunicações	Modem de telefone externo Cabos para dispositivos externos de comunicação Dispositivo de leitura IR para ligação a PC
Configuração/Calibração	Software do Cliente para monitorização de consumo e produção Software da Utility para configuração Software do Utility para calibração
Ferramentas de Instalação	Etiquetas de razão de transformação Conjunto de selagem
Documentação	Certificado de teste Guia do Utilizador Manual de Instalação

> Dimensões



About Itron Inc.

Itron Inc. is a leading technology provider to the global energy and water industries. Our company is the world's leading provider of metering, data collection and utility software solutions, with nearly 8,000 utilities worldwide relying on our technology to optimize the delivery and use of energy and water. Our products include electricity, gas and water meters, data collection and communication systems, including automated meter reading (AMR) and advanced metering infrastructure (AMI); meter data management and related software applications; as well as project management, installation, and consulting services. To know more, start here: www.itron.com



Itron - Sistemas de Medição Lda
Apartado 21, 4761-913
V.N. Famalicão – Portugal

tel. +351 252 320 300
fax +351 252 320 303

EL-0035.0-EN-03.09

Anexo E.4 Cabo para a ligação DC

Neste anexo encontra-se o *datasheet* correspondente ao cabo DC que foi utilizado no sistema fotovoltaico.

TÜV SOLAR CABLE (H1Z2Z2-K)

CAVO UNIPOLARE FLESSIBILE HALOGEN FREE PER APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE
FLEXIBLE SINGLE CORE CABLE HALOGEN FREE FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

CE ReachCompliant APPROVAZIONI / APPROVALS:
Certificate Nr R60113052



- 1 – 1° isolamento:
copolimero speciale halogen free
1st insulation:
halogen free special copolymer
- 2 – 2° isolamento:
copolimero speciale halogen free
2nd insulation:
halogen free special copolymer
- 3 – Conduttore in rame
Copper conductor

COLORI 1° e 2° ISOLAMENTO/
1st and 2nd INSULATION COLOUR



Conduttore trefolo flessibile in rame stagnato
Twisted flexible tinned copper conductor

MARCATURA / MARKING :

CET SOLAR CABLE 1Xn,00 mm2 1.0/1.0 kV H1Z2Z2-K TÜV Rheinland Type Approved R60113052 IEC 60332-1 CE

APPLICAZIONI /
APPLICATIONS



CONFEZIONI /
PACKAGING



Dati Tecnici	
Tensione Nominale U _o /U	1.0/1.0 kV AC – 1.5/1.5 kV DC
Tensione max. consentita	1,8 kV DC
Tensione di Prova	6.5 kV AC
Temperatura di Esercizio	- 40 ÷ +90°C
Max. temp. conduttore	+120°C (for 20.000 hrs.)
Raggio minimo di curvatura	5 x D cavo (installazione fissa)
Omologazione	TÜV Rheinland
Norme di Riferimento :	EN 50618: 2014 IEC 60228 – EN 50395 – EN 50396 EN 60332-1-2 – EN 61034-1; -2 EN 50525-1 – EN 60216-1; -2

Technical Data	
Nominal Voltage U _o /U	1.0/1.0 kV AC – 1.5/1.5 kV DC
Maximum permitted voltage	1,8 kV DC
Test Voltage	6.5 kV AC
Operating Temperature	- 40 ÷ +90°C
Max. core temperature	+120°C (for 20.000 hrs.)
Min. bending radius	5 x D cable (fixed installation)
Approved	TÜV Rheinland
References:	EN 50618: 2014 IEC 60228 – EN 50395 – EN 50396 EN 60332-1-2 – EN 61034-1; -2 EN 50525-1 – EN 60216-1; -2

TIPO	SEZIONE	DIAMETRO MAX FILI CONDUTTORE	SPESORE ISOLANTE 1° / 2°	DIAMETRO ESTERNO	RESISTENZA ELETTRICA MAX A 20°C MAX ELECTRIC RESISTANCE AT 20°C	REATTANZA (a 50 Hz)
TYPE	SECTION	MAX WIRE DIAMETER OF CONDUCTOR	INSULATION THICKNESS 1 ST / 2 ND	OVERALL DIAMETER	RAMME STAGNATO TINNED COPPER	REACTANCE (at 50 Hz)
	mm ²	mm	mm	mm	Ω/Km	Ω/Km
TÜV SOLAR CABLE	1x2.50	0.26	0.70 / 0.80	5.00	8.21	/
	1x4.00	0.31	0.70 / 0.80	5.40	5.09	0.143
	1x6.00	0.31	0.70 / 0.80	6.20	3.39	0.135
	1x10.0	0.41	0.70 / 0.80	7.40	1.95	0.119

Tolleranza sui diametri: in accordo con le norme di riferimento TÜV
Diameters tolerances: according with TÜV standards

SEZIONE	Portata amperometrica dei cavi PV in funzione del tipo d'installazione (T=60°C) Current carrying capacity of PV cables in accordance to the installation (T=60°C)		
	Cavo singolo – posa in aria Single cable free in air	Cavo singolo – posa su superficie Single cables on surfaces	Cavi in fascio – posa su superficie To cables adjacent on surfaces
mm ²	(A)	(A)	(A)
1 x 2.5	41	39	33
1 x 4.0	55	52	44
1 x 6.0	70	67	57
1 x 10	98	93	79

Proprietà

La speciale costruzione e i materiali impiegati, consentono al cavo di soddisfare i requisiti più recenti previsti per i sistemi fotovoltaici in accordo alle normative: EN50618 – EN 60216-1-2 – EN 61034. L'isolamento garantisce un elevato potere isolante e notevole resistenza all'invecchiamento termico, nonché proprietà di resistenza all'abrasione ed alla fiamma, resistenza all'ozono, resistenza ai raggi UV ed è facilmente rimovibile dall'isolamento interno per facilitare operazioni di connessione.

Properties

The cable is able to satisfy the latest requirements fixed for PV systems in accordance to the following Reference Standards: EN50618 – EN 60216-1-2 – EN 61034. The special insulation has qualities of high abrasion resistance to high temperature. Moreover the insulation has property of flame retardant and ozone resistance. The cable is UV-resistant and the external sheath can be removed from the inner layer of extruded insulation.

ENCO S.F.L. CAVI E CONDUTTORI ELETTRICI
Via Selice, 10/A – 40027 Mordano (BO) Italy
Tel. +39 0542.56018 – Fax +39 0542.56118
www.enocavi.it info@enocavi.it

Via C. Battisti, 34 - 35010 Limena (PD) Italy
Tel. +39 049.8657057 - Fax +39 049.8842651
www.ceteletric.com info@ceteletric.com

STABILIMENTO / DIVISION

ceteletric

TÜV SOLAR CABLE (H1Z2Z2-K)

APPENDIX



The H1Z2Z2-K is to be considered Harmonized because has been tested and certified in accordance with the requirements of the harmonized standard EN 50618: 2014 (quoted in the official document of the European Union that lists the harmonized standards to the LVD Directive 2006/95/EC (Low voltage Directive)).

Use and type of installation for applications in photovoltaic (HD 60364-7-712). For fixed installation indoors and outdoors. Installation of walls, walkways, pipes, conduits, and similar systems. The cables are suitable for use with Class II. They are inherently short-circuit and earth fault proof acc. to HD 60364-5-52.

Chemical properties

Halogen-free	acc. to EN 50525-1 Annex B (EN 50267-2-1, EN 50267-2-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2)
Low Smoke Emission	acc. to IEC 61034, EN 61034 (Light Transmittance > 60%)
Weather resistance	<i>Ozone resistance:</i> acc. to EN 60811-403 Test Method A, EN 50396 clause 8.1.3 Test Method B <i>Weathering/UV resistance:</i> acc. to EN 50618 Annex E, EN 50289-4-17 (Method A), EN ISO 4892-1 /-2 tensile strength and elongation at break after 720h (360 Cycles) of exposure to UV lights
Acid and alkaline resistance	acc. to EN 50618:2014 Annex B: 7 days, 23° C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) as for EN 60811-404
Resistance to fire	Flame propagation acc. to EN 60332-1-2 (Single Cable Flame Test) Tested according to CPR: EN 50399 Common test methods for cables under fire conditions Heat release and smoke production measurement on cables during flame spread test, UNI EN 13501-6 Flammability class: D_{ca} Smoke emission class: s2 Drip particle class: d2

Mechanical properties

	for insulation and sheath before ageing acc. to EN 50618 Annex B (test acc. To EN 60811-501). tensile strength ≥ 8 N/mm ² elongation at break for insulation and sheath ≥ 125 %
Shrinkage test on sheath	acc. to EN 50618, Table 2: <2% (test acc. to EN 60811-503).
Dynamic Penetration Test	acc. to EN 50618
Durability of Print	acc. to EN 50618 (test acc. to EN 50396)
Direct Burial	Impact test resistance of single conductor type USE and USE-2 cables (tested acc. to UL854) Rodent resistance safety can be optimized by utilizing protective hoses and cables with spinning or braid metallic coatings
Water resistance	AD8 category Tested with successful acc. to EN 50525-2-21 "Annex E" (after immersion for 100 days / 2.400 h to 50°C): <ul style="list-style-type: none"> • Voltage at 1 kV AC on cable in water at 50°C during 100 days without any breakdown • Mechanical properties on sheath after immersion 100 days at 50°C • Minimum tensile strength after immersion 100 days at 50°C > 7 MPa • Minimum elongation at break after immersion 100 days at 50°C > 200% • Water absorption on sheath after immersion 100 days at 50°C less than 40% • Insulation resistance tests with a minimum resistivity of 10¹¹ Ω.cm measured after 14 days in water at 50°C
Long term resistance of insulation to d.c	acc. to EN 50618, Table 2 test acc. to EN 50395 clause 9: Cable immersed in water containing 1% NaCl for 240h ; water temperature: 85°C ± 5; Voltage applied: 1.8 kV D.C.


Thermal properties

Lifetime	acc. to EN 50618 : 25 years the cables are designed to operate at a normal max conductor temperature of 90°C, but for a maximum of 20.000 hours a max. conductor temperature of 120 °C at a max. ambient temperature of 90 °C is permitted. (test according to EN 60216-1 and EN 60216-2)
Max.short circuit temperature	250°C (for 5 sec.)
Resistance to cold	EN 50618, Table 2: Cold Bending Test at -40°C acc. to EN 60811-504; Cold Elongation Test at -40°C acc. to EN 60811-505; Cold Impact Test at -40°C acc. to EN 50618 Annex C and EN 60811-506. Damp-Heat Test Acc. to EN 50618, Table 2 (test acc. to EN 60068-2-78) : 90°C for 1.000h and min. 85% humidity

Anexo E.5 Fronius Smart Meter 50 kA-3


O contador bidirecional utilizado foi o *Fronius Smart Meter 50 kA-3*, pelo que o seu *datasheet* se encontra no presente anexo.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SMART METER

/ The bidirectional meter for recording power consumption in the home



/ The Fronius Smart Meter is a bidirectional meter which optimises self-consumption and records the household's load curve. Thanks to highly accurate measurements and rapid communication via the Modbus RTU interface, dynamic feed-in control when feed-in limits are imposed is faster and more accurate than with the S0 meter. Together with Fronius Solar.web, the Fronius Smart Meter presents a clear overview of power consumption within the home. In the Fronius Energy Package storage solution based on the Fronius Symo Hybrid, the Fronius Smart Meter provides perfectly coordinated management of the various energy flows and optimises overall energy management. The Fronius Smart Meter is ideally suited for use with the Fronius Symo, Fronius Symo Hybrid, Fronius Galvo, Fronius Primo, Fronius Eco inverters and the Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER

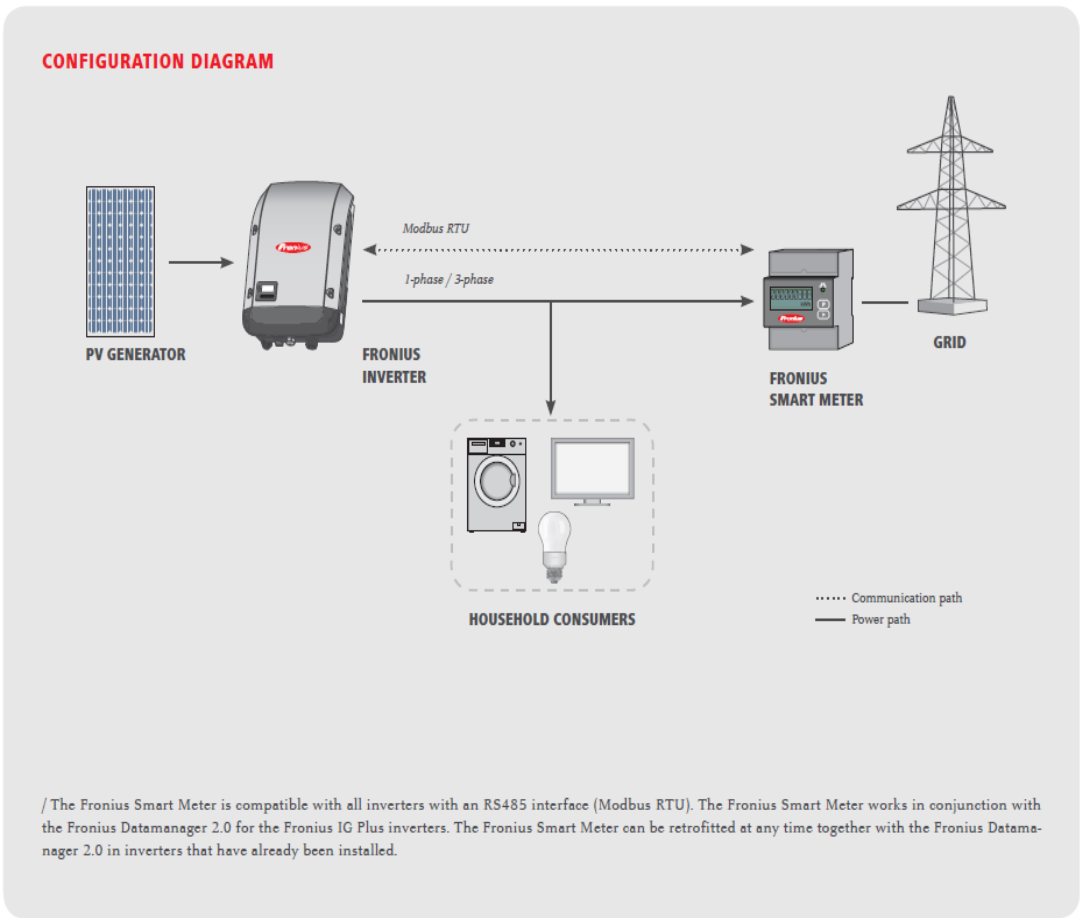
TECHNICAL DATA	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50kA-3 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63A-1
Nominal voltage	400 - 415 V	400 - 415 V	230 - 240 V
Maximum current	3 x 63 A	3 x 50,000 A	1 x 63 A
Input Terminal capacity	1 - 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 - 16 mm ²
Communication and Neutral line Terminal capacity		0,05 - 4 mm ²	
Power consumption	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Starting current		40 mA	
Accuracy class		1	
Active Energy Accuracy		Class B (EN50470)	
Reactive Energy Accuracy		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Short-time overcurrent		30 x I _{max} / 0,5 s	
Mounting		Indoors (DIN rail)	
Housing	4 modules DIN 43880	4 modules DIN 43880	2 modules DIN 43880
Degree of protection		IP 51 (front frame), IP 20 (terminals)	
Specified operating range		-25 - +55°C	
Dimensions (Height x Width x Depth)	89,0 x 71,2 x 65,6 mm	89,0 x 71,2 x 65,6 mm	89,0 x 35,0 x 65,6 mm
Interface to inverter		Modbus RTU (RS485)	
Display	8-digit LCD	8-digit LCD	6-digit LCD

¹⁾ Delivered without current sensors. Further information about selecting suitable current sensors can be found at www.fronius.com.

THE ADVANTAGES AT A GLANCE

- / Fast and accurate dynamic feed-in control
- / Clear overview of power consumption in Fronius Solar.web
- / Optimised energy management with the Fronius Energy Package storage solution





/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee. In spite of careful editing - liability excluded. Copyright © 2011 Fronius™. All rights reserved.

Fronius India Private Limited
 GAT no 312, Nanekarwadi
 Chakan, Taluka - Khed District
 Pune 410501
 India
 pv-sales-india@fronius.com
 www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
 90-92 Lambeck Drive
 Tullamarine VIC 3043
 Australia
 pv-sales-australia@fronius.com
 www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
 Maidstone Road, Kingston
 Milton Keynes, MK10 0BD
 United Kingdom
 pv-sales-uk@fronius.com
 www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 pv-sales@fronius.com
 www.fronius.com

M 06.0151.1EN v12 Dec 2016 as 17

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

Wels, March 09th 2016

FRONIUS EXPORT LIMITATION

Fronius International GmbH

confirms that inverters

- / **Fronius Eco 25.0-3-S – 27.0-3-S**
- / **Fronius Symo 3.0-3-S – 20.0-3-M**
- / **Fronius Primo 3.0-1 – 8.2-1**
- / **Fronius Galvo 1.5-1 – 3.1-1**

can be used together with

- / **Fronius Smart Meter 63A-1 or**
- / **Fronius Smart Meter 63A-3 or**
- / **Fronius Smart Meter 50kA-3**

to limit the export power to the grid to a predefined value between 0% and 100% of the inverter power. (The datamanager firmware has to be version 3.5.1-2 or above.)

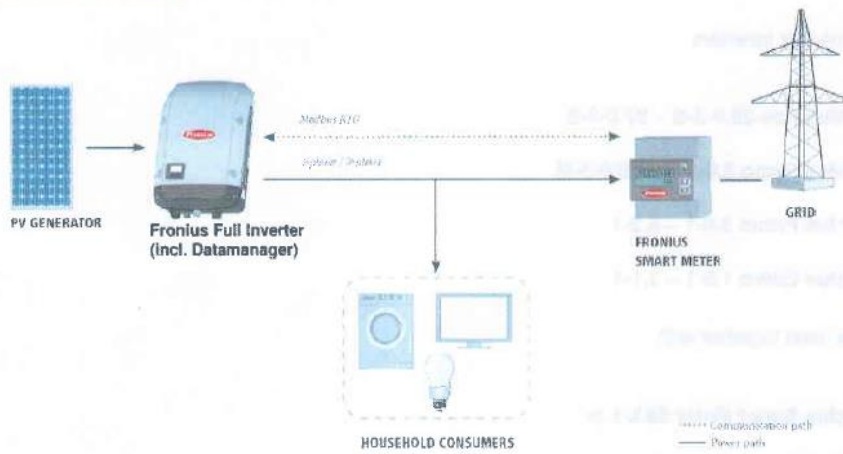
- The predefined value has to be set within a password protected menu.
- Inverter is connected to the Fronius Smart Meter via hard wired Modbus RTU (RS-485). (The Fronius Export Limitation does not rely on any wireless communication links.)
- When the export limitations scheme operates it will reduce the exported Apparent Power to a value that is equal to, or less than, the Maximum Export Capacity within 5s. This performance requirement is fulfilled with any step change in load within the controlled system. See "Examples of test results".
- *Granular monitoring data can be made available upon request.* Instantaneous monitoring is available via a Modbus interface as well as via the Solar-API (JSON interface). The 10 minute average log data are available via an online web portal Fronius Solar.Web,
- If the Fronius Inverter does not receive signals from the Fronius Smart Meter (e.g.: because of a defect Smart Meter, or a disconnection of the Modbus Communication,...) the inverter immediately limits its output power to a maximum of the predefined value. In case of an AC power loss at the inverter, the inverter stops operation.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



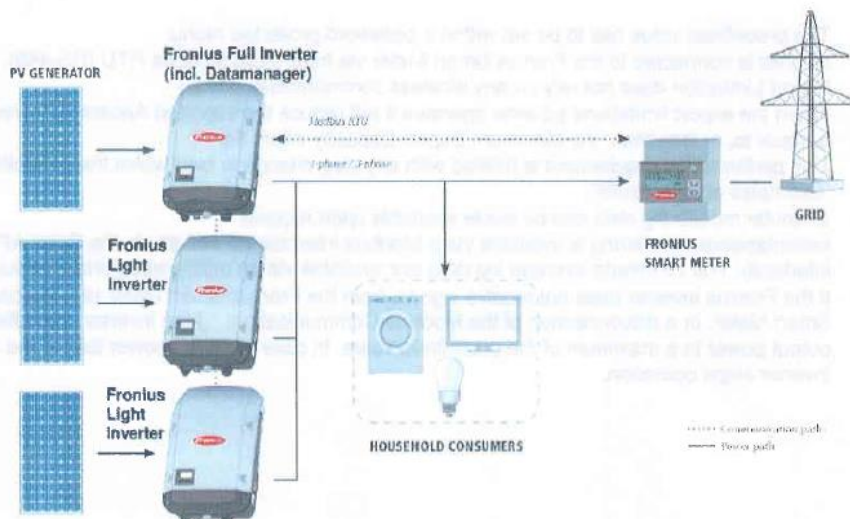
Configuration scheme with one inverter:

CONFIGURATION DIAGRAM



Configuration scheme with several inverters:

CONFIGURATION DIAGRAM



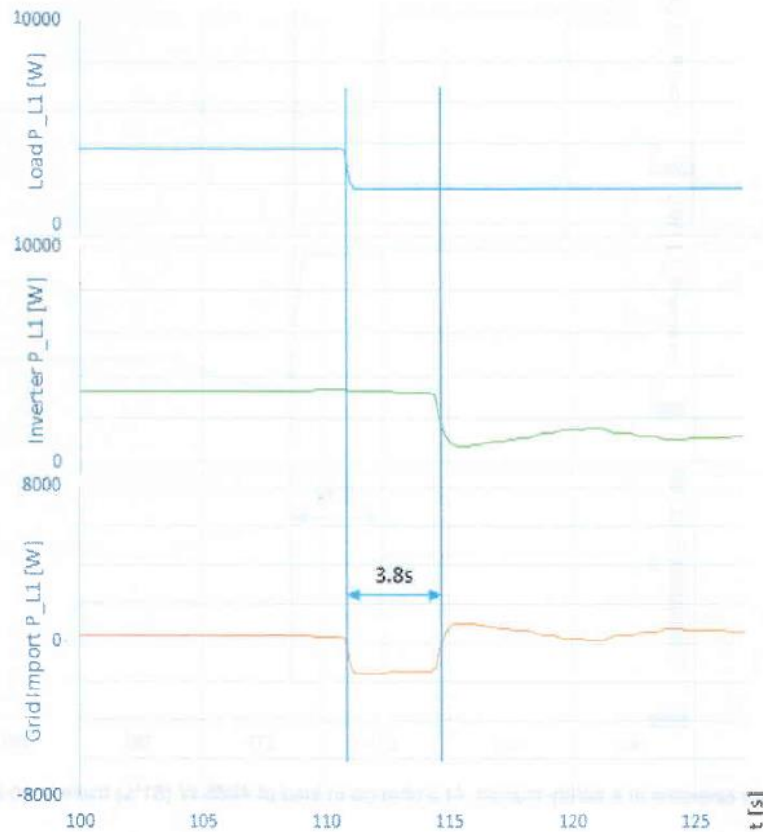
/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

Examples of test results to show the compliance to reduce the exported power to a value that is equal to, or less than, the Maximum Export Capacity within 5s:

Test Case 1:
Export Limit: 0%
Fronius Primo 8.2-1
Load step from 3690 W to 1720 W



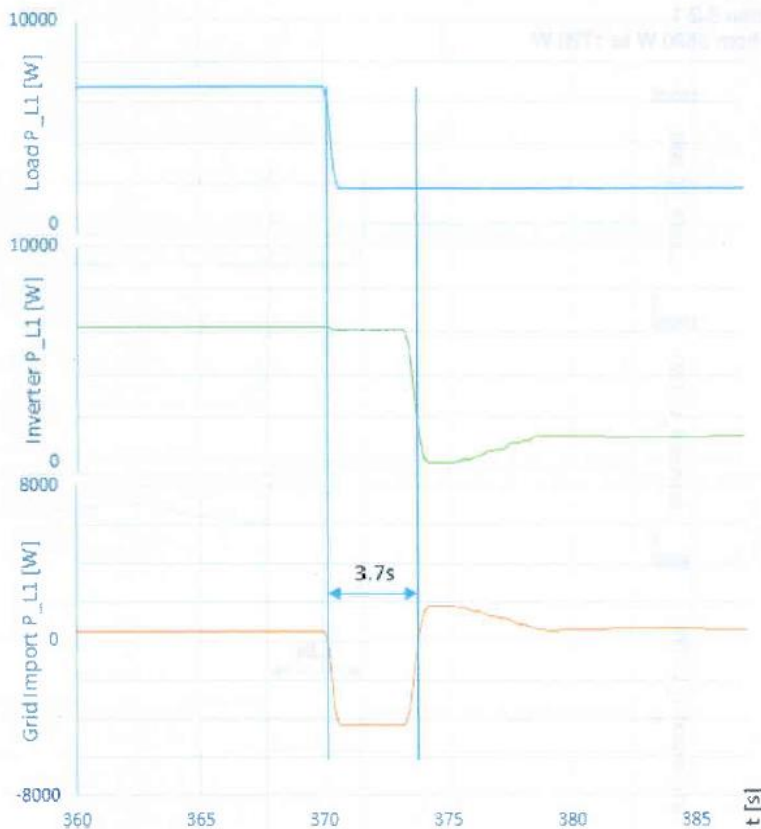
The inverter operates at a safety margin. At a change in load of 1970 W (24%) there is no export power after 3.8 s.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

Test Case 2:
Export Limit: 0%
Fronius Primo 8.2-1
Load step from 6710 W to 1725 W

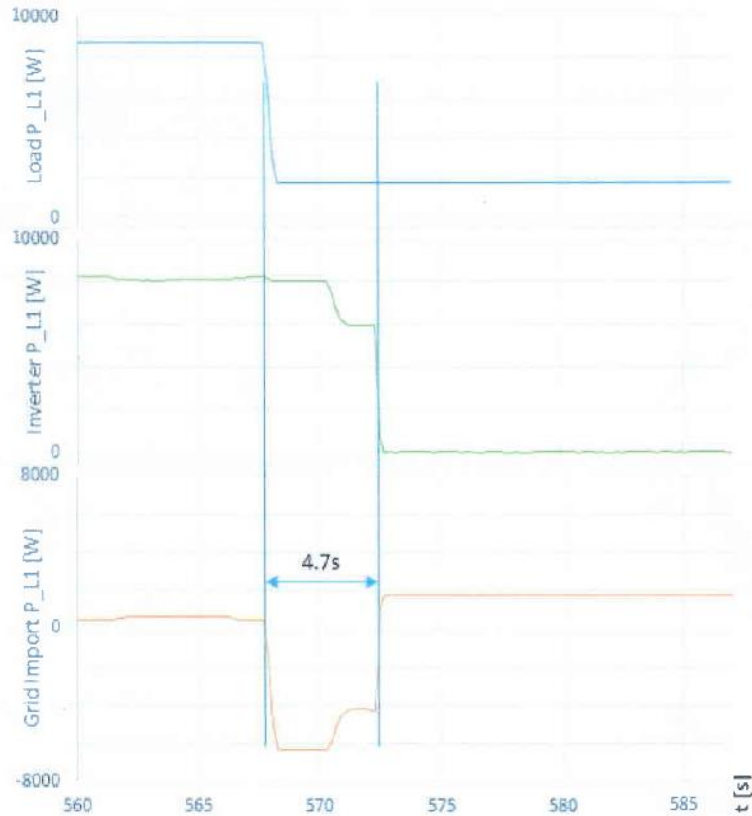


The inverter operates at a safety margin. At a change in load of 4985 W (61%) there is no export power after 3.7 s.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



Test Case 3:
Export Limit: 0%
Fronius Primo 8.2-1
Load step from 8710 W to 1730 W



The inverter operates at a safety margin. At a change in load of 6980 W (85%) there is no export power after 4.7 s. In this case the inverter trips as a precaution at 4.7 s not to reach the 5 s limit.

All above listed inverters behave the same way as the inverter shown as example.

Fronius International GmbH
Solar Energy Division
Froniusplatz 1
A-4600 Wels

DI Thomas Mühlberger
Head of Solution Management

Anexo E.6 Fronius Datamanager 2.0

A placa *Fronius Datamanager 2.0* foi inserida num inversor de modo a ele passar a ser considerado o inversor “mestre”, encontrando-se de seguida o seu *datasheet*.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS DATAMANAGER 2.0

/ The integrated WLAN datalogger for all applications



/ The Fronius Datamanager is the communications centre for Fronius inverters for all applications¹⁾. Whenever it is connected to the internet via a LAN or WLAN, the Fronius Datamanager sends the PV system values directly to the Fronius Solar.web online portal. This provides you with an overview of how the system is operating at all times. The Fronius Datamanager enables inverters to be connected directly to the internet via a WLAN. The system and the Datamanager configuration are monitored via the dedicated website on the integrated web server of Fronius Datamanager. The integrated Modbus RTU SunSpec, Modbus TCP SunSpec and Fronius Solar API (JSON, for actual values) interfaces allow Fronius inverters to be seamlessly linked to third-party systems and run in parallel with Fronius Solar.web.

FRONIUS DATAMANAGER 2.0 AND FRONIUS DATAMANAGER BOX 2.0

TECHNICAL DATA	DATAMANAGER 2.0	DATAMANAGER BOX 2.0
Storage capacity	max. 4096 days	
Supply voltage	12 V DC Power supplied by inverter	12 V DC Power is supplied by the Fronius Solar.Net ring or an external plug-in power supply (not included in the scope of supply)
Energy consumption	< 2.0 W	
Protection class	IP 20	
Dimensions	132 x 103 x 22 mm	190 x 114 x 53 mm
Operating temperature range	-20 - +65°C	

INTERFACES	DATAMANAGER 2.0	DATAMANAGER BOX 2.0
Ethernet (RJ45 socket)	LAN, 10/100 MBit / Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar.Net IN	
RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar.Net OUT	
WLAN	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 digital inputs	Interface to ripple control receiver	
4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver, load management	
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection	

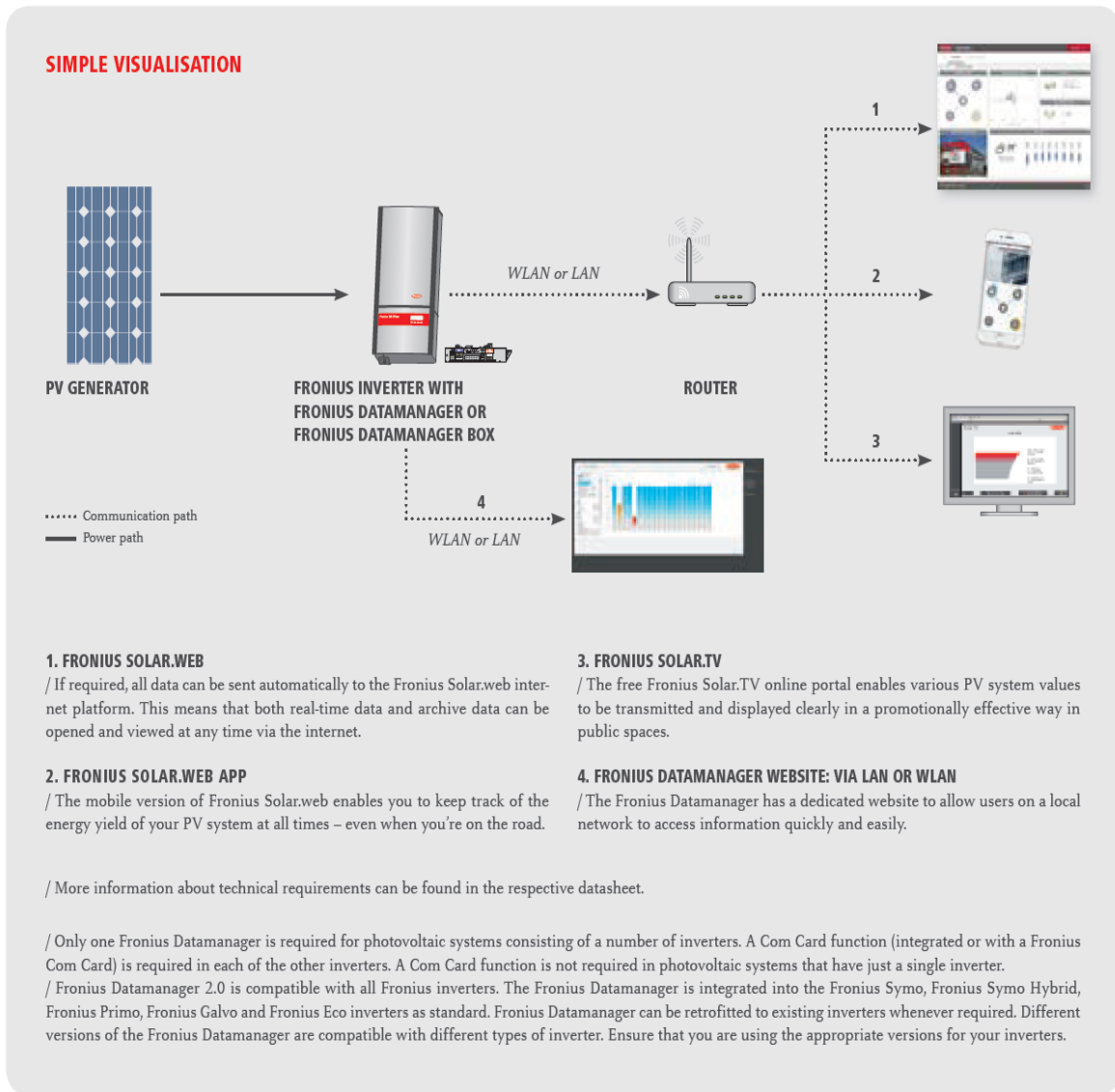
¹⁾This applies to all Fronius inverters (except the Fronius Symo Hybrid).

THE ADVANTAGES AT A GLANCE

- / Professional visualisation with the online portal Fronius Solar.web.
- / Easy installation with the commissioning wizard thanks to the configuration process up to and including registration on the Fronius Solar.web online portal.
- / Straightforward support as the Fronius Datamanager connects the inverter to the Fronius Solar.web directly.



/ Fronius Datamanager Box 2.0



/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

M,06,0081,EN v10 Feb 2017 #817
Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing. Liability excluded. Copyright © 2011 Fronius AG. All rights reserved.

Na Tabela E.1 encontram-se identificadas as funções no protocolo *Modbus*, onde o “mestre” especifica o tipo de serviço ou função solicitada ao “escravo” (leitura, escrita, etc), sendo que cada função é utilizada para se conectar a um tipo específico de dados.

Tabela E.1 – Funções no protocolo *Modbus*.

Código da função	Descrição
1	Leitura de bloco de bits do tipo coil(saída discreta).
2	Leitura de bloco de bits do tipo entradas discretas.
3	Leitura de bloco de registradores do tipo holding.
4	Leitura de bloco de registradores do tipo input.
5	Escrita em um único bit do tipo coil(saída discreta).
6	Escrita em um único registrador do tipo holding.
7	Ler o conteúdo de 8 estados de exceção.
8	Prover uma série de testes para verificação da comunicação e erros internos.
11	Obter o contador de eventos.
12	Obter um relatório de eventos.
15	Escrita em bloco de bits do tipo coil(saída discreta).
16	Escrita em bloco de registradores do tipo holding.
17	Ler algumas informações do dispositivo.
20	Ler informações de um arquivo.
21	Escrever informações em um arquivo.
22	Modificar o conteúdo de registradores de espera através de operações lógicas.
23	Combina ler e escrever em registradores numa única transação.
24	Ler o conteúdo da fila FIFO de registradores.
43	Identificação do modelo do dispositivo.

Anexo E.7 Descarregador de sobretensão

Uma sobretensão diz respeito a um aumento súbito e elevado dos valores da tensão normal de funcionamento de uma instalação elétrica, ocorrendo durante um curto período de tempo, o que pode levar a um aumento de energia substancial que pode conduzir a danos na instalação e nos equipamentos, e até mesmo em alguns casos, levar à destruição dos mesmos (indusmelec, 2015).

Descarregador de corrente de raio e sobretensões Tipo 2, instalações fotovoltaicas 600V e 1000V DC

Descarregador de sobretensões FV V20, 1000V DC



Tipo	U máx DC V	ver-são	Emb. Unidade	Peso kg/100 un.	Ref.
V20-C 3-PH-1000	1000	3 polos para sistemas FV	1	36,500	5094608

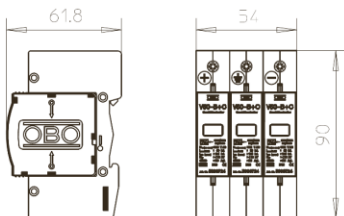
€/un

Descarregador de sobretensões V20 tipo 2 para instalações FV

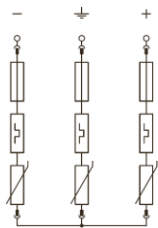
- Unidade completa à base de varistor, enfiçável, com dispositivo de separação
- Conexão em estrela, resistente a falhas conforme a VDE 0100-712 (EN 50539-12)
- Ligação equipotencial de proteção contra sobretensões conforme a VDE 0100-443 (IEC 60364-4-44)
- V20-C 3-PH-1000 testado segundo a EN 50539-11 (VDE / KEMA)
- Capacidade de descarga até 40 kA (8/20) por polo
- Baixo nível de proteção DC: < 4,0 kV e Uoc máx = 1000V CC
- Com indicador visual de funcionamento para utilização em quadros de distribuição

Aplicação: instalações FV sem ou com sistema isolado de proteção contra descargas atmosféricas

Dimensões



Opções de ligação



V20-C 3-PH-1000


U máx DC	U _c DC	1000 V
Classificação segundo EN 61643-11		Tipo 2
LPZ		1→2
Intensidade nominal de descarga (8/20)	I _n	20 kA
Potência de dissipação nominal máxima (8/20 μs)	I _{max}	40 kA
Nível de proteção	U _p	< 4,0 kV
Tempo de resposta	t _A	< 25 ns
Amplitude de temperatura	θ	-40 - +80 °C
Grau de proteção		IP 20
Unidade de divisão TE (17,5 mm)		3
Secção transversal de ligação, condutor rígido		2,5 - 35 mm ²
Secção de ligação, condutor multifilar		2,5 - 35 mm ²
Secção de ligação, condutor flexível		2,5 - 25 mm ²

Figura E.3 – Datasheet do descarregador de sobretensão DC.

Anexo E.8 Seccionadores de fusíveis e fusíveis

Os fusíveis são colocados dentro dos seccionadores de fusíveis ou porta-fusíveis, sendo que os dados relativos aos mesmos se encontram apresentados neste anexo.

Corta-circuitos seccionadores



Emb.	Ref.	Para fusíveis cilíndricos industriais tipo aM ou gG		
		De acordo com as normas IEC 60269-2/2-1 e NF C 63-210		
		Seccionadores segundo a norma IEC 60947-3		
		Icc:		
		- 20 kA com fusíveis 8 x 32		
		- 100 kA com fusíveis 10 x 38		
		Fornecidos sem fusíveis		
		Unipolares		
		Dimensões dos fusíveis (mm)	Tensão ~ (V)	N.º de módulos
10	0 058 04	Neutro equipado	500	1
10	0 058 06	8 x 32	400	1
10	0 058 08	10 x 38	500	1
		Unipolares + neutro		
10	0 058 16	8 x 32	400	1
10	0 058 18	10 x 38	500	1
		Bipolares		
5	0 058 26	8 x 32	400	2
5	0 058 28	10 x 38	500	2
		Tripolares		
3	0 058 36	8 x 32	400	3
3	0 058 38	10 x 38	500	3
		Tripolares + neutro		
2	0 058 46	8 x 32	400	4
2	0 058 48	10 x 38	500	4
		Punhos de acoplamento		
10	0 057 92	Para 2 corta-circuitos unipolares		
10	0 057 93	Para 3 corta-circuitos unipolares		
		Acessórios		
10	0 057 90	Indicador de fusão 250 V~		
1	0 057 96	Auxiliar NA + NF de funcionamento ao pré-corte, 5 A - 250 V~ (0,5 mód.)		




Figura E.4 – Datasheet dos seccionadores de fusíveis.

Ficha técnica
LF320PV

:hager



LF302G

Fusível Fotovoltaico 10x38 1000V DC 20A

Características técnicas

Característica do fusível	gPV
Intensidade nominal	20 A
Poder de corte estipulado	30 kA
Tensão estipulada de utilização em DC	1000 V
Temperatura de funcionamento	-25 a 70 °C

Figura E.5 – Ficha técnica referente aos fusíveis de 20 A.

Ficha técnica
LF312PV

:hager



LF302G

Fusível Fotovoltaico 10x38 1000V DC 12A

Características técnicas

Característica do fusível	gPV
Intensidade nominal	12 A
Poder de corte estipulado	30 kA
Tensão estipulada de utilização em DC	1000 V
Temperatura de funcionamento	-25 a 70 °C

Figura E.6 – Ficha técnica referente aos fusíveis de 12 A.

Anexo F Proteções

A interligar todo o sistema, de modo a este ficar todo ao mesmo potencial, foi colocado um cabo terra ligado à armadura dos módulos fotovoltaicos que vai ligar ao barramento terra do quadro DC e deste, ao barramento terra do quadro AC. Do quadro AC foi ligado ao barramento terra do quadro de injeção (quadro de AVAC). Foram ainda colocados, em redor do edifício, diversos condutores dispostos de forma simétrica (gaiola de Faraday), com a finalidade de captar e conduzir a corrente de descarga para a terra (Figura F.1), para proteção de todo o sistema, geralmente denominada de proteção do tipo LPS (*Lightning Protection System*) (indusmelec, 2015).

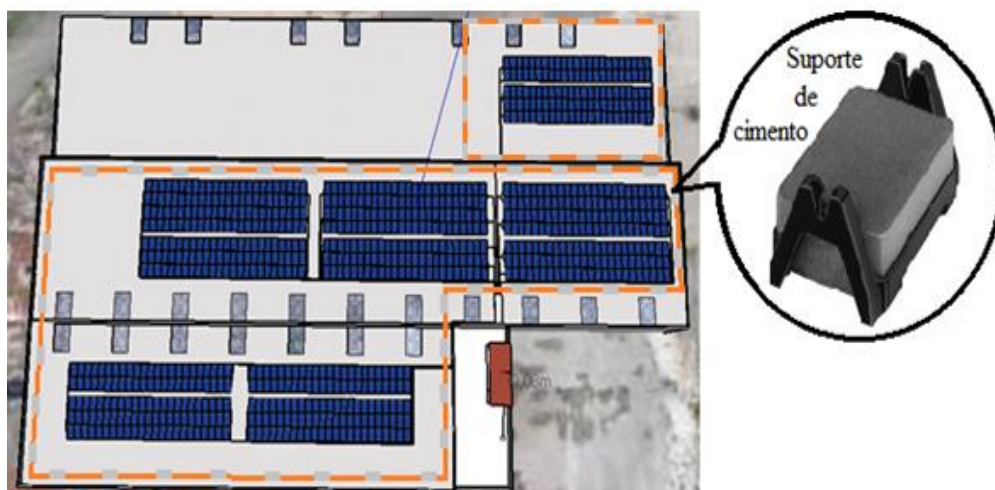


Figura F.1 – Proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões. Gaiola de Faraday.

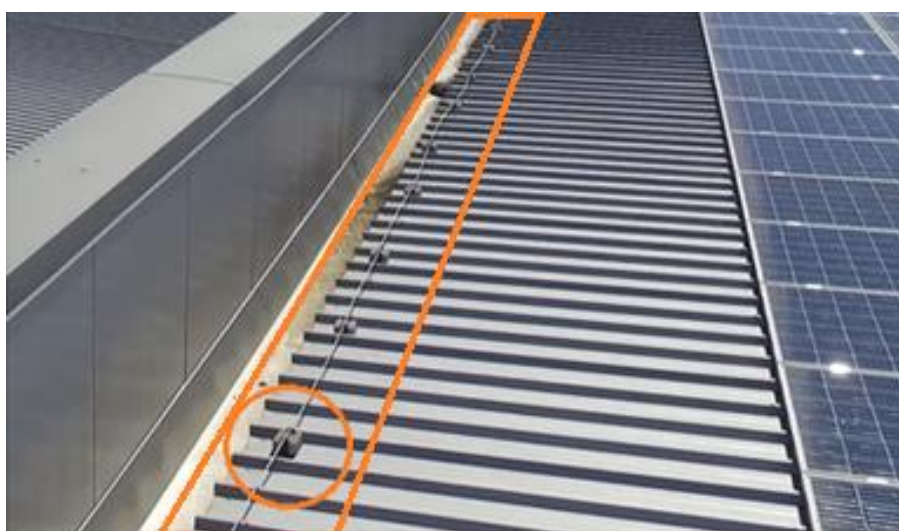
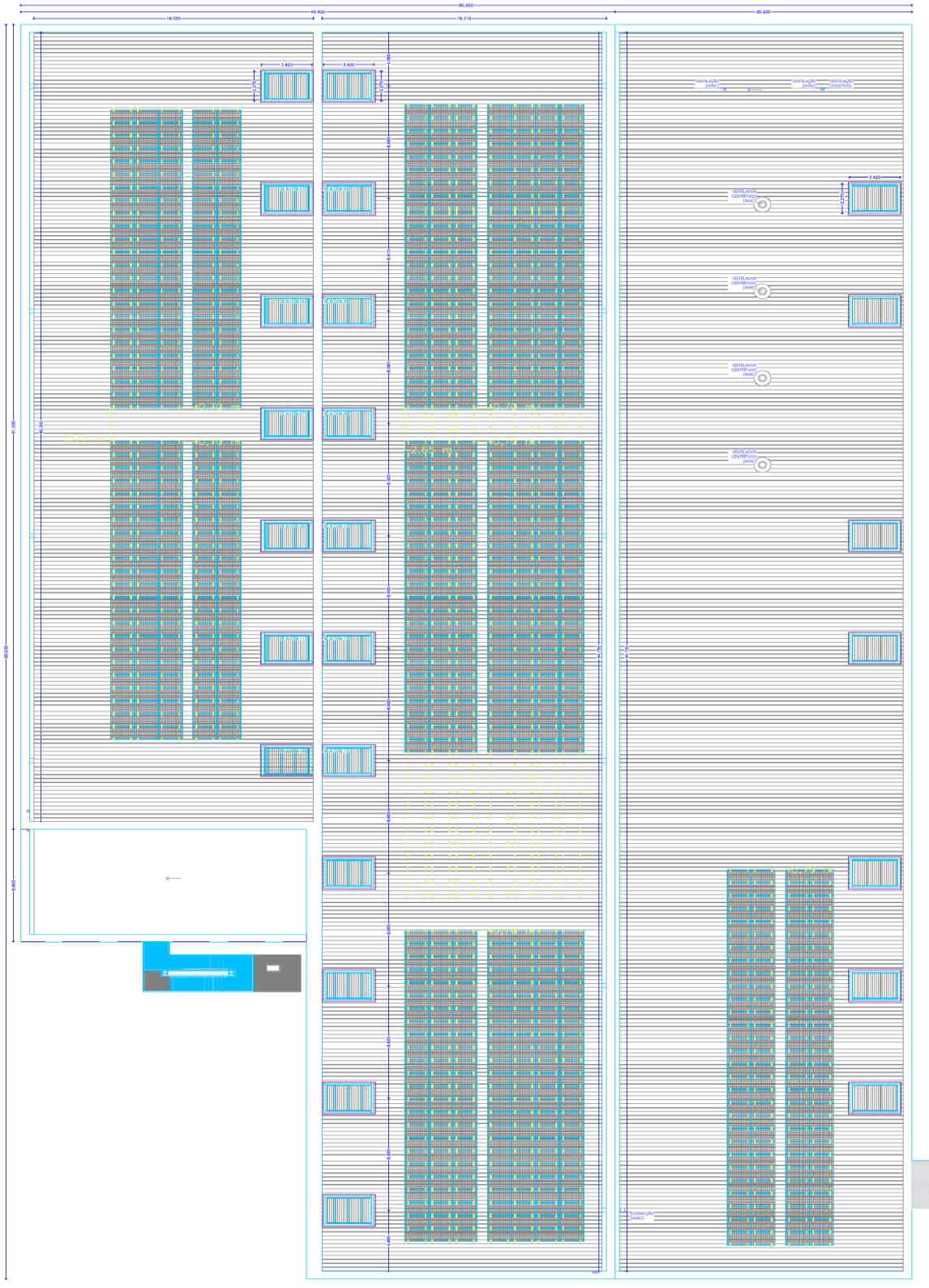


Figura F.2 – Condutores dispostos de forma simétrica com suporte de cimento, colocado em redor do telhado da Plural.

Anexo G Planta da Plural em *AutoCad*® com os respetivos módulos e estrutura



Anexo H Equipamentos da zona técnica

Foram realizadas algumas projeções da zona técnica em *SketchUp*® para que esta pudesse ser implementada.

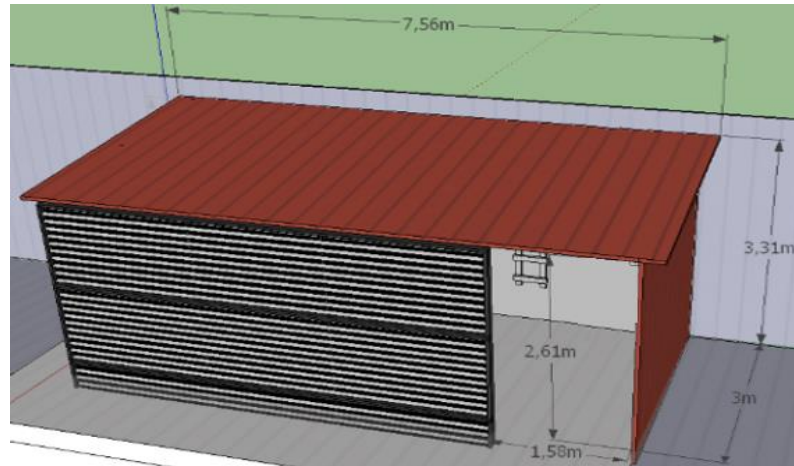


Figura H.1 – Parte exterior da zona técnica com as respetivas medidas.

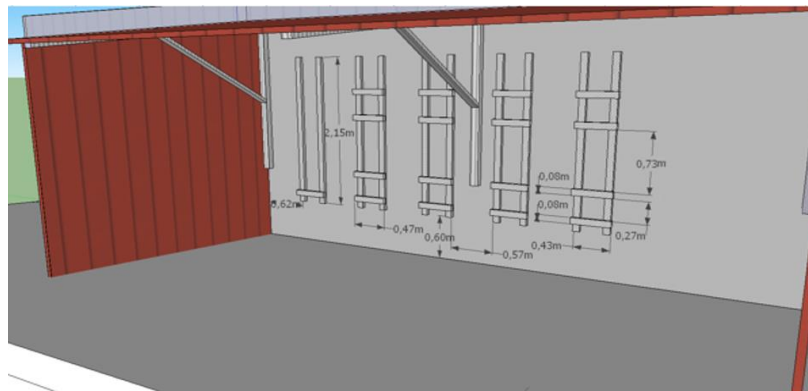


Figura H.2 – Parte interior da zona técnica com a estrutura e as respetivas medidas.

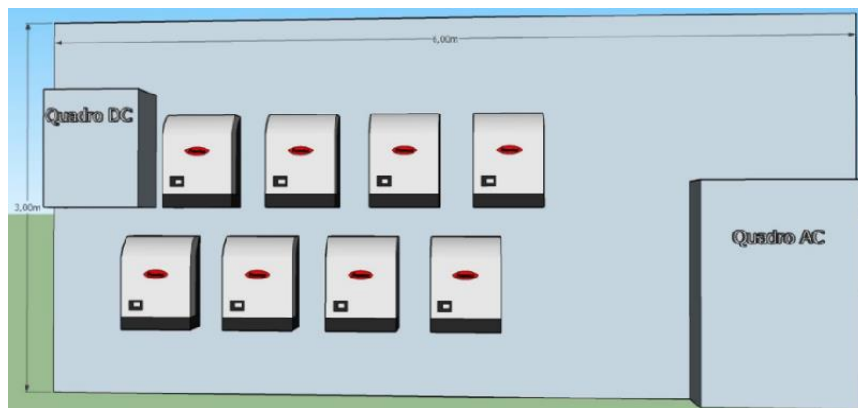


Figura H.3 – Parte interior da zona técnica com as respetivas medidas e equipamentos.

Anexo H.1 Quadro de Corrente Contínua

Este anexo diz respeito ao quadro de corrente contínua, com os vários componentes que o constituem. A verde encontram-se identificados os barramentos do sistema terra.



Figura H.4 – Quadro de corrente contínua (DC).

Anexo H.2 Quadro de Corrente Alternada

Este anexo apresenta o quadro de corrente alternada, seguido dos vários componentes que o constituem.



Figura H.5 – Quadro de corrente alternada (AC).



Figura H.6 – Disjuntor de corte 4P 4D(N50%) 400 A 50 kA.



Figura H.7 – Descarregador de sobretensão AC trifásico $I_n = 20 \text{ kA}$ $I_{\text{máx}} = 40 \text{ kA}$ e interruptor diferencial 4P 63 A 300 mA.



Figura H.8 – Dois interruptores diferenciais 4P 63 A 300 mA e um disjuntor 4P 50 A 6 kA curva C no meio.

Anexo I Material diverso

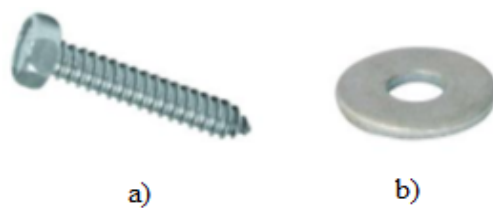


Figura I.1 – a) Parafuso auto-roscante, b) Anilha de aba larga (PECOL, 2017).

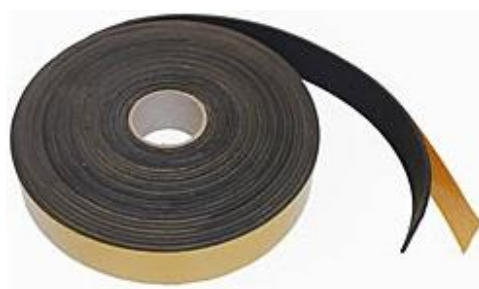


Figura I.2 – Fita de neoprene com adesivo.



Figura I.3 – Palometa M8 com adaptador da K2 Systems (systems, 2018).



Figura I.4 – Parafuso $M8 \times 30$ (systems, 2018).

Anexo L Esquema da configuração das *strings* por cada inversor

Tendo por base a projeção realizada em *SketchUp*®, foi efetuado um esquema com a colocação das *strings*, os paralelos (y's) e os respectivos inversores, de modo a existir também uma melhor orientação do trabalho durante a fase de obra (Figura L.1).

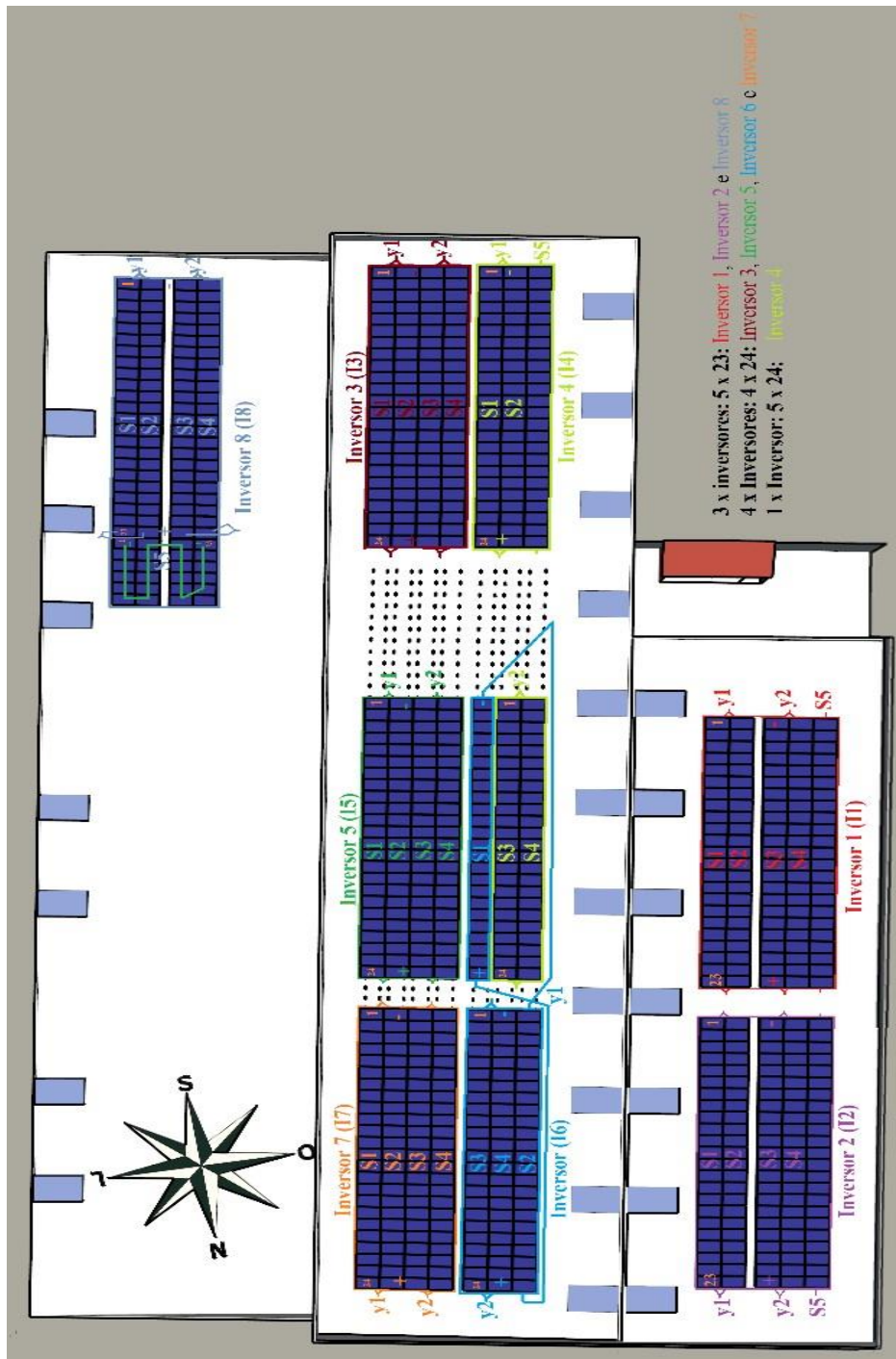


Figura L.1 - Esquema ilustrativo da configuração das *strings* por cada inversor.

Anexo M Softwares de monitorização

Anexo M.1 Sistema de monitorização da *Fronius Solar.Web*

O sistema de monitorização da *Fronius Solar.Web* permite analisar o sistema fotovoltaico, possibilitando a tomada de algumas medidas específicas para reduzir os gastos e geri-los da forma mais adequada.

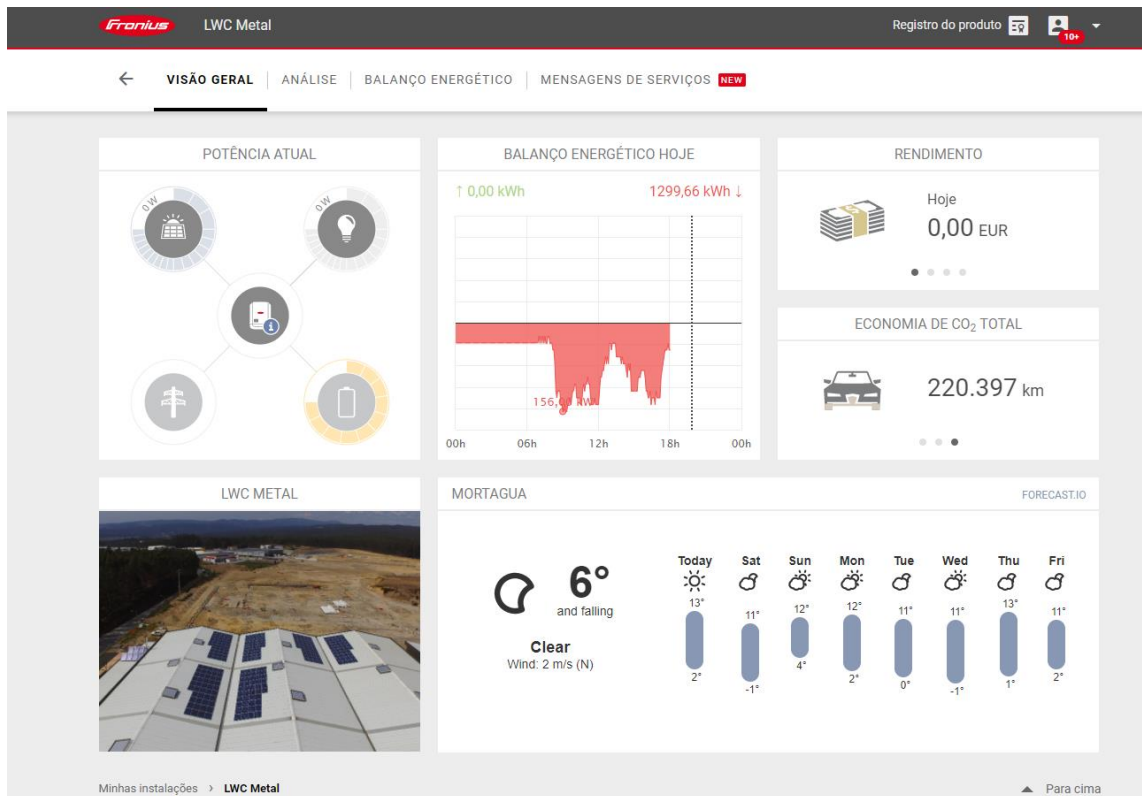


Figura M.1 – Vista geral da página de monitorização da *Fronius Solar.Web*.

A Figura M.1 representa a visão geral da página da *Fronius Solar.Web*, onde se consegue ainda verificar outras funcionalidades deste *software*. É assim possível observar a produção de energia solar, os consumos e rendimento por dia, mês, ano e no total, a quantidade de energia da rede que está a alimentar o sistema e a quantidade de CO₂ que se deixou de enviar para a atmosfera, havendo a possibilidade de estes parâmetros serem observados em tempo real e de forma gráfica.

Além deste sistema de monitorização, era ainda utilizado pela empresa um sistema de monitorização de aplicação universal, designado de *Solar-Log*, existindo no mercado vários tipos. Na conta criada na plataforma deste sistema de monitorização pela empresa, encontram-se as obras realizadas pela mesma e que estão a ser monitorizadas por este sistema. O *Solar-*

Log tem a capacidade de se ligar aos inversores fotovoltaicos da maior parte das marcas, até mesmo conversores de dois fabricantes diferentes simultaneamente, existindo vários parâmetros que podem ser monitorizados por este sistema, nomeadamente, as comparações de potência de diferentes séries de módulos solares e inversores fotovoltaicos. A monitorização pode ainda dizer respeito ao fluxo de energia, em que se pode observar o valor de potência que está a ser produzido, o valor do consumo pela instalação e o que está a ser coberto pela rede elétrica, tudo em tempo real, podendo estes ainda serem visualizados em termos gráficos, por dia, mês, ano e na sua totalidade.

Permite ainda visualizar dados das quantidades de CO₂, bem como a rentabilidade gerada por uma instalação de energia solar.

Os dados que estão a ser monitorizados podem ser também visualizados em telemóveis, tornando-se o seu uso mais prático para o utilizador.

Estes sistemas, além de permitirem a visualização dos vários dados já descritos, permitem muitas vezes verificar anomalias ou avarias nos sistemas e, dessa forma, realizar a sua manutenção, podendo em muitos casos evitar avarias de maiores dimensões ou até mesmo detetar a origem dos erros mais facilmente.

Anexo M.2 Fronius Solar.Configurator

O *Fronius Solar.Configurator* representado na Figura M.2 é um simulador da *Fronius* que possibilita o dimensionamento do sistema fotovoltaico com os módulos pretendidos e com todos os inversores disponíveis da *Fronius*.

Apenas é necessário colocar o modelo e o número de módulos que se pretende, bem como os inversores, sendo que depois disto o simulador apresenta os valores da potência de pico, as possíveis configurações e o número total de módulos dessa mesma configuração (Fronius, 2017 b).

The screenshot displays the 'Fronius SOLAR.CONFIGURATOR 4.0' interface. It is divided into three main sections: 'PV MODULE', 'INVERTER', and 'GENERAL'. The 'PV MODULE' section includes fields for manufacturer (JinkoSolar Holding Co. Ltd.), model (JKM-265P-60), and number of modules (15, resulting in 3,975 W). The 'INVERTER' section shows country (Portugal), series (Primo), and type (Primo 4.0-1). The 'GENERAL' section includes project name (2018-03-22_1643), storage (Without), annual power consumption (4000 kWh), and load profile (Employed).

Below these sections is a 'Sizing options' table with columns numbered 13 to 18. Each column lists power (kWp), inverter ratio (IR), self-sufficiency levels (SL), own-consumption (OCL), and module configurations (A+B, A x B, B x A).

Two detailed output panels are shown on the right:

- MPPT A:** Number of strings: 1; Number of PV modules per string: 10; MPP voltage 70 °C: 260.15 V; Open circuit voltage -10 °C: 427.88 V; MPP voltage at 25 °C: 314.00 V; Short circuit current at 25 °C: 9.03 A; MPP power at 25 °C: 2.65 kWp.
- MPPT B:** Number of strings: 1; Number of PV modules per string: 8; MPP voltage 70 °C: 208.12 V; Open circuit voltage -10 °C: 342.30 V; MPP voltage at 25 °C: 251.20 V; Short circuit current at 25 °C: 9.03 A; MPP power at 25 °C: 2.12 kWp.

A third panel, **STRING DETAILS**, shows: MPPT A + B; Number of strings: 3; Number of PV modules per string: 6; MPP voltage 70 °C: 156.09 V; Open circuit voltage -10 °C: 256.73 V; MPP voltage at 25 °C: 188.40 V; Short circuit current at 25 °C: 27.09 A; MPP power at 25 °C: 4.77 kWp.

At the bottom, a 'GENERAL' summary shows: Inverter ratio: 117 %; MPP power at 25 °C: 4.77 kWp.

Figura M.2 – Exemplo de uma simulação no *Fronius Solar.Configurator*.