



CONCEÇÃO, PROJETO, ACOMPANHAMENTO DE OBRA E OPERAÇÃO DE INSTALAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS

DIOGO JORGE CUNHA DIREITO LEOCÁDIO

julho de 2017

CONCEÇÃO, PROJETO, ACOMPANHAMENTO DE OBRA E OPERAÇÃO DE INSTALAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Diogo Jorge Cunha Direito Leocádio



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Diogo Jorge Cunha Direito Leocádio, Nº 1090308, 1090308@isep.ipp.pt

Orientação científica: Custódio Pais Dias, cpd@isep.ipp.pt

Empresa: Smartwatt

Supervisão: Hélder Correia, helder.correia@smartwatt.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017

“When things don't go right, go left”

LemonySnicket

Agradecimentos

Agradeço a toda a minha família e amigos, ao engenheiro Custódio Pais Dias pela orientação e disponibilidade ao longo do semestre, e a todos os colaboradores da Smartwatt, nomeadamente ao engenheiro Helder Correia com o qual estive mais contacto e que me passou toda a sua experiência e conhecimento na área dos sistemas fotovoltaicos.

Resumo

Uma das preocupações a nível mundial consiste no impacto que a sociedade humana tem causado no planeta e na urgência em combater as alterações climáticas, o que levou à definição de planos de ação e cooperação entre todos os países, de que é exemplo o recente acordo de Paris assinado por 196 países.

As estratégias acordadas implicam a transição das fontes de recurso de energia primária, sendo necessário investir no setor renovável e criar incentivos políticos que permitam o fim da utilização dos combustíveis fósseis. Com uma evolução tecnológica exponencial, as fontes de energia renovável têm vindo a ser uma aposta mundial para uma mudança no paradigma energético, reduzindo as emissões de gases nocivos para a atmosfera causados pelo recurso aos combustíveis fósseis.

Neste âmbito, em Portugal têm sido procuradas novas soluções na produção descentralizada de energia elétrica e de inovação tecnológica, acomodando-se a figura do produtor Sistema Elétrico Português, permitindo a existência de ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica. A atividade de produção em autoconsumo promove um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a Rede Elétrica de Serviço Público. Por outro lado, a atividade de produção de energia para injetar na rede, permite aumentar a fração de energia ‘verde’ no Sistema Elétrico Português.

Neste contexto, a presente dissertação visa a análise do regime jurídico aplicável à produção distribuída aplicável a produtores baseados em tecnologias de produção fotovoltaicas, que se regem pelo decreto-lei nº 153 de 20 de outubro de 2014.

A análise é concretizada mediante a implementação de Unidade de Produção para Autoconsumo e de Unidade de Pequena Produção ambas ligadas ao setor industrial. As Unidades de Produção para Autoconsumo em análise consiste no dimensionamento de um sistema fotovoltaico, tendo em consideração o perfil de carga energético das instalações de

consumo. O objetivo desta dissertação consiste em examinar se o presente regime incentiva, em termos económicos, a adesão à produção descentralizada através da figura do produtor, com recurso à tecnologia fotovoltaica.

Palavras-Chave

Energia Elétrica, Energias Renováveis, Produção Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Unidade de produção para Autoconsumo, Unidade de Pequena Produção

Abstract

One of the major concerns at a global scale consists on the impact mankind has on the planet and on the urgency to repress global warming, which led to the settlement of action plans and cooperation mechanisms between countries all over the world, for instance, the Paris Climate Agreement signed by 196 countries.

The approved strategies entail the transition from primary energy sources, being mandatory to invest in the renewable energy sector and create political incentives that enables the withdrawal from the use of fossil fuels. With an exponential technological development, the renewable energy sources have assumed a leading role for the change of the energetic paradigm, thus reducing the emission of harmful gases to the atmosphere caused using fossil fuels.

In Portugal, regarding this issue, it has been pursued new solutions in the decentralized production of electric energy and on technological innovation, having been accommodated the figure of the Portuguese Electric System allowing the connection to the public network of energy distribution. The production in self-consumption promotes further knowledge, specially by the consumers of low tension, of the consumption profile, promoting habits of energetic efficiency and contributing for the optimization of the endogenous resources and to the creation of technical benefits for the Electric Grid of Public Service. On the other hand, the production of energy to inject to the grid allows for the boost in the fraction of ‘green’ energy in the Portuguese Electric System.

In this context, this dissertation intends to analyse the legal framework applicable to the distributed production relative to producers based on photovoltaic production technologies, which are governed by Decree-Law n. ° 155, from 20th October 2014.

The analysis is accomplished through the implementation of the Production Unit for the Self-Consumption and of the Small Production Unit, both linked to the industrial sector. The Production Units for Self-Consumption at stake comprises in the scaling of a photovoltaic system, taking into consideration the energy charge profile of the consumption installations.

The objective of this dissertation encompasses the examination of the legal framework to whether the regime incentives, economically, the adhesion to the decentralized production through the figure of the producer, using photovoltaic technology.

Keywords

Electric Energy, Renewable Energy, Distributed Production, Photovoltaic Systems, Production Unit for Self-Consumption, Small Production Unit

Índice

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2.OBJETIVOS E ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	2
2. PANORAMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS	5
3. RECURSO SOLAR	17
3.1.DISTRIBUIÇÃO DO RECURSO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE.....	17
3.2.GEOMETRIA SOL-TERRA.....	20
3.3.RADIAÇÃO	23
3.4.SOMBREAMENTO	30
4. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	35
4.1.EFEITO FOTOVOLTAICO	35
4.2.TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	38
4.3.MODELO SIMPLIFICADO.....	44
4.4.EFEITO DE VARIAÇÃO DE PARÂMETROS E CONDIÇÕES STC	48
4.5.CÉLULAS, MÓDULOS E PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	53
4.6.COMPONENTES E EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	61
4.7.SISTEMA DE FUNCIONAMENTO	75
5. ENQUADRAMENTO LEGAL	79
5.1.EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO APLICÁVEL EM PORTUGAL	79
5.2.MICROPRODUÇÃO.....	85
5.3.MINIPRODUÇÃO	86
5.4.LEGISLAÇÃO ATUAL	88
6. METODOLOGIA	99
6.1.PERFIL ENERGÉTICO	101
6.2.CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL.....	105
6.3.EXPLORAÇÃO RECURSO SOLAR	105
6.4.DIMENSIONAMENTO	106
6.5.MONITORIZAÇÃO E DESEMPENHO	118
7. CASOS PRÁTICOS: UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO E UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO	121

7.1.UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO	121
7.2.UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO	145
8. CONCLUSÕES.....	161
ANEXOS.....	171

Índice de Figuras

Figura 2.1: Evolução do balanço energético [2]	8
Figura 2.2: Consumo de energia primária por fonte energética [2]	8
Figura 2.3: Evolução da dependência energética em Portugal [3]	9
Figura 2.4: Comparação da dependência energética a nível europeu [4]	9
Figura 2.5: Contributo das FER no consumo final bruto de energia [2]	11
Figura 2.6: Produção anual com base em fontes de energia renovável [2]	11
Figura 2.7: Energia produzida por instalações fotovoltaicas em Portugal [7]	12
Figura 2.8: Evolução das emissões nacionais de gases com efeito de estufa [3]	14
Figura 3.1: Distribuição do recurso solar [10]	18
Figura 3.2: Irradiação na Europa e em Portugal [3]	20
Figura 3.3: Geometria Sol-Terra	21
Figura 3.4: Declinação solar	22
Figura 3.5 – Espectro solar	24
Figura 3.6 – Aproveitamento do recurso solar	24
Figura 3.7: Componentes da radiação solar	25
Figura 3.8: Radiação direta	26
Figura 3.9: Seguidor de um eixo	28
Figura 3.10: Seguidor de dois eixos	29

Figura 3.11: Distância entre fileiras	31
Figura 3.12: Distância entre fileiras com desnível	32
Figura 3.13: Distância entre obstáculos	32
Figura 4.1: Junção PN [13]	36
Figura 4.2: Estrutura de uma célula fotovoltaica [12]	37
Figura 4.3: Relação eficiência e custo (Nota.: 1US\$ - 0,9201€)[15]	40
Figura 4.4: Best Reshearch-Cell Effienciencies [18]	42
Figura 4.5: Influência da temperatura e do fator de concentração na eficiência nominal das células CPV [19]	43
Figura 4.6: Representação do modelo simplificado	44
Figura 4.7: – Curva Característica I-V	48
Figura 4.8: Variação do funcionamento do painel fotovoltaico. a: influência da temperatura de funcionamento; b: Influência da radiação incidente	49
Figura 4.9: Variação da temperatura e a sua influência no valor de potência máxima	51
Figura 4.10: Célula, módulo e painel	53
Figura 4.11: Ligação células	53
Figura 4.12: Associação serie	54
Figura 4.13: Associação serie	54
Figura 4.14: Associação paralelo	55
Figura 4.15: Associação paralelo	55
Figura 4.16: Associação mista	56
Figura 4.17: Componentes constituinte de um módulo	57

Figura 4.18: Díodos bypass e fileira	59
Figura 4.19: Cabos terminais	60
Figura 4.20: Efeito de sombreamento	61
Figura 4.21: Esquema de ligação dos inversores num sistema FV. (a) Inversor central. (b) Inversor de fileira. (c) Inversor por módulo	63
Figura 4.22: Esquema de proteção	70
Figura 4.23 – Condições de proteção	71
Figura 4.24 – Proteção contra descargas atmosféricas	73
Figura 4.25 – Sinalização no ponto de entrega de energia elétrica	74
Figura 4.26- Sinalética lado DC	74
Figura 4.27: Esquema simplificado de um sistema off grid	76
Figura 4.28: Esquema Simplificado de um sistema Grid Connected	77
Figura 4.29- Esquema simplificado de um sistema híbrido	77
Figura 5.1 - Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [48]	93
Figura 5.2- Processo de licenciamento de UPP [48]	96
Figura 6.1: Metodologia implementada	100
Figura 6.2: Ciclo semanal para todos os fornecimentos	103
Figura 6.3: Ciclo semanal opcional para MT, AT e MAT	103
Figura 6.4: Ciclo diário para BTN e BTE	103
Figura 6.5: Interface MyGen	119
Figura 7.1: Perfil de consumo do ano de 2016	122

Figura 7.2: Desagregação do consumo médio diário em intervalos de 15 minutos	122
Figura 7.3: Caracterização do local	124
Figura 7.4: Implantação da instalação fotovoltaica constituída por 440 módulos	127
Figura 7.5: Produção anual distribuída mensalmente	128
Figura 7.6: Estrutura complanar (AlusinSolar)	132
Figura 7.7: Lado esquerdo – Interligação de módulos; Lado direito – Caminho de cabos	133
Figura 7.8: Instalação de Inversores e quadro AC	133
Figura 7.9: Quadro de produção e inversores com sinalização e numeração adequada	134
Figura 7.10: Unidade de produção de Gemieira, Ponte de Lima	135
Figura 7.11: Plataforma MyGen	135
Figura 7.12: Perfil de consumo durante o ano de 2015	136
Figura 7.13: Desagregação do consumo médio diário em intervalos de 15 minutos	137
Figura 7.14: Caracterização do local	138
Figura 7.15: Produção anual	141
Figura 7.16: Implantação 3D da UPAC proposta para Benavente	143
Figura 7.17: Localização e caracterização do local	145
Figura 7.18: Implantação	147
Figura 7.19: Produção anual prevista para a UPP	148
Figura 7.20: Relação Produção/Receita da UPP	148
Figura 7.21: Montagem de estrutura no solo, com apoio em maciços de betão	151
Figura 7.22: Strings identificadas	152

Figura 7.23: Posicionamento do quadro de produção junto a um dos 5 inversores	152
Figura 7.24: Unidade de pequena produção em Mangualde terminada.	153
Figura 7.25: Sistema de monitorização My Gen	154
Figura 7.26: Caracterização do Local	155
Figura 7.27: Produção anual distribuída mensalmente	157
Figura 7.28: Receita anual prevista para UPP	158
Figura 7.29: Proposta de implantação da UPP em Figueira da Foz	159

Índice de Tabelas

Tabela 3.1: Irradiância na Europa [10]	19
Tabela 4.2: Descrição dos componentes dos módulos	57
Tabela 5.1: Variação da tarifa mediante energia primária em unidades de microprodução	86
Tabela 5.2: Variação de tarifa mediante energia primária utilizada por unidades de miniprodução [46]	88
Tabela 5.3: Taxa de registo de acordo com a potência da instalação e da ligação à rede [47]	90
Tabela 5.4 - Prazos para solicitar inspeção mediante promotor	93
Tabela 5.5 - Variação da tarifa de referência mediante fonte de energia utilizada	95
Tabela 5.6 - Tabela resumo dos principais requisitos	97
Tabela 7.1: Tarifas de energia elétrica	123
Tabela 7.2: Levantamento de características do local de instalação	125
Tabela 7.3: Diferenças de produção mediante inclinação e orientação	126
Tabela 7.4: Excedente energético	129
Tabela 7.5: Orçamento para UPAC	130
Tabela 7.6: Análise económica	130
Tabela 7.7: Cronograma de execução	131
Tabela 7.8: Tabela resumo Cablagem DC/AC	132
Tabela 7.9: Tarifas de energia elétrica	137
Tabela 7.10: Levantamento de características do local	139

Tabela 7.11: Configurações do Sistema	140
Tabela 7.12: Excedente energético	142
Tabela 7.13: Tabela resumo	143
Tabela 7.14: Diferenças de produção mediante inclinação e orientação	146
Tabela 7.15: Orçamento para UPP	149
Tabela 7.16: Tabela resumo da análise económica	149
Tabela 7.17: Cronograma de obra	150
Tabela 7.18: Tabela resumo cablagem	151
Tabela 7.19: Características do local de instalação	156
Tabela 7.20: Posição a implementar e posição ótima do local	156
Tabela 7.21: Tabela Resumo da Proposta UPP	159

Siglas e Acrónimos

BT	-	Baixa Tensão
BTE	-	Baixa Tensao Especial
CELE	-	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CF	-	Cash Flows
CFBE	-	Consumo Final Bruto de Energia
CH4		Metano
CIEG	-	Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral
CO		Monóxido de carbono
CO2	-	Dioxido de carbono
COVNM	-	Compostos organicos voláteis não metânicos
CUR	-	Comercializador de Ultimo Recurso
DGEG	-	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	-	Energias de Portugal
ERSE	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESE	-	Empresa de Serviços Energéticos

EU	-	União Europeia
FER	-	Fontes de energia renovável
GEE	-	Gases Efeito de Estufa
HFCs		Hidrofluorcarbonetos
LCOE	-	Levelized Cost of Energy
MT	-	Média Tensão
N2O		Óxido de azoto
NF3		Trifluoreto de azoto
NOCT	-	Nominal Operating Cell Temperature
NOx		Óxidos de azoto
OMIE	-	Operador de Mercado Iberico de Eletricidade
ORD	-	Operador de Rede Distribuição
PFCs		Perfluorocarbonetos
PNAER	-	Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis
PT	-	Posto de Transformação
PVGIS		Photovoltaic Geographical Information Systems
QGBT	-	Quadro Geral de Baixa Tensão
RESP	-	Rede Elétrica de Serviço Público
RTIEBT	-	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
S02		Dioóxido de enxofre

SEI	-	Sistema Elétrico Independente
SENN	-	Sistema Elétrico Nacional
SEP	-	Sistema Elétrico de Serviço Público
SERUP	-	Sistema Eletrônico de Registro de Unidades de Produção
SF6		Hexafluoreto de enxofre
SNIERPA	-	Fontes e Remoções por Sumidouro de Poluentes Atmosféricos
STC	-	Standart Test Conditions
TIR	-	Taxa Interna de Rentabilidade
UNFCCC		Convenção-Quadro das Nações Unidas para alterações climáticas
UP	-	Unidade Produtora
UPAC	-	Unidade para Autoconsumo
UPP	-	Unidade de Pequena Produção
VAL	-	Valor Atual Líquido
WACC	-	Weighted Average Cost of Capital

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A utilização de combustíveis fósseis em grande escala como energia primária conduziu a um acréscimo de preocupações a nível económico e ambiental, uma vez que se tratam de recursos naturais finitos, cuja a sua combustão é responsável por grande parte das emissões de poluentes para a atmosfera e o seu custo é diretamente proporcional à sua escassez e das respetivas dificuldades de extração.

No entanto, desde a revolução industrial e com o crescimento massivo das necessidades energéticas no sector elétrico e de transporte, tem-se verificado um aumento da dependência energética proveniente dos combustíveis fósseis, sendo, nos tempos atuais, de interesse geral encontrar novas soluções que se adaptem às necessidades de consumo globais.

Fatores como a disponibilidade de recursos, interesses comerciais, domínio de tecnologias e a preservação do meio ambiente levaram a que os países considerem diferentes escolhas para a composição das suas ofertas energéticas darem uma maior relevância à utilização de energia elétrica proveniente de fontes renováveis.

Presenciamos uma era na qual se torna crucial a definição de estratégias políticas que assegurem um desenvolvimento sustentável, adaptando as necessidades de consumo aos recursos disponíveis, investindo em fontes de energia primária renováveis e não

prejudiciais ao ambiente, bem como na eficiência energética. Com o aumento exponencial dos consumos e das necessidades globais, torna-se importante a consciencialização da pegada ecológica resultante do nosso quotidiano.

Por esse motivo, considera-se de extrema importância a aposta na sensibilização do público, numa maior informação e participação dos cidadãos na tomada de posições, conseguindo-se, assim, uma melhoria da consciencialização pública e mudanças comportamentais na sociedade.

1.2. OBJETIVOS E ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação tem como objetivo a análise da legislação corrente portuguesa no que diz respeito à produção de eletricidade distribuída com recurso a tecnologias fotovoltaicas, bem como a sua aplicação em projetos concretos. Mediante os custos atuais da implementação da respetiva tecnologia, pretende-se distinguir se esta medida política se torna apelativa ao consumidor e, conseqüentemente, se incentiva o recurso a fontes renováveis para autoconsumo e para venda de energia à rede. A análise incide em vários casos das duas modalidades abrangidas pelo decreto-lei nº 153 de 20 de outubro de 2014 inseridos no setor industrial, sobre os quais se pretende implementar uma unidade de produção para autoconsumo e unidade de pequena produção sem armazenamento de energia.

A presente dissertação encontra-se estruturada em diversos capítulos e subcapítulos, divididos consoante o tema a desenvolver. O capítulo 2 expõe o atual panorama energético nacional, bem como os seus indicadores mais relevantes, necessários ter em mente quando abordado o tema das energias renováveis e da sua evolução. Os conceitos elementares necessários para uma perceção sobre a tecnologia fotovoltaica e do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. No capítulo 3 são referidas as principais características da radiação solar e o aproveitamento do recurso solar como fonte de produção de eletricidade. Já no capítulo 4 descreve-se o funcionamento das células fotovoltaicas, a evolução tecnológica e as respetivas propriedades elétricas, tal como a estrutura de um módulo fotovoltaico, mencionando as ligações entre as células e o efeito de sombreamento. É também explicitado o modelo matemático simplificado, bem como os parâmetros que possam interferir com o funcionamento de uma instalação fotovoltaica.

É também referido os diversos equipamentos que integram um sistema fotovoltaico, bem como os tipos de sistemas fotovoltaicos. Seguindo para o capítulo 5 é elaborado um enquadramento legal da produção distribuída, dividindo-se no quadro evolutivo da legislação em Portugal e na legislação atualmente em vigor relativo ao autoconsumo e à pequena produção.

O capítulo 6 descreve de forma detalhada a metodologia implementada na conceção das unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e para venda à rede (UPP), que engloba desde os processos de análise do perfil de carga, exploração do recurso solar dos locais e dimensionamento do sistema fotovoltaico e da avaliação económica dos projetos. No capítulo 7 são então apresentados os casos práticos relativos ao estudo de implementação de unidades de produção segundo as duas modalidades existente. Seguem-se as opções tomadas no processo do dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e os resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica, bem como a respetiva avaliação económica dos projetos

No capítulo 8 são apresentadas as conclusões retiradas na elaboração da dissertação.

2. PANORAMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

A situação energética portuguesa e da Europa no geral, assenta na grande dependência dos combustíveis fósseis como fonte primária de energia, o que conduz a graves consequências e impactos para a atual e para a futura qualidade de vida da humanidade.

Para os países compradores, a situação atual significa uma dependência dos países produtores, o que acarreta uma instabilidade política, económica e humanitária.

A distribuição não equitativa, associada à limitação de reservas, é traduzida em aumentos de preços, taxa de juros e inflação, o que promove um fraco crescimento económico e a diminuição da procura por parte de particulares e diminuição de investimentos por parte de empresas.

Acrescentando a todas estas adversidades, a utilização deste tipo de combustíveis e devido aos seus processos de combustão, libertam produtos nocivos para o meio ambiente, como por exemplo o dióxido de carbono (CO_2), que causam danos na qualidade de vida das atuais gerações, mas afetará também as gerações futuras. Como é possível verificar com o constante aparecimento de acontecimentos ambientais adversos nomeadamente o efeito de estufa, o aumento das temperaturas e o degelo associado, acidez dos solos e também o nevoeiro fotoquímico.

Existe ainda a questão da sustentabilidade, conceito que normalmente é definido como a satisfação das necessidades do presente sem prejudicar as necessidades das gerações futuras. O aumento populacional a nível mundial tem sido exponencial, contrariamente ao crescimento dos recursos energéticos, o que em teoria leva ao fim da civilização. Porém, algumas organizações governamentais, empresas do ramo e pessoas, têm tomado consciência da necessidade de terminar com o atual paradigma energético, através de um

desenvolvimento sustentável, que terá de passar essencialmente por eficiência energética no consumo e a descarbonização da oferta, utilizando energias renováveis.

Um sistema energeticamente sustentável deve integrar fontes de energias renováveis e combustíveis com baixo teor de emissão de gases, que estejam disponíveis e a custos razoáveis.

A criação de novas infraestruturas é uma tarefa que não é instantânea, pelo que o seu projeto é de grande complexidade e, por isso, muitas empresas têm vindo a envolver-se no desenvolvimento e comercialização destas novas tecnologias.

Um *mix* energético ótimo passaria pela inclusão de centrais hídricas, centrais eólicas (*onshore*¹ e *offshore*²), centrais geotérmicas, centrais a biomassa e centrais fotovoltaicas.

Então, a expectativa é a de que um sistema energético futuro com baixo teor em emissões de gases de efeito de estufa basear-se-á, provavelmente, numa combinação de energias com diferentes origens, de vetores e de sistemas de conversão energética, que assumirão formas distintas nas diversas regiões do mundo.[1]

As relações existentes entre o ambiente e o sector energético são particularmente relevantes. A produção e o consumo de energia são responsáveis, direta e indiretamente, por alguns dos principais impactos negativos da atividade humana sobre o ambiente. Entre estes sobressaem os problemas associados às emissões para a atmosfera de gases com efeito de estufa, bem como de outros poluentes, como o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e os óxidos de azoto.

Apesar dos esforços realizados na exploração do grande potencial associado às energias renováveis e das assinaláveis melhorias que daí decorreram, Portugal é ainda largamente dependente do exterior no respeitante à produção de energia. Sendo um país de escassos

¹ Onshore - centrais localizadas em terra.

² Offshore – centrais localização em meio marítimo.

recursos energéticos de origem fóssil, a fatura decorrente da sua importação tem ainda um peso substancial, económica e ambientalmente, que importa reduzir cada vez mais. Os transportes e a indústria são, juntamente com o sector electroprodutor, os sectores de atividade com maior peso no consumo final de energia, sendo por isso os maiores contribuintes para pressões ambientais, como as alterações climáticas, na base do aquecimento global. Igualmente central para a o alívio das pressões ambientais, são as políticas e medidas destinadas a incrementar a eficiência energética, entendida como a otimização da utilização de energia – trata-se de obter, para um mesmo nível de desempenho ou conforto, um consumo inferior de energia. Medidas tendentes a garantir o mais elevado nível de eficiência energética possível, devem estar presentes nas fases de produção, de transformação, de distribuição e de utilização da energia. A utilização racional da energia depende de alterações no comportamento dos consumidores, que deverão ser complementadas com tecnologias e/ou processos que se traduzam numa redução de consumos. Este indicador diz respeito a Portugal continental, Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores e será atualizado anualmente.

PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA

A análise do balanço energético nacional continua a evidenciar o peso das importações de energia, que após uma diminuição em 2014 face ao ano anterior, voltam, em 2015, a registar uma subida de 19,4%. Neste mesmo ano, a produção doméstica sofreu uma diminuição de 10,1% face a 2014. No que ao consumo de energia diz respeito, verificou-se que, em 2015, o consumo de energia final cresceu 1,2% relativamente a 2014, devido sobretudo ao aumento do consumo dos combustíveis rodoviários, gás natural e eletricidade. O consumo de energia primária também aumentou 4,9% face a 2014, aumento que se deveu, essencialmente, aos acréscimos significativos nos consumos de carvão (+21,5%), cuja utilização cresceu nas centrais térmicas para produção de energia elétrica e de gás natural (+16,4%), também a registar maior utilização no sector electroprodutor.

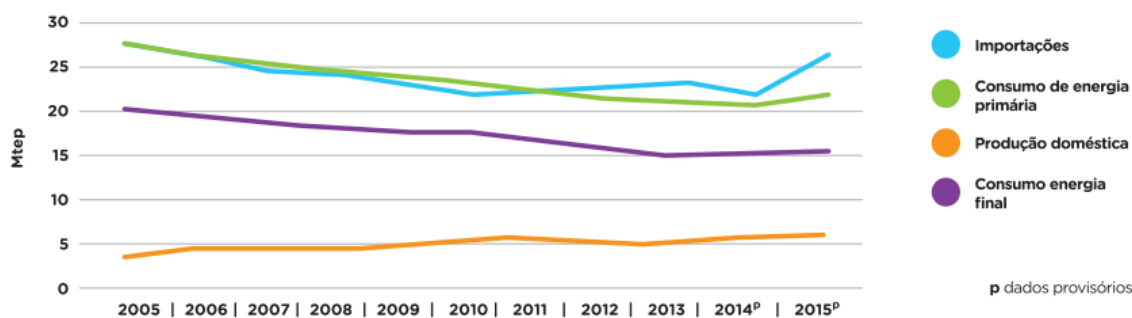


Figura 2.1: Evolução do balanço energético [2]

Da análise do consumo de energia primária por fonte energética resulta que, muito embora se mantenha a tendência de diminuição do seu peso relativo, o petróleo e derivados permanecem a fonte energética mais utilizada, representando 42,6% do consumo de energia primária em 2015. Como segunda fonte energética mais utilizada seguiu-se o gás natural, com 18,5%. Em terceiro lugar esteve o carvão com 14,9%, logo seguido da biomassa com 13,1% e da energia elétrica com 9,7%. (figura 2.2)

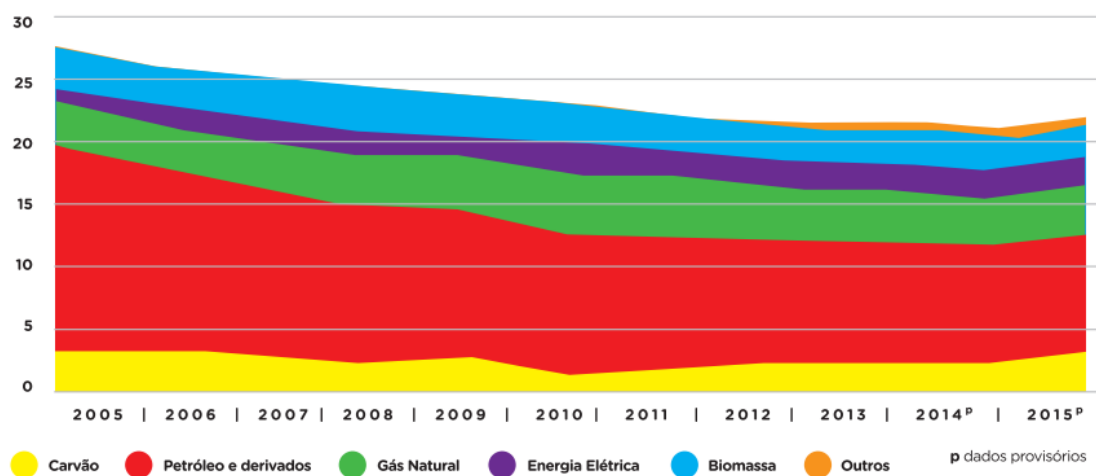


Figura 2.2: Consumo de energia primária por fonte energética [2]

Após, em 2014, ter alcançado o valor mais baixo das últimas duas décadas, com 72,4%, a dependência energética de Portugal face ao exterior voltou a subir em 2015, alcançando o valor de 78,3%. O aumento registado fica a dever-se sobretudo ao acréscimo de 14,2% no saldo importador dos produtos energéticos, ditado essencialmente pelo crescimento das importações de carvão e gás natural, bem como pela redução de cerca de 20% na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

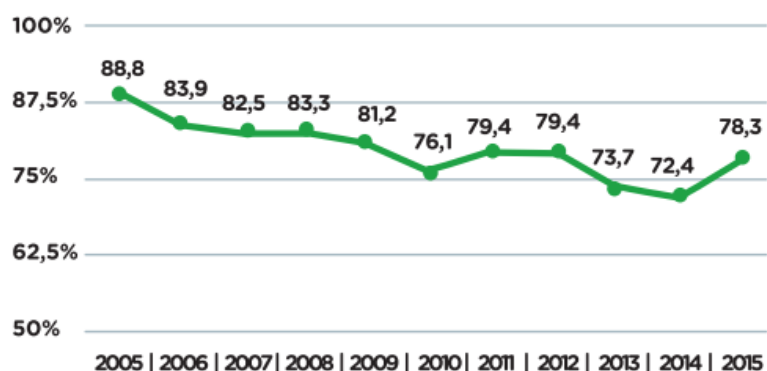


Figura 2.3: Evolução da dependência energética em Portugal [3]

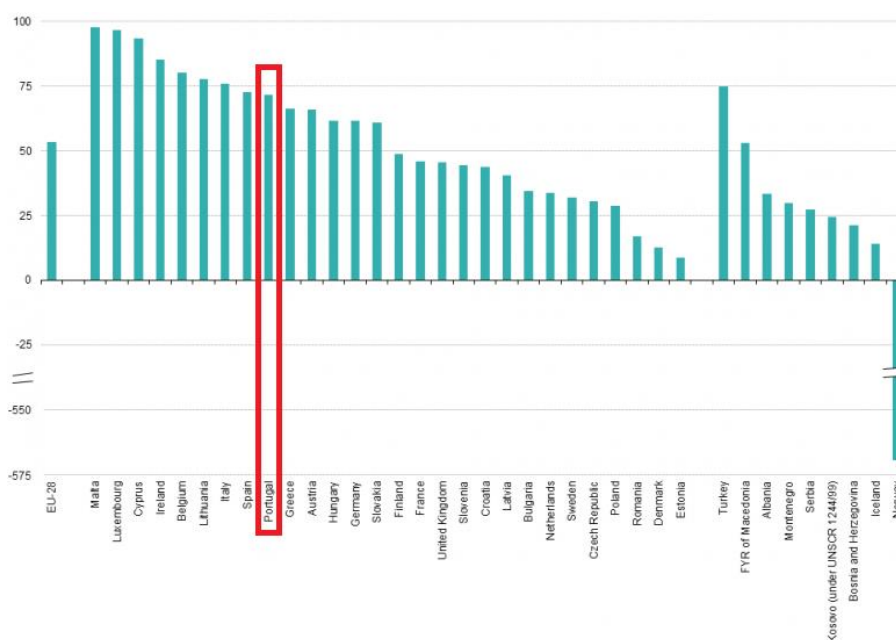


Figura 2.4: Comparação da dependência energética a nível europeu [4]

ENERGIAS RENOVÁVEIS

São consideradas fontes de energias renováveis as que provêm de recursos renováveis, que se renovam de forma natural e regular, de um modo sustentável mesmo depois de usadas para produzir eletricidade e/ou calor.

A produção a partir de Fontes de Energia Renovável (FER) evita, de certa forma, a importação de combustíveis fósseis tornando Portugal um pouco menos dependente dos

outros países exportadores de energia e também evita a emissão de gases com efeito de estufa.

Definido pela União Europeia (EU), através da diretiva FER, para além de promovida a utilização de energia proveniente de fontes renováveis também estabelece o objetivo de Portugal alcançar até 2020, uma quota de 31% de energia proveniente de energias renováveis no consumo final bruto de energia e uma quota de 10% no setor de transportes[5]. Foi também definido em outubro de 2014, tendo em conta o Pacote Energia-Clima 2030, ter pelo menos 27% de energias renováveis no consumo total de energia na união europeia em 2030.[4]

Em Portugal o decreto lei n.º 39/2013 transpõe parcialmente a diretiva FER. O Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis (PNAER 2020) estabelece uma meta de 31% para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e 10% para o consumo energético nos transportes, até 2020.[6]

O PNAER indica metas intercalares para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e 10% para o consumo energético nos transportes, até 2020. Preveem também a incorporação de 59,6% de energia renovável na eletricidade até 2020.[7]

A figura 2.5 demonstra o peso das fontes de energias renováveis no consumo final bruto de energia (CFBE), bem como as metas estabelecidas pelo PNAER.

O contributo das energias renováveis no consumo de energia primária foi de 25,9% em 2014. No entanto, se considerarmos o consumo final bruto de energia (CFBE), o peso das FER foi de 27,0% em 2014, valor que superou a meta estabelecida pelo PNAER 2020 para 2015 (25,2%).

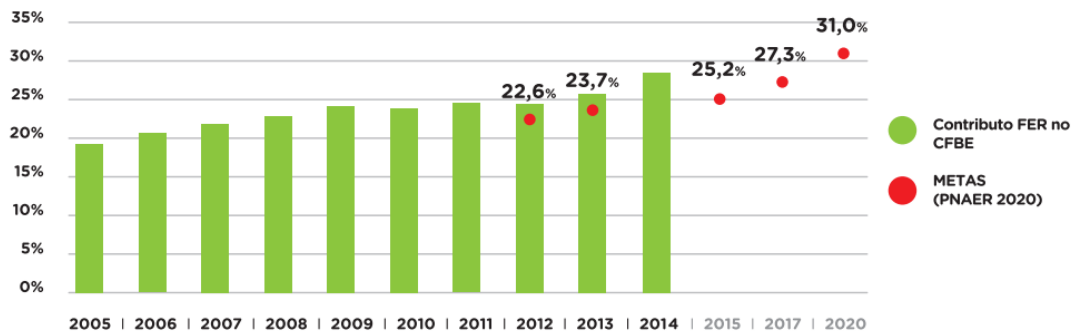


Figura 2.5: Contributo das FER no consumo final bruto de energia [2]

Relativamente à energia elétrica produzida com base em FER, assistiu-se a um decréscimo em 2015, devido à diminuição de 40% na produção hídrica, como é possível verificar na figura 2.6 [2]. A produção de eletricidade a partir de FER atingiu os 25 357 GWh (32 404 GWh em 2014) e a incorporação de FER para efeitos da Diretiva FER foi de 51,7% (o valor real foi de 47,6%). Prevê-se uma descida de 4,3%, na produção de origem FER no ano 2017, relativamente a 2016, pela diminuição de 7,3% da hídrica. A forte quebra na produção FER em 2012 deveu-se à seca ocorrida nesse ano. Na Região Autónoma dos Açores a produção geotérmica representou, em 2015, 24% do total da produção. Cerca de 86% da produção de origem FER ocorre nas regiões Norte e Centro do país.

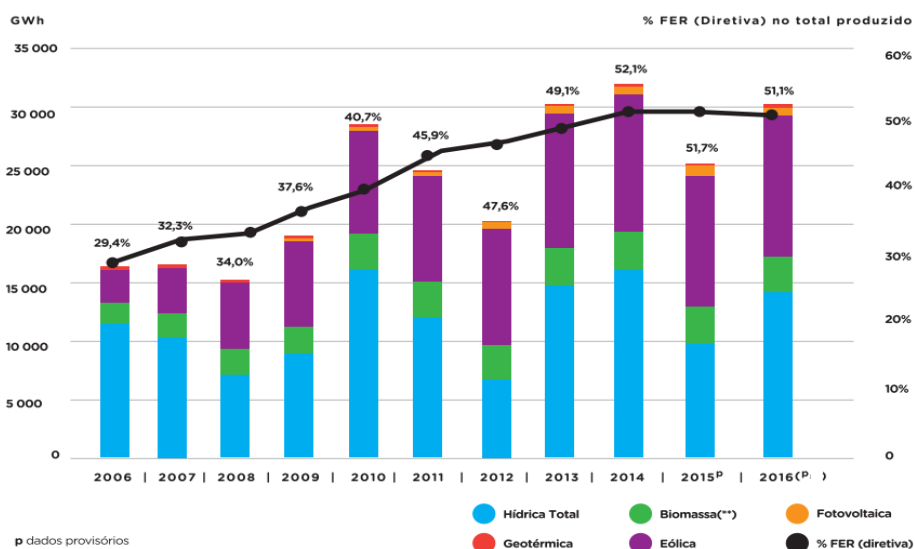


Figura 2.6: Produção anual com base em fontes de energia renovável [2]

Portugal em 2014 era o terceiro país da União Europeia com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica. Esta posição deve-se principalmente devido ao contributo das fontes hídrica e eólica. Demonstrando, assim, que ainda existe muito potencial de fonte fotovoltaica para ser explorado em Portugal, tendo em atenção a exposição solar a que estamos sujeitos. A Suécia e Áustria completavam o pódio com mais de 60 e 70% de incorporação na produção de energia elétrica, respetivamente.

FOTOVOLTAICA

Existem diversas razões para que o mercado fotovoltaico em Portugal esteja pouco desenvolvido e tenha pouco peso no mercado elétrico renovável. São elas, por exemplo, a instabilidade das políticas do governo, a falta de medidas de incentivo assim como a falta de informação dos utilizadores e possíveis investidores. Atualmente, tem-se notado uma evolução positiva ano após ano, como se pode ver pela figura 2.7, verificando-se o aumento significativo com a regulação da produção de eletricidade para autoconsumo através do Decreto Lei nº 153/2014.

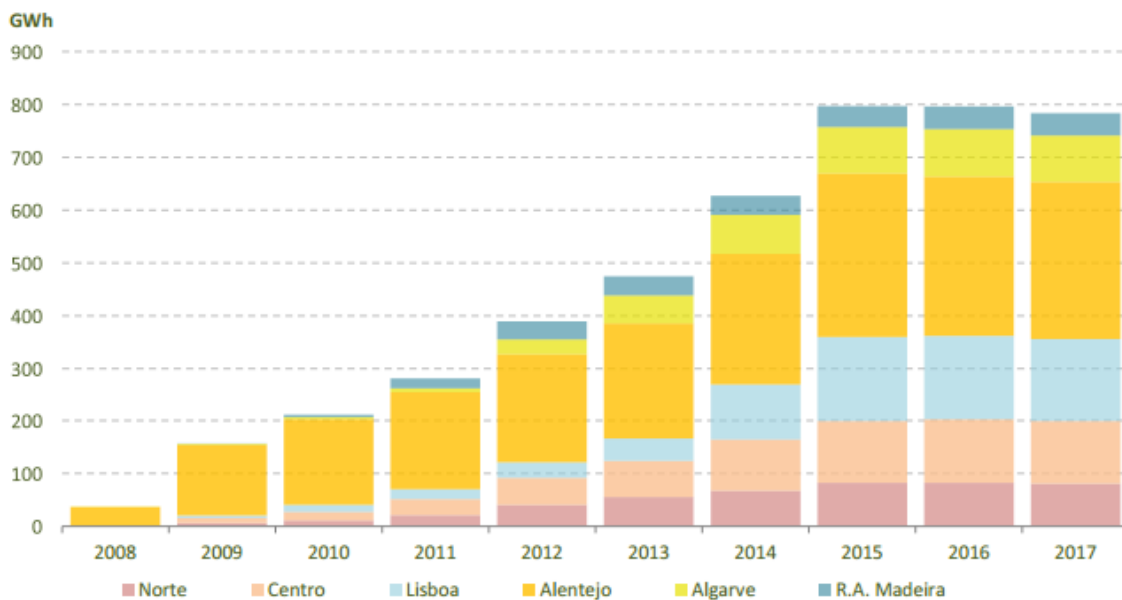


Figura 2.7: Energia produzida por instalações fotovoltaicas em Portugal [7]

Com a capacidade instalada em energia hídrica e eólica, a energia fotovoltaica surge como uma oportunidade de aumentar a produção energética em Portugal.

EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA

O 5.º Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas, publicado em 2014, salientava que as evidências científicas relativas à influência da atividade humana sobre o sistema climático são mais fortes do que nunca e que o aquecimento global do sistema climático é inequívoco [8]. Sendo assim, é necessário monitorizar e verificar o nível de emissões e sequestro de Gases com Efeito de Estufa (GEE) de origem humana em todos os sectores da economia, utilizando o ano de 1990 como ano de referência, de acordo com orientações internacionais.

O inventário nacional de emissões de GEE é o instrumento que permite monitorizar e verificar o cumprimento nacional face às metas assumidas, sendo por isso um elemento chave da política de combate às alterações climáticas. São contabilizadas todas as emissões e sequestro de origem humana, sendo considerados o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido de azoto (N₂O), os hidrofluorcarbonetos (HFCs), os perfluorcarbonetos (PFCs), o hexafluoreto de enxofre (SF₆) e o trifluoreto de azoto (NF₃). São ainda incluídos os GEE indiretos, como o monóxido de carbono (CO), o dióxido de enxofre (SO₂), os óxidos de azoto (NO_x) e os compostos orgânicos voláteis não metânicos (COVNM).

Dada a importância da informação, foi criado o Sistema Nacional de Inventário de Emissões por Fontes e Remoções por Sumidouros de Poluentes Atmosféricos (SNIERPA).

Em 2015, o SNIERPA foi reestruturado e atualizado. O Inventário Nacional é todos os anos sujeito a processos de revisão por parte de equipas de peritos internacionais, tanto no âmbito da União Europeia (UE) como da Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC).

A União Europeia, no âmbito da sua estratégia de redução de emissões de GEE e como forma de garantir o cumprimento dos compromissos assumidos, criou o mecanismo do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), constituindo o primeiro instrumento de mercado intracomunitário de regulação das emissões de GEE. A nível europeu, os sectores abrangidos pelo CELE, incluindo a aviação, devem reduzir as suas emissões em 21% face aos níveis de 2005. São abrangidas instalações de sectores muito diversos desde

o energético aos industriais, dos quais se destacam as refinarias, os metais, os cimentos, o químico, o cerâmico, o vidro, a pasta, o papel, o agroflorestal ou o agroalimentar.

O Acordo de Paris, adotado em dezembro de 2015, estabelece o objetivo de limitar o aumento da temperatura média global a níveis abaixo dos 2°C acima dos níveis pré-industriais e prosseguir esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, reconhecendo que tal medida reduzirá significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas.

O Pacote Energia-Clima para 2030 da União Europeia estabelece, como objetivo comunitário, uma redução até 2030 de pelo menos 40% das emissões de GEE na UE, em relação a 1990. Esta meta será atingida coletivamente pela UE.

O PNAC 2020/2030 tem como objetivos principais assegurar uma trajetória sustentável de redução das emissões nacionais de GEE de forma a alcançar metas de -18% a -23% em 2020 e de -30% a -40% (52,7-61,5 MtCO₂e) em 2030, em relação a 2005, garantindo o cumprimento dos compromissos nacionais de mitigação e colocando Portugal em linha com os objetivos europeus e internacionais.

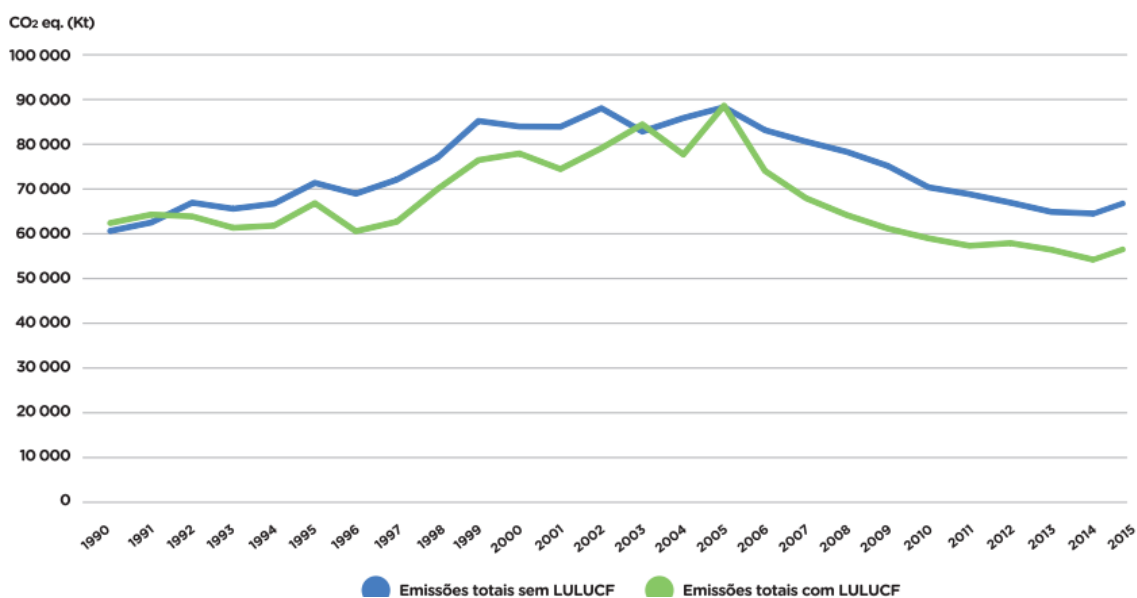


Figura 2.8: Evolução das emissões nacionais de gases com efeito de estufa [3]

Observando a figura 2.8 é possível verificar a evolução das emissões de GEE reflete, em grande medida, a evolução da economia portuguesa, que se caracterizou por um forte crescimento associado ao aumento da procura de energia e da mobilidade na década de 90, e à situação de estagnação e recessão verificada nos últimos anos. As tendências de estabilização/redução das emissões tiveram, contudo, início antes da crise, fruto das melhorias tecnológicas relativas a sistemas de controlo de poluição, introdução de combustíveis menos poluentes (gás natural em 1997), a instalação de unidades de ciclo combinado e a implementação progressiva de unidades de cogeração, uma melhoria da eficiência energética e tecnológica dos processos industriais e, também, o desenvolvimento expressivo de fontes de energia renováveis, com especial relevância da energia eólica. Estimativas preliminares relativas às emissões de 2015 apontam para um valor global de emissões da ordem dos 66,8 Mt CO₂, resultante principalmente de um aumento das emissões associadas à produção de eletricidade e, em particular, pela maior utilização de carvão.

3. RECURSO SOLAR

No centro do Sol, tal como acontece com outras estrelas, ocorre um processo de fusão que transforma núcleos de hidrogénio em núcleo de hélio. No decorrer do processo de fusão, parte da massa é transformada em energia.

Tendo em conta a distância que separa o planeta Terra e o Sol, apenas uma ínfima parte da radiação emitida pelo Sol é que atinge a superfície terrestre, sendo que a restante radiação é irradiada pelo espaço.

A radiação que atinge a superfície terrestre, corresponde sensivelmente a uma quantidade energética de 10^{18} kWh anuais.

Esta quantidade energética supera as necessidade energética mundial e toda a energia contida em todas as reservas energéticas de combustíveis fosseis conhecidas, sendo que a energia solar que atinge a superfície terrestre corresponde a dez mil vezes a procura global energética [9].

Era necessário apenas 0,01% desta energia para satisfazer as necessidades energéticas mundiais.[9]

3.1. DISTRIBUIÇÃO DO RECURSO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE

A radiação proveniente do Sol não atinge de maneira uniforme a superfície terrestre, apesar de estar razoavelmente bem distribuída por todos os pontos do planeta terra, diminuindo à medida que se aproxima das zonas polares, como é possível verificar na Figura 3.1

Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)

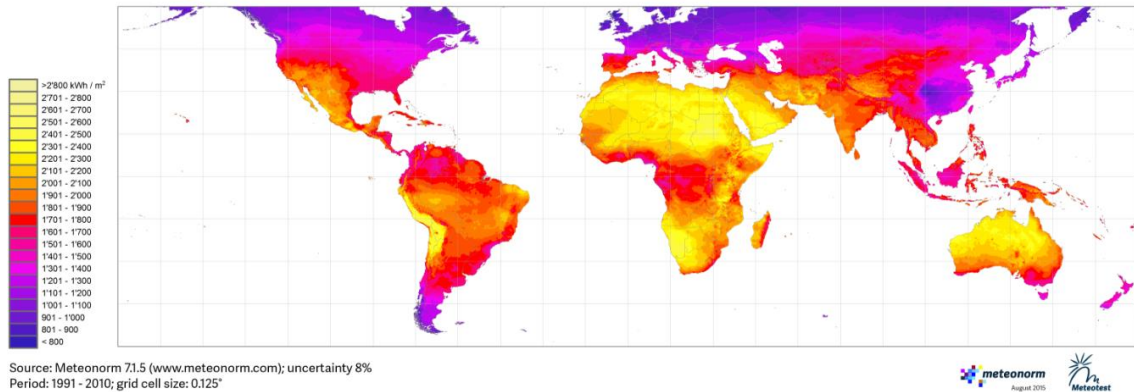


Figura 3.1: Distribuição do recurso solar [10]

Os sistemas fotovoltaicos são utilizados, em geral, na produção de energia elétrica em sistemas ligados à rede ou em sistemas isolados. No entanto, tendo em conta o potencial de algumas zonas a nível mundial, prevê-se a utilização de sistemas fotovoltaicos para a eletrificação de zonas rurais dos países menos desenvolvidos, onde, infelizmente, existem milhões de pessoas sem acesso a eletricidade muitas vezes pelo esforço económico necessário à implementação de um sistema de eletrificação convencional.

O crescimento exponencial da tecnologia fotovoltaica tem correspondido a um grande investimento nesta área, o que torna inevitável a descida de custos de produção de módulos.

3.1.1. DISTRIBUIÇÃO DO RECURSO SOLAR NA EUROPA E EM PORTUGAL

A radiação solar disponível na Europa varia bastante com a latitude, de tal forma que nos países do sul da Europa como Portugal, Espanha e Itália, a irradiação solar anual incidente em algumas regiões atinge em alguns casos o dobro da média anual de outros países mais nórdicos.

Tabela 3.1: Irradiância na Europa [10]

kWh/m2/dia	Lisboa	Madrid	Munique	Viena	Paris	Londres	Estocolmo	Oslo
Latitude	38' 42" N	40' 25"N	48' 05" N	48' 13" N	48' 52" N	51' 32" N	59' 24"N	59' 56" N
Jan	2.27	1.93	1.05	1.10	0.89	0.67	0.32	0.3
Fev	2.99	2.75	1.80	1.81	1.62	1.26	0.95	0.87
Mar	4.3	4.09	2.82	2.80	2.62	2.22	2.24	1.68
Abr	5.15	4.83	3.95	3.76	3.95	3.48	3.68	3.12
Mai	6.13	5.85	4.84	4.76	4.90	4.54	5.29	4.65
Jun	6.46	6.52	4.65	5.12	4.83	4.51	6.58	4.84
Jul	6.89	7.11	5.14	5.72	5.35	4.74	5.59	4.59
Ago	6.33	6.30	4.46	4.98	4.61	4.01	4.52	3.36
Set	5.11	4.91	3.20	3.68	3.33	2.86	2.7	2.22
Out	3.44	3.07	2.00	2.15	2.00	1.65	1.24	1.02
Nov	2.27	1.97	1.02	1.28	1.12	0.89	0.46	0.42
Dez	1.84	1.59	0.79	0.93	0.72	0.52	0.23	0.19
Média	4.43	4.62	2.98	3.52	3.34	2.61	2.83	2.27

Portugal é um dos países que melhores condições apresenta para o aproveitamento do recurso solar para produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, mas também outras aplicações como sistemas solares térmicos³.

³ Sistemas solares térmicos – Sistema que permite, através da captação de energia solar aquecer água para distintas aplicações.

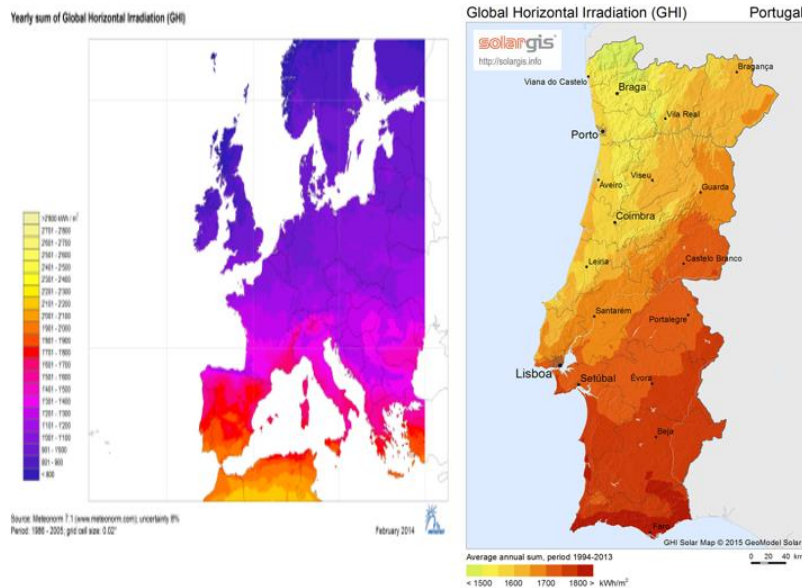


Figura 3.2: Irradiação na Europa e em Portugal [3]

Verifica-se com a análise da figura 3.2, que uma superfície com uma orientação ótima, no Norte do país, atinge uma irradiação solar a rondar os 1700 kWh/m^2 e no Sul atinge valores a rondar os 2000 kWh/m^2 .

3.2. GEOMETRIA SOL-TERRA

O planeta Terra descreve uma trajetória elíptica em torno do Sol. O seu eixo apresenta uma inclinação aproximadamente a $23,5^\circ$. Esta inclinação, juntamente com o movimento de translação dá origem às estações do ano. Observando o movimento aparente do Sol é possível verificar que o ângulo entre os raios solares provenientes do mesmo e o plano do Equador, variam $\pm 23,45^\circ$ entre 21 de junho e 21 de dezembro, que corresponde ao solstício de inverno e de verão do hemisfério Sul, respetivamente. Este ângulo, denominado por inclinação solar (δ), toma valores positivos no Norte e valores Negativos no Sul do Equador. Nos dias de equinócio de primavera e outono os raios solares alinham-se de acordo com o plano do equador e, assim sendo, a inclinação solar é igual a zero ($\delta = 0$).

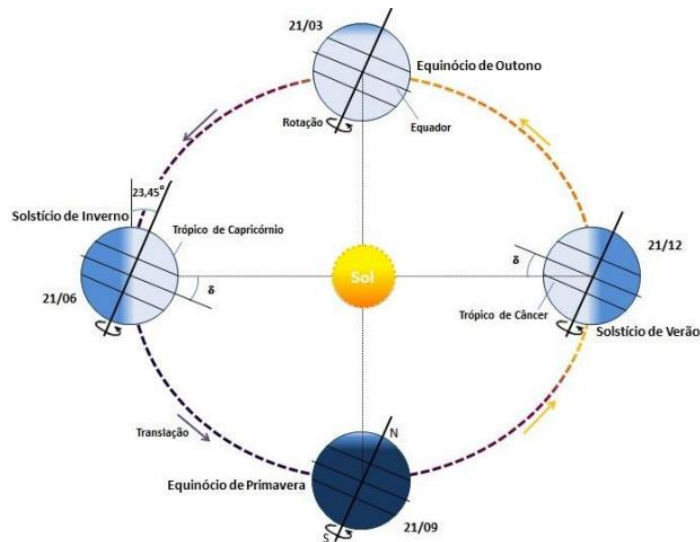


Figura 3.3: Geometria Sol-Terra [9]

A trajetória elíptica tem a duração de 1 ano e 6 horas o que origina, de quatro em quatro anos, os denominados anos bissexto, anos que tem mais um dia do que o normal.

De realçar que o planeta terra também efetua o movimento de rotação sobre o seu eixo, eixo polar, descrevendo os períodos de incidência solar e da sua ausência.

A localização solar é essencial na determinação da energia produzida por um sistema fotovoltaico, sendo que este é determinada pelas através de coordenadas solares, altitude e azimute.

Desta forma, torna-se necessário adotar o planeta Terra como referencial, onde o Sol nasce em Este e põe-se em Oeste, estando sempre orientado a sul para o hemisfério norte.

A altitude solar, α [°], consiste no ângulo formado pelos raios solares com o plano horizontal. O azimute solar, β [°], forma o ângulo entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção norte-sul no plano horizontal, referenciado a sul, negativo a este e positivo a oeste.

As coordenadas solares são obtidas pelas seguintes expressões:

$$\sin \alpha = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega \quad (3.1)$$

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega)$$

$$\cos \beta = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha - \cos \phi} \quad (3.2)$$

$$\beta = \cos^{-1} \left(\frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha - \cos \phi} \right)$$

Dependendo da latitude do local, ϕ [°], do ângulo horário solar, ω [°] e da declinação solar, δ [°]. A evolução temporal ao longo do dia é facultada pelo ângulo horário solar, que é nulo quando o Sol está mais alto (meio dia solar), sendo negativo durante a manhã e positivo durante a tarde.

$$\omega = 15^\circ \times (H_{solar} - 12) \quad (3.3)$$

Onde H_{solar} [h] corresponde ao tempo em horas. A declinação solar consiste no ângulo entre o plano do equador e a direção Terra-Sol, variando ao longo do ano em função do movimento de translação da Terra, variando entre os valores de $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$. (figura 3.4)

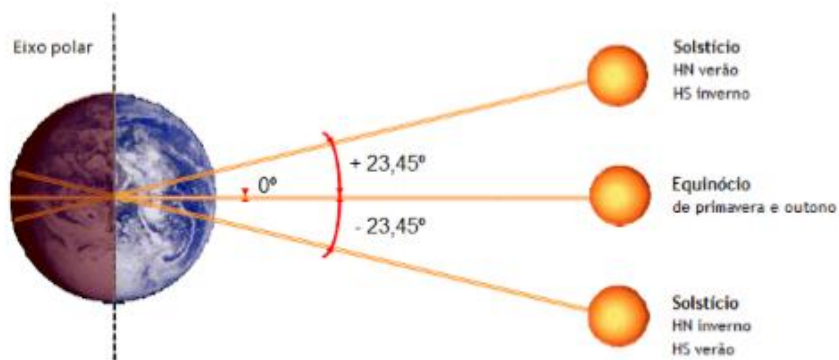


Figura 3.4: Declinação solar [9]

A declinação solar é obtida através:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(2\pi \cdot \frac{284 + N}{365} \right) \quad (3.4)$$

Onde N corresponde ao dia Juliano, isto é, ao dia do ano, variando entre 1 e 365, ou 366 no ano bissexto.

3.3. RADIAÇÃO

A energia emitida pelo sol chega ao planeta Terra em forma de ondas eletromagnéticas que se propagam em diversos meios ambientes, sendo este efeito denominado por radiação solar, sendo esta a principal fonte energética de todas as fontes de energia conhecidas. A radiação solar é expressa em Watt (W), a intensidade da radiação solar que atinge o planeta Terra, designada por irradiância é expressa em W/m^2 e a irradiância global anual, obtida pela radiação solar incidente na superfície terrestre durante um ano, é expressa por Wh/m^2 .

Durante o decorrer de um ano a distância entre o Sol e a Terra varia entre o periélio⁴ e o afélio⁵, assumindo-se um valor médio para a irradiância no topo da atmosfera, numa superfície perpendicular ao eixo Terra-Sol, de $1367 W/m^2$, designado por constante solar. Após atravessar a atmosfera, numa situação de boas condições climatéricas e independentemente da localização, a radiação solar atinge a superfície terrestre com uma potência inferior em cerca de 30% da registada no topo da mesma, atingindo um máximo de aproximadamente $1000 W/m^2$.

A radiação eletromagnética é caracterizada pela sua frequência (f), que corresponde ao número de vezes que uma onda se repete completamente por unidade de tempo e pelo comprimento de onda (λ), que corresponde à distância entre dois pontos iguais. A radiação é diretamente proporcional a sua frequência e indiretamente proporcional ao seu comprimento de onda, ou seja, quanto maior à sua frequência maior será a energia que a onda transporta e quanto maior o seu comprimento de onda menor será a energia transportada pela mesma.

⁴ Periélio - é o ponto da órbita de um corpo, seja ele planeta, planeta anão, asteroide ou cometa, que está mais próximo do Sol

⁵ Afélio - é o ponto da órbita em que um planeta ou um corpo menor do sistema solar está mais afastado do Sol.

A radiação solar é composta por um conjunto contínuo de ondas de diferentes comprimentos denominados de espectro.

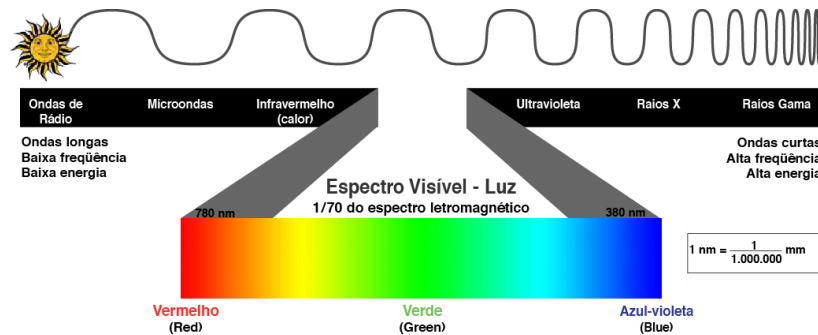


Figura 3.5 – Espectro solar [9]

Neste trabalho será estudado o aproveitamento da radiação solar através de painel fotovoltaicos, porém, a radiação solar pode ser aproveitada de diferentes formas, como se pode verificar na figura 3.6

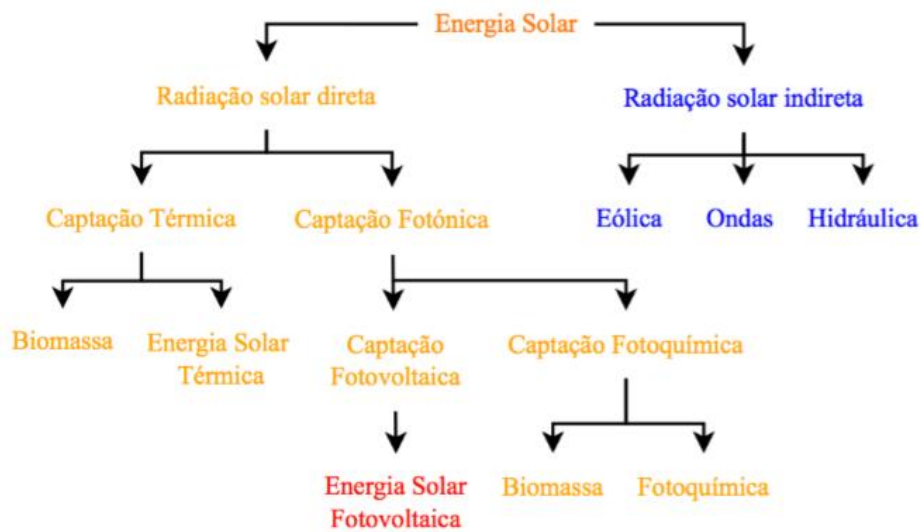


Figura 3.6 – Aproveitamento do recurso solar [11]

3.3.1. RADIAÇÃO INCIDENTE E AS SUAS COMPONENTES.

A quantidade de radiação depende das condições atmosféricas do planeta, pois num dia de céu limpo há pouca interferência com a radiação, contrariamente ao que acontece num dia chuvoso e coberto de nuvens, que reduz a radiação que pode, eventualmente, chegar a superfície terrestre.

A radiação solar incidente decompõe-se em 3 componentes: direta, difusa e refletida.

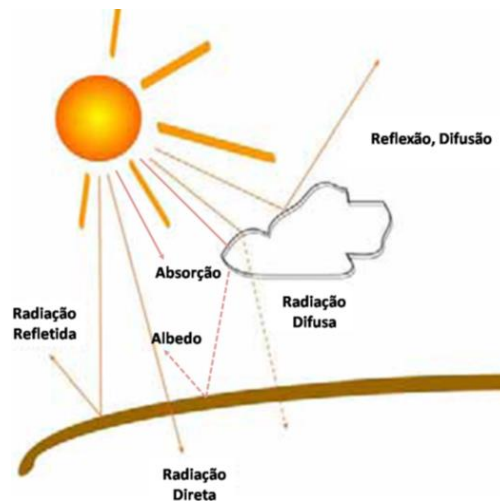


Figura 3.7: Componentes da radiação solar [9]

Em painéis reguláveis a radiação que incide nos painéis será sempre a radiação direta e difusa, enquanto que em painéis fixos, em determinadas direções pode por vezes incidir também radiação refletida.

Assim e tendo em conta o modelo matemático desenvolvido por *Gilbert Master*⁶, a irradiância pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$G_0 = SC \left[1 + 0,034 \cos \frac{360 n}{365} \right] \quad (3.5)$$

Onde SC corresponde à constante solar obtida baseada nas medições da NASA, que tem um valor de 1353 W/m^2 , e n corresponde ao número do dia (1 a 365 dias).

À medida que o feixe solar passa na atmosfera parte da sua radiação é absorvida por gases e moléculas que se encontram espalhadas no ar, fazendo com que apenas menos de metade da radiação emitida chegue à superfície terrestre como feixe direto. O modelo matemático desenvolvido por *Gilbert Master*, trata esta atenuação como uma função

⁶ Gilbert Master – Professor de Engenharia Civil e Engenharia Ambiental na universidade de Stanford, autor do livro “*Energy for Sustainability*”

exponencial decrescente e, assim, calcula-se a radiação incidente num plano normal através da equação:

$$G_b = Ae^{-k.m} \quad (3.6)$$

Onde:

G_b (W/m^2) é a porção do feixe de radiação solar que atinge a superfície solar;

A (W/m^2) corresponde a um fluxo aparente, calculado pela equação:

$$A = 1169 + 75 \sin\left[\frac{360}{365}(n - 275)\right] \quad (3.7)$$

k corresponde à profundidade ótica que é calculado pela equação:

$$k = 0,174 + 0,035 \sin\left[\frac{360}{365}(n - 100)\right] \quad (3.8)$$

m corresponde à massa de ar relativa que é calculada pela equação:

$$m = \frac{1}{\sin \alpha} \quad (3.9)$$

Onde β corresponde ao ângulo de altitude do sol.

Direta (S) – corresponde a todos os raios que são recebidos em linha reta com o sol. Esta não sofre qualquer interferência no seu percurso do Sol à superfície terrestre e, assim sendo, é a que mais contribui para a conversão em energia elétrica através de painéis solares fotovoltaicos. Num dia de céu limpo esta representa a maior parte da radiação incidente. Caso o painel não esteja perpendicular à direção dos raios incidentes a radiação passa a ser função do ângulo de incidência como se pode ver na figura 3.8

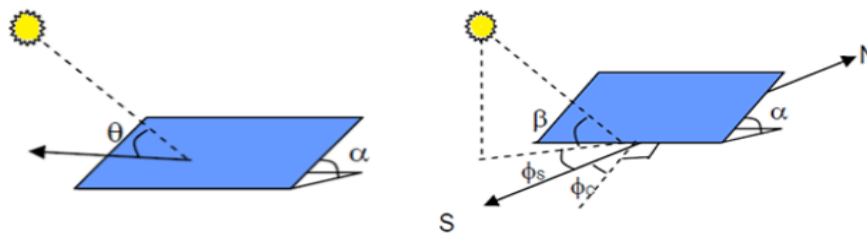


Figura 3.8: Radiação direta [12]

A radiação em função do ângulo de incidência pode ser calculada pela expressão:

$$G_{BC} = G_B \cos \theta \quad (3.10)$$

O ângulo de incidência θ é em função da orientação do painel, dos azimutes solares e dos ângulos de altura ϕ_s e β , respectivamente, dado pela seguinte equação:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos(\phi_s - \phi_c) \cdot \sin \alpha + \sin \beta \cdot \cos \alpha \quad (3.11)$$

Difusa (D) – Corresponde à fração de radiação solar recebida indiretamente proveniente da difração em obstáculos presentes na atmosfera. Em dias nublados toda a radiação solar provem da sua componente difusa. O modelo desenvolvido por *Threlkell* sugere que a radiação difusa sobre uma superfície horizontal é proporcional à radiação direta, assumindo que esta atinge uma superfície com a mesma intensidade em todas as direções e considerando o céu isotrópico.

Sendo assim, a radiação difusa é calculada pela equação:

$$G_{DH} = C \cdot G_B \quad (3.12)$$

Considerando C o fator de difusão da radiação incidente calculado através da equação:

$$C = 0,095 + 0,04 \sin\left[\frac{360}{365}(n - 100)\right] \quad (3.13)$$

Depois de obter a variável C, e através da equação x adicionamos o valor da radiação difusa ao valor da radiação incidente para um painel com um ângulo de inclinação α :

$$G_{DC} = C \cdot G_B \frac{1 - \cos \alpha}{2} \quad (3.14)$$

Refletida ou de Albedo (L) - Esta resulta da reflexão da radiação solar em diversos componentes como telhados, superfícies da radiação direta e/ou difusa. Corresponde assim a radiação solar refletida por um ambiente físico que a devolve à atmosfera como radiação difusa. A razão entre a radiação refletida e a radiação incidente denomina-se por albedo. O modelo mais simplificado considera a existência de uma área horizontal com um índice de reflexão ρ onde o painel esta colocado.

A radiação refletida incidente num painel colocado com um ângulo de inclinação α é calculado pelas equações:

$$G_{RC} = \rho(G_{BH} + G_{DH})\left(\frac{1 - \cos \alpha}{2}\right) \quad (3.15)$$

$$G_{RC} = \rho G_B(\sin \beta + C)\left(\frac{1 - \cos \alpha}{2}\right) \quad (3.16)$$

Onde G_{RC} é a radiação refletida incidente num painel e ρ o índice de reflexão do plano horizontal. Quando o ângulo de inclinação do painel é zero, a radiação refletida é também zero ou seja:

$$\text{Para } \alpha = 0, G_{RC} = 0 \quad (3.17)$$

Anteriormente foi apresentada e descrita a forma como se obtém os valores das componentes da radiação solar incidente em painéis fixos, ou seja, quando estes se mantêm com a mesma posição durante todo o ano.

Tentando um melhor aproveitamento do recurso solar surgem painéis orientados com o objetivo de receber os feixes solares sempre na perpendicular. A orientação destes pode ser feita através de um ou dois eixos. Embora os painéis orientados com dois eixos aproveitem melhor o recurso solar em comparação com os painéis de um eixo, requerem um investimento maior e maiores custos de manutenção.

A orientação segundo um eixo é feita no sentido E-W, com inclinação igual ao valor da latitude do local onde se encontra.



Figura 3.9: Seguidor de um eixo [11]

Para os seguidores de um eixo as seguintes expressões que permitem calcular as radiações diretas, difusas e refletidas são, respetivamente:

De acordo com a figura 3.9 o sistema gira sobre um eixo à medida que o planeta Terra gira, sendo que a linha central do painel vai ser sempre direcionada para o sol. Com estas condições, o ângulo de incidência da radiação direta G_{BC} será igual à declinação solar δ

$$G_{BC} = G_B \cdot \cos \delta \quad (3.18)$$

Nos sistemas de um eixo, a radiação difusa e refletida é obtida usando as seguintes equações, com um ângulo de inclinação do painel igual ao complemento do ângulo de altitude solar e inclinação solar, ou seja, $90^\circ - \beta + \delta$

$$G_{DC} = G_B \left(\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right) \quad (3.19)$$

$$G_{RC} = \rho G_B (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right) \quad (3.20)$$

Os painéis orientados segundo dois eixos são feitos no sentido de E-W e S-N



Figura 3.10: Seguidor de dois eixos [11]

Num sistema de orientação de dois eixos a radiação direta incidente no painel é igual à radiação plena normal, podendo ser calculada pela equação:

$$G_{BC} = G_B \quad (3.21)$$

A radiação difusa e a refletida são encontradas usando as seguintes equações, com um ângulo de inclinação do painel igual ao complemento do ângulo de altitude solar, ou seja, $90^\circ - \beta$.

$$G_{DC} = C \cdot G_B \left(\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right) \quad (3.22)$$

$$G_{RC} = \rho G_B (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right) \quad (3.23)$$

3.4. SOMBREAMENTO

Numa célula solar o sombreamento tem um efeito negativo, afetando o seu desempenho proporcionalmente à área sombreada, através da diminuição da corrente.

Existem vários tipos de sombreamento, o temporário que resulta de presença de neve, de folhas, de dejetos de pássaros ou outro tipo de sujidade; o sombreamento em consequência da sua localização, provocado pela envolvente da instalação; e o sombreamento produzido pelo próprio edifício, ao qual se deve prestar muita atenção quando planeado e dimensionado. Presença de chaminés, pára raios, entre outros, fazem parte de um leque de objetos que poderão sombrear a instalação.

Uma célula sujeita a um sombreamento, passa a estar inversamente polarizada passando atuar como uma carga e a converter energia elétrica em calor, podendo originar um *hot spot* (ponto quente), danificando a célula e a *performance* da instalação.

Assim sendo, é necessário analisar um local tendo em conta possíveis sombras, tendo em conta o mapa de trajetória solar, analisando as sombras, e o plano do local.

Na generalidade, os efeitos de sombreamento estão relacionados com fatores relacionados com distâncias entre fileiras e distâncias entre obstáculos como árvores ou outros.

3.4.1. AFASTAMENTO ENTRE PAINÉIS E OBSTÁCULOS

DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS

Para se planejar um sistema fotovoltaico de maneira a obter o melhor rendimento do mesmo, deve ter-se em atenção o espaçamento entre fileiras.

Tendo em conta o dia mais desfavorável, dia 21 de dezembro, em que o ângulo β corresponde à altura mínima do Sol nesse mesmo dia e, sendo α o ângulo que corresponde

à inclinação dos módulos, o afastamento entre fileiras d é calculado em metros através da seguinte equação:

$$d = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (3.24)$$



Figura 3.11: Distância entre fileiras

A distância entre fileiras pode ser calculada de maneira simplificada tendo em conta a altura que se eleva o módulo h (sendo esta conhecida aplicando trigonometria), através da seguinte equação:

$$d = 3 \times h \quad (3.25)$$

Esta equação sobredimensiona a distância entre fileiras, garantindo assim que não haverá sombreamento.

No caso de haver desnível entre fileiras, como ilustra a Figura 3.12 e com o conhecimento da latitude do local, a distância entre as mesmas é obtido através da equação:

$$d = \frac{h}{\tan 67^\circ - \text{Latitude}} \quad (3.26)$$

em que:

$$h = h_2 - h_1 \quad (3.27)$$

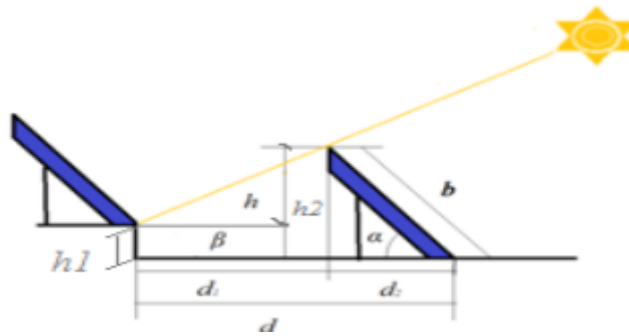


Figura 3.12: Distância entre fileiras com desnível

AFASTAMENTO DE OBSTÁCULOS

O sistema fotovoltaico deverá estar afastado de qualquer objeto que projete sombra no período de radiação solar. A equação (3.28) permite calcular a distância mínima, em metros, entre a instalação e o objeto, para que não seja projetada sombra nos mesmos utilizando um fator de espaçamento.

$$d = F_e(H_o - H_m) \quad (3.28)$$

em que:

F_e corresponde ao fator de espaçamento ilustrado na figura 3.13;

H_o corresponde à altura do objeto;

H_m corresponde à altura em relação ao nível do solo onde se encontra instalado o sistema fotovoltaico.

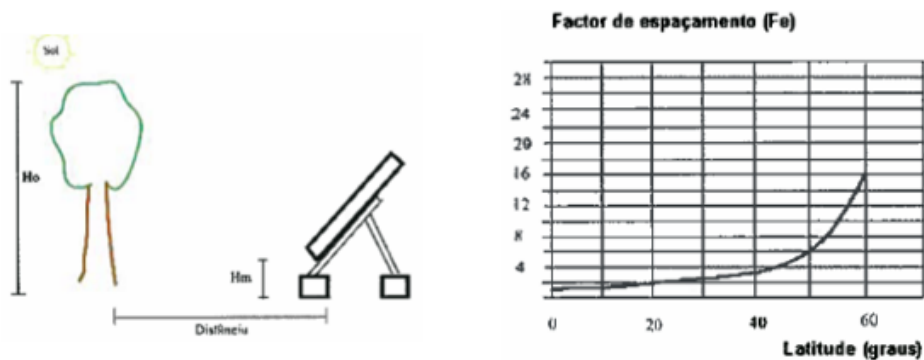


Figura 3.13: Distância entre obstáculos

A orientação ótima de um painel fixo não é óbvia. Na prática, recomenda-se que sejam orientados de modo a que a sua parte frontal fique virada para o Sul geográfico (ou norte, quando no hemisfério Sul). Para se conseguir um melhor aproveitamento da radiação solar incidente, os módulos deverão estar inclinados em relação ao plano horizontal num ângulo que irá variar com a latitude do local da instalação. É recomendada a adoção dos seguintes ângulos de inclinação [13]:

- Inverno - Latitude do local + 15°;
- Verão - Latitude do local - 15°.

Este é o ângulo de inclinação que geralmente maximiza a radiação solar no plano em que os painéis fotovoltaicos se encontram instalados em função da estação do ano. Geralmente, os painéis são instalados segundo a inclinação de Verão, dado ser esta a estação do ano que melhor rentabiliza a instalação fotovoltaica, devido ao maior número de horas de exposição solar e à fraca ocorrência de nuvens.

A orientação ótima em Portugal, para os sistemas solares é voltado a Sul com uma inclinação de 38°.

Um desvio pouco acentuado para Este ou Oeste prejudica a captação na ordem dos 5%, desde que a inclinação se reduza para cerca de 25°. O sistema pode instalar-se respeitando a inclinação do telhado da habitação, minimizando-se, assim, o possível impacto visual do sistema com a arquitetura do imóvel, assegurando um ângulo mínimo de 10°. Quando possível, o ângulo com a horizontal será o da Latitude $\pm 5^\circ$. Os ângulos com a horizontal superior a 35° favorecem o Inverno e os ângulos inferiores a 35° favorecem o Verão.[13].

4. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

4.1. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por *Edmond Becquerel*⁷, quando verificou que as placas metálicas, de platina, ou prata, mergulhadas em um eletrólito⁸, produziam uma pequena diferença de potencial nos extremos de uma estrutura, produzida pela absorção da luz incidente. A luz solar fornece elétrons com energia necessária para deixar os limites das matérias semicondutores através da junção entre os dois materiais.

As células fotovoltaicas mais comuns são de silício, sendo este um dos elementos químicos mais abundantes no mundo.

Os semicondutores são estruturas uniformes constituídas por átomos com ligações covalentes⁹, nos quais para a formação de corrente elétrica é necessário quebrar algumas dessas ligações para que se formem elétrons livres. Em semicondutores, a condutividade elétrica aumenta significativamente com o aumento da temperatura. A temperaturas superiores ao zero absoluto os elétrons conseguem absorver energia suficiente para

⁷ Edmond Becquerel (1820-1891) – Físico francês

⁸ Eletrólito – substância que dissociada ou ionizada, origina íons positivos e negativos pela adição de um solvente ou aquecimento. Torna-se um condutor elétrico.

⁹ Ligação covalente é uma ligação química caracterizada pelo compartilhamento de um ou mais pares de elétrons entre átomos, causando uma atração mútua entre eles, que mantém a molécula resultante unida. O nome *ligação covalente* surgiu em 1939.

quebrarem as ligações, passando para a banda de condução, tornando-se elétrons livres. A excitação de um elétron na banda de condução, deixa um buraco na banda de valência, originando assim um par buraco-elétron separado pela estrutura do material, designado como portador de carga intrínseco. No entanto, para um material semiconductor se comportar como um gerador de energia é necessário alterar o balanço dos elétrons e os buracos, através da dopagem com outros átomos, criando portadores de carga extrínsecos causando assim, um aumento da condutividade elétrica independentemente da temperatura ambiente[14]. Assim sendo, os átomos com mais um elétron de valência formam um material do tipo N e os átomos com menos um elétron de valência formam um material tipo P.

Uma célula solar é composta por uma camada de material tipo N e outra camada do tipo P, cuja união é designada por junção NP. Na junção NP forma-se uma difusão dos portadores de carga, uma vez que a camada tipo N tem uma concentração elevada de elétrons e a camada do tipo P tem uma concentração elevada de buracos.

Quando os elétrons e os buracos se movem para lados opostos na junção PN deixam para trás cargas fixas dos átomos dopantes. Essas cargas, iões positivos na camada tipo N e iões negativos na camada tipo P, criam um campo elétrico entre si com sentido contrário ao do movimento dos portadores de carga, produzindo uma diferença de potencial. Obtém-se assim energia elétrica em corrente contínua (DC), gerada pela difusão dos portadores de carga.

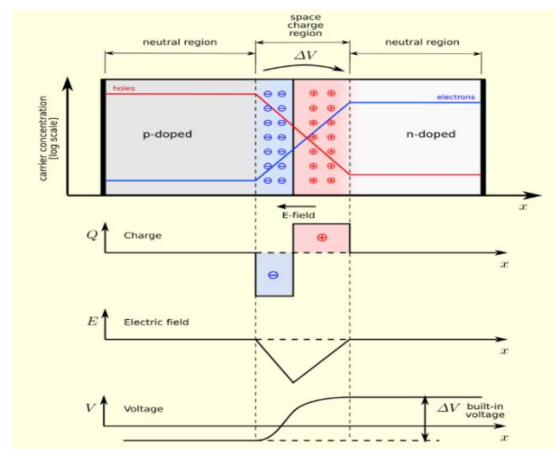


Figura 4.1: Junção PN [15]

A célula fotovoltaica é ligada à carga externa através de contactos elétricos. Se não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar. Se o circuito elétrico estiver fechado, a corrente elétrica pode fluir.

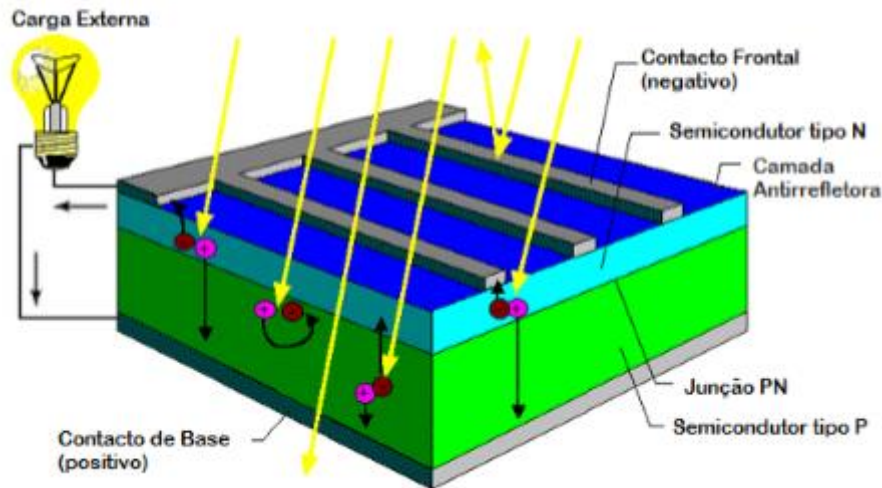


Figura 4.2: Estrutura de uma célula fotovoltaica [14]

As perdas associadas às células solares na produção de energia elétrica são ocasionadas por perdas de carga relativas ao processo de recombinação, por perdas de transmissão, por perdas óticas, como a reflexão e o sombreamento entre os contactos elétricos, e por perdas térmicas da condução elétrica. A recombinação consiste num processo de perda de energia de um elétron livre, que regressa para a banda de valência e remove um buraco, originando a destruição de um par buraco-elétron e a libertação de um fóton.[14]

As maiores perdas devem-se ao efeito fotovoltaico, onde grande parte da radiação incidente não consegue ser aproveitada pelas células solares, originando um limite de eficiência na ordem dos 40%. Grande parte da radiação não tem energia suficiente para conseguir excitar o elétron para a banda de condução, sendo desperdiçada. Por sua vez, cada fóton de radiação de onda curta apenas consegue excitar um elétron para a banda de condução, sendo o respetivo excesso energético também desperdiçado[16]. No entanto, a eficiência das células solares difere ainda com os tipos de tecnologias associadas.

4.2. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A tecnologia fotovoltaica tem sido alvo de investigação e desenvolvimento ao longo dos anos. Está dividida em 3 subcategorias: 1^a, 2^a e 3^a geração. As células de primeira geração, feitas a partir de silício cristalino, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfa. As células de segunda geração apareceram há cerca de 30 anos e correspondem às soluções de película fina, na qual a solução amorfa pode ser igualmente incluída segundo alguns manuais. Por fim, a categoria das células de terceira geração, que engloba vários novos conceitos de células solares, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento, embora algumas sejam utilizadas em utilizações aeroespaciais e em células multi-junção como será apresentado mais à frente no capítulo.

As células de primeira geração são produzidas à base de silício cristalino. O silício pode ser monocristalino (c-Si) e multicristalino (mc-Si). O monocristalino apesar de mais antigo mantém o domínio do mercado, a sua eficiência comercial ronda os 18-21%, contrariamente ao multicristalino, dado a sua maior imperfeição cristalina, resulta uma alternativa mais barata, mas por outro lado menos eficiente (13-14%). O custo de produção das células de primeira geração está associado à espessura do silício (200-250 µm). A diferença da relação €/Wp é pouco significativa [17].

Atualmente as células de primeira geração constituem 90% do mercado fotovoltaico, em que cerca de 60% dessa fração corresponde as células monocristalinas.

Existe ainda as células de silício amorfo (a-Si) que não têm estrutura cristalina e, sendo assim, apresentam defeitos estruturais, que na maioria dos casos inviabiliza a sua utilização em células fotovoltaicas. A esta foram adicionadas pequenas quantidades de hidrogénio, que permite minimizar os efeitos negativos da recombinação de pares eletrões-buracos e os seus defeitos estruturais.

O silício amorfo absorve a radiação solar de maneira mais eficiente, mas o seu rendimento elétrico é mais reduzido que o silício cristalino, sendo que estes tipos de células não eram viáveis em películas finas e, sendo assim, ideal para aplicações em relógios e calculadoras, onde os consumos elétricos à partida, assumem valores baixos. Esta tecnologia constitui a transição entre as células de primeira e segunda geração.

Com a necessidade de reduzir o consumo de silício surgem as células de segunda geração, utilizando os filmes finos, que são partículas semicondutoras com uma espessura muito fina e sendo estas muito menos pesadas que as de primeira geração podem ser aplicadas em fachadas de edifícios.[18]

A primeira tecnologia utilizava silício amorfo, mas, no entanto, apareceram células que ao serem mais eficientes e igualmente baratas constituíram um verdadeiro avanço:

- As células de CdTe têm por base o telúrio de cádmio, material interessante por apresentar uma elevada absorção. No entanto, o seu desenvolvimento fica comprometido atendendo à toxicidade do cádmio.
- As células de CIS (CuInSe_2) têm por base o cobre, o índio e o selênio. Este material apresenta a particularidade de ser estável quando sujeito a incidência luminosa. Apresentam excelentes propriedades de absorção.
- As células de CIGS são constituídas pelos mesmos elementos das CIS, mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio, o que permite obter melhores desempenhos.

Como se trata de uma tecnologia em filmes finos, tem forte expansão em aplicações arquitetónicas, visto apresentar uma estética mais atraente e poder substituir materiais utilizados na construção civil (telhados, fachadas, etc), uma vez que a sua produção possibilita que os filmes sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como por exemplo o vidro, aço inox e alguns plásticos, possibilitando assim obter no mercado módulos solares de uma maior versatilidade (ou seja, módulos flexíveis, inquebráveis, mais leves, semitransparentes, com superfícies curvas).[11] Ao ser uma tecnologia mais barata que o c-Si, em casos em que a área de terreno disponível não é um problema, a sua utilização proporciona um menor custo por unidade de energia produzida.

Desta forma as células de segunda geração apresentam um menor custo por unidade de potência, apresentando um retorno de investimento mais atrativo comparativamente às células de primeira geração. A eficiência das células de segunda geração ronda os 10%, sendo que estas representam 5 a 6% do mercado atual.[18]

As células de terceira geração utiliza uma tecnologia emergente, baseada em multijunções em polímeros¹⁰, incluindo células orgânicas e híbridas para atingir níveis de eficiência elevados para o mesmo custo de produção das células de primeira e segunda geração, reduzindo assim o custo por unidade de potência. As películas finas de tripla-junção GaInP/GaAs/Ge (fosfato de gálio-índio fósforo, arseneto de gálio e germânio), embora de custo elevado para aplicações terrestres, demonstram viabilidade na abordagem a células de terceira geração.

Os avanços em nanotecnologia, fotonica, metamateriais óticos e em ciências semicondutoras, baseadas em polímeros, permitem uma perspectiva de tecnologia fotovoltaica a custo competitivo no mercado. Prevê-se uma mudança predominante das células de primeira geração para as de segunda geração, bem como o aumento da utilização das novas tecnologias de terceira geração.

As figuras seguintes clarificam o custo por unidade de potência dependendo das gerações das células e também a evolução das eficiências das células fotovoltaicas testadas no laboratório *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, nos Estados Unidos da América.

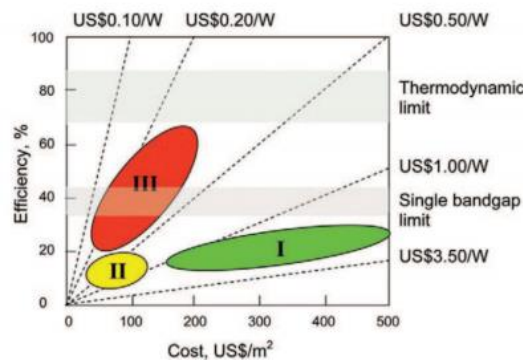


Figura 4.3: Relação eficiência e custo (Nota.: 1US\$ - 0,9201€)[17]

¹⁰ Polímeros - macromoléculas formadas a partir de unidades estruturais menores (os monómeros). Os monómeros são moléculas de baixa massa molecular os quais, a partir das reações de polimerização, vêm a gerar a macromolécula polimérica

Tendo em conta a figura 4.4, é possível verificar que as eficiências à potência máxima dependem não só da temperatura, mas também da qualidade, tipo de material e do grau de concentração. A eficiência diminui com o aumento da temperatura.

Best Research-Cell Efficiencies

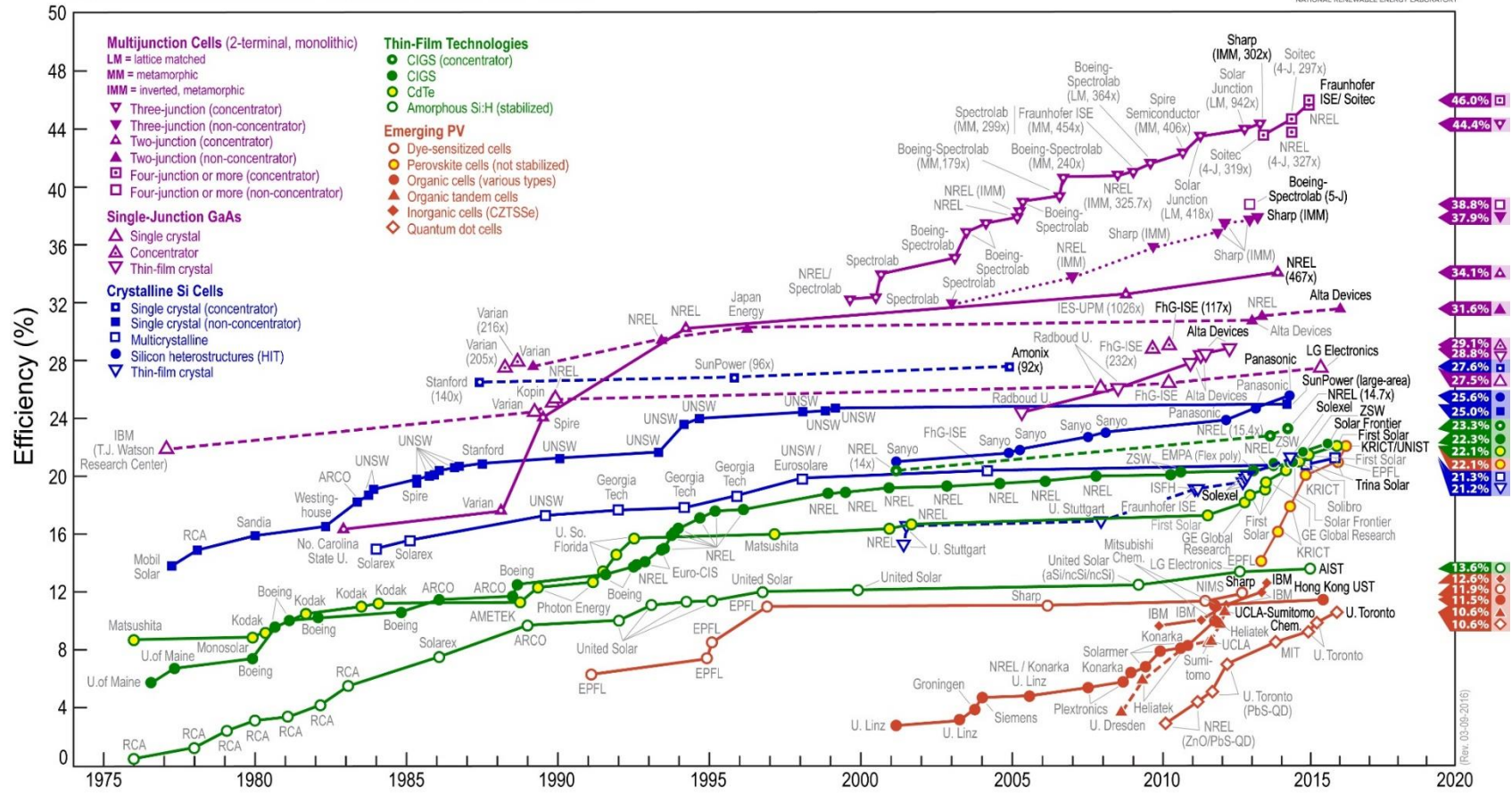


Figura 4.4: Best Research-Cell Efficiencies [19]

A variação da eficiência em relação aos níveis de concentração explica-se pelo fato da corrente de uma célula solar aumentar linearmente com o aumento da intensidade de radiação.

Assim sendo, a eficiência normalmente aumenta com a intensidade de radiação que, por sua vez, aumenta com o aumento do fator de concentração, até que a corrente aumente até um determinado ponto onde as perdas resistivas começam a dominar.

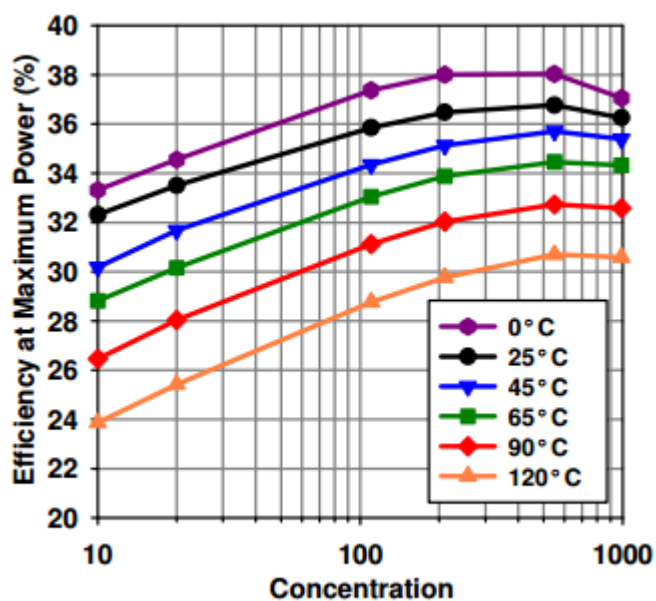


Figura 4.5: Influência da temperatura e do fator de concentração na eficiência nominal das células CPV [20]

4.3. MODELO SIMPLIFICADO.

A célula solar apresenta um circuito elétrico não ideal, onde a junção PN tem o mesmo princípio de funcionamento que um diodo, existindo perdas de eficiência provocadas pelo efeito resistivo das resistências parasitas, R_s e R_{sh} , como se verifica no circuito equivalente representado na figura 4.6.

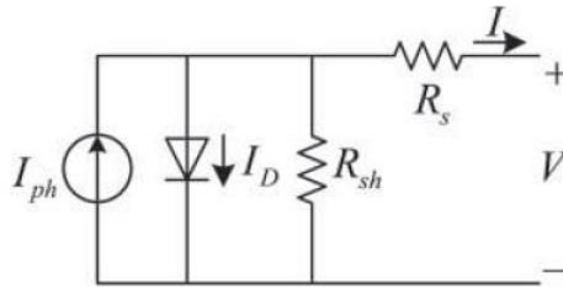


Figura 4.6: Representação do modelo simplificado

A fonte de corrente I_{ph} representa a corrente elétrica produzida pelo feixe de radiação luminosa ao atingir a superfície ativa da célula (efeito fotovoltaico). A junção p-n funciona como um diodo que é atravessado por uma corrente unidirecional I_d , que depende do valor da tensão V aos terminais da célula.

As resistências parasitas provocam perdas dissipativas de energia, através de perdas de tensão na resistência em série, R_s [Ω], e perdas de corrente na resistência de shunt (em paralelo), R_{sh} [Ω]. Para uma célula ideal, sem perdas dissipativas: $R_s = 0$ e $R_{sh} = \infty$.

A corrente I_d é dada por[21]:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (4.1)$$

Em que:

I_0 corresponde ao valor da corrente inversa máxima de saturação do diodo

V corresponde ao valor de tensão aos terminais da célula

m o fator de idealidade do díodo¹¹

V_T corresponde ao potencial térmico obtido por[21]:

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (4.2)$$

Em que:

- k corresponde ao valor da constante de Boltzman ($K = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$)
- T a temperatura absoluta da célula em Kelvin ($0^\circ\text{C} = 273,16 \text{ }^\circ\text{K}$)
- q a carga elétrica de um eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$)

A corrente I, que se fecha pela carga pode ser obtida com[21], [22]:

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (4.3)$$

No caso de curto circuito o valor de tensão aos terminais é nulo, bem como I_d , pelo que a corrente I_s corresponde à corrente de curto-circuito.

A corrente de curto-circuito I_{sc} é o valor máximo da corrente da carga quando a tensão aos seus terminais é igual a zero, correspondendo assim ao valor de I_{ph} . Esta corrente depende da área da célula fotovoltaica, da radiação solar incidente, da distribuição espectral, das propriedades óticas.[9] Dividindo o valor da corrente de curto-circuito pela área da célula fotovoltaica podemos obter o valor da densidade da corrente de curto-circuito que varia de acordo com a tecnologia utilizada[9]:

- c-Si – 38 mA/cm^2
- CdTe – $26,95 \text{ mA/cm}^2$
- a-Si – $16,75 \text{ mA/cm}^2$
- InGaP/GaAs/InGaAs – $14,75 \text{ mA/cm}^2$

¹¹ Para um díodo ideal o fator de idealidade é igual a 1 e para um díodo real o fator de idealidade é maior que 1

No caso de circuito aberto ($I = 0$), o valor de V_{oc} corresponde ao valor máximo da tensão aos terminais da célula, que depende da corrente de saturação I_0 , da corrente I_s e da temperatura. O valor de V_{oc} consegue-se partindo de [9], [21], [22]:

$$\begin{aligned}
 V &= V_{oc} \\
 I &= 0 \\
 0 &= I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \\
 \frac{I_{ph}}{I_0} &= \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \\
 \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) &= \frac{V_{oc}}{mV_T} \\
 \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) &= \frac{V_{oc}}{mV_T} \\
 V_{oc} &= m \cdot V_T \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0}\right)
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Por depender da corrente I_0 , o valor da tensão de circuito aberto esta relacionada com a recombinação dos portadores minoritários. O valor V_{oc} varia de acordo com a tecnologia utilizada.[9]

- c-Si – 0,5-0,7 V
- CdTe – 0,857 V
- a-Si – 0,886 V
- InGaP/GaAs/InGaAs – 3,014 V

Os valores de corrente de curto-circuito e de tensão em circuito aberto são características fornecidas pelos fabricantes em determinadas condições de temperatura e de radiação incidente.[9]

A potência elétrica é dada por[21], [22]:

$$\begin{aligned}
 P &= V \cdot I \\
 P &= V \cdot \left(I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right)
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

A potência máxima obtém-se através de $dp/dv = 0$, que, derivando e igualando a zero tem-se [9], [21], [22]:

$$\frac{dP}{dV} [V(I_{sc} - I_0 (e^{\frac{V}{mV_T}} - 1))] = 0 \quad (4.6)$$

$$I_{sc} + I_0 \left(1 - e^{\frac{V}{mV_T}} + \frac{V}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}} \right) = 0$$

Só é possível obter um resultado para a equação (4.6)(4.7) através de métodos iterativos.

O valor máximo de potência obtém-se partindo dos valores máximos de tensão V_{max} e corrente (I_{max})

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} \quad (4.7)$$

Tendo em consideração a equação iterativa e considerando $V=V_{max}$ e a correspondente I_{max} obtêm-se:

$$V = V_{max.r}$$

$$I = I_{max.r}$$

$$P_{max} = P_{max.r}$$

Os valores de $V_{oc.r}$, $I_{sc.r}$ e P_{max} são os valores que são fornecidos pelos fabricantes. Estes podem indicar também os valores de $V_{max.r}$ e $I_{max.r}$

A potência máxima é obtida em *Standart Test Conditions* (STC)¹², a qual é designada por potência de pico (*Peak Power ou Maximum Power Point* (MPP)).

O rendimento, em condições de referencia é obtido através da relação entre a potência de pico e a potência de radiação incidente [9], [21]:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \cdot G_r} \quad (4.8)$$

¹² Standart Test Conditions, considerada 1000 W/m² para os níveis de radiância e 25°C para os níveis de temperatura.

Onde:

A- área da célula (m²)

G – Radiância incidente W/m²

O rendimento para outro ponto de funcionamento segue a mesma relação, embora o valor de radiância seja o valor de radiância incidente e não a radiância em valores de referência.

Existe ainda outro parâmetro denominado por fator de forma (*Fill factor*), que resulta do quociente entre a potência de pico e o produto dos valores de tensão e corrente em curto circuito .[9], [21], [23]

$$FF = \frac{P_{max,r}}{V_{is,r} \cdot I_{is,r}} \quad (4.9)$$

Os valores de $V_{oc,r}$ e $I_{oc,r}$ de células do mesmo tipo são aproximadamente constantes, apesar da curva I-V poderá sofrer variações. O painel será tanto melhor quanto mais o fator de forma se aproxime da unidade.

4.4. EFEITO DE VARIAÇÃO DE PARÂMETROS E CONDIÇÕES STC

O funcionamento de um painel fotovoltaico pode ser estudado analisando a curva I-V, que relaciona a tensão com a corrente à saída do mesmo.

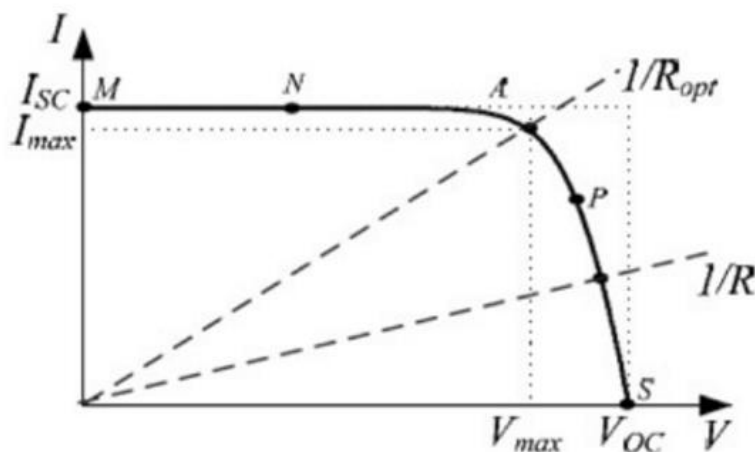


Figura 4.7: – Curva Característica I-V [11]

Analisando a figura anterior é possível verificar que a curva de funcionamento de um painel fotovoltaico não é linear. A característica da carga, com declive $1/R$, mostra que a potência fornecida depende apenas do seu valor não sendo influenciada pela carga a alimentar. É possível ver ainda para um valor reduzido de R , o painel pode ser considerado com uma fonte de corrente contínua, cujo valor é igual à corrente de curto circuito I_{cc} . Aumentado o valor da carga o painel terá um comportamento semelhante a uma fonte de tensão contínua com valor igual a tensão de circuito aberto V_{oc} . O ponto de potência máxima ($V_{max} \times I_{max}$) encontra-se entre as duas zonas onde o painel se comporta como fonte de corrente e fonte de tensão contínua. [24]

O desempenho dos painéis fotovoltaicos é influenciado quase na totalidade pela radiação solar incidente e pela temperatura da própria célula, sendo que esta depende da temperatura ambiente envolvente. Assim sendo, as características ideais, através de valores padrão em condições STC, diferem das características das células em utilização real, como é possível verificar na Figura 4.8

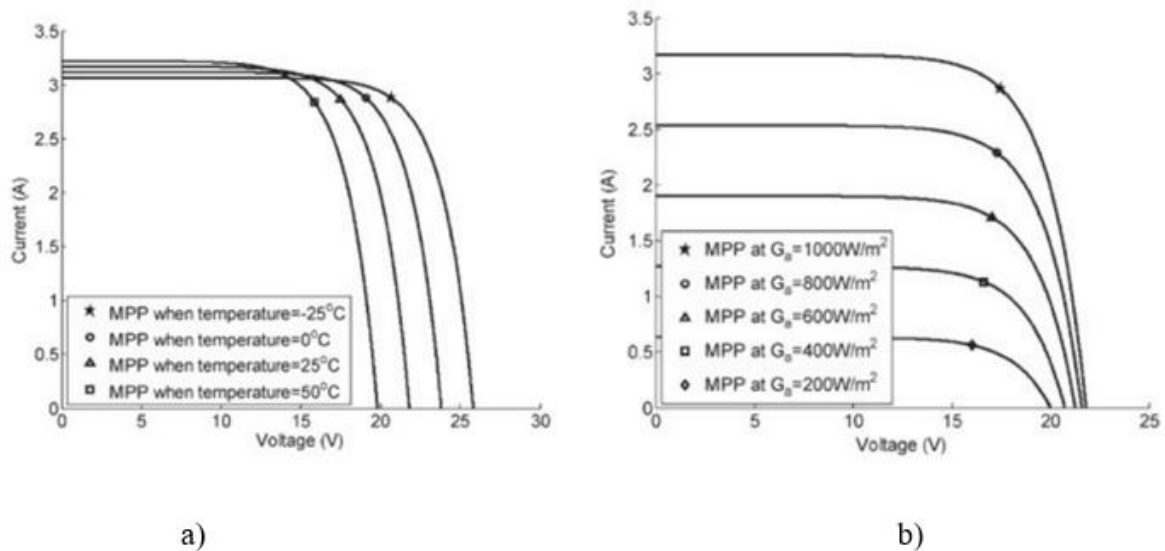


Figura 4.8: Variação do funcionamento do painel fotovoltaico. a: influência da temperatura de funcionamento; b: Influência da radiação incidente[9]

É possível verificar observando a figura 4.8 a) que a temperatura afeta principalmente a tensão de saída, diminuindo esta à medida que a temperatura aumenta. Tal é explicado pela influência da temperatura na mobilidade dos portadores de carga, sendo que esta diminui com o aumento da temperatura.

Uma vez que em condições de operação reais, os valores diferem das condições STC, é definido uma temperatura nominal de funcionamento *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), para que as suas características elétricas se aproximam mais da realidade. Em condições normalizadas de funcionamento:

- Radiância Incidente – 800 W/m²
- Temperatura ambiente 20°C
- Velocidade do vento 1m/s

Através das características elétricas normalizadas de funcionamento, é possível obter a temperatura das células que integram um módulo [9], [24]

$$T = T_{ambiente} + \frac{(NOCT - 20)}{800} \times G_i \quad (4.10)$$

onde:

$T_{ambiente}$ e G_i representam valores reais de funcionamento de temperatura e radiância incidente e os 20 e 800 os valores NOTC de temperatura e radiância, respetivamente.

O potencial térmico V_T relaciona-se com a temperatura do módulo pela seguinte expressão[9], [24]:

$$V_T = \frac{V_{T.ref} \times T}{T_{ref}} \quad (4.11)$$

Sendo a mobilidade dos portadores de carga influenciada pela temperatura a energia necessária para os eletrões se deslocarem da banda de valência para a banda de condução vai ser diferente, sendo esta energia designada por energia do hiato é traduzida pela seguinte expressão[9], [24]:

$$E_g = (1 - C(T - T_{ref})) \cdot E_{gref} \quad (4.12)$$

Onde os valores de E_{gref} e C dependem do material das células¹³

¹³ Para células fotovoltaicas de silício o valor de E_{gref} é de 1,12 eV e o valor C corresponde 0,0002677

A corrente inversa de saturação do díodo depende também da temperatura do módulo, da energia do hiato e do potencial térmico[9], [24]

$$I_0 = I_{0ref} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^2 \cdot e^{\frac{1}{n} \frac{E_{gref}}{V_{tref}} - \frac{E_g}{V_t}} \quad (4.13)$$

A tensão de circuito aberto e a corrente foto gerada, embora sejam influenciadas pela temperatura e radiância, considera-se primeiramente a sua dependência à temperatura através das seguintes expressões[9], [24].:

$$V_{OC,t} = V_{OC,ref} + \mu_{VOC} \cdot (T - T_{ref}) \quad (4.14)$$

$$I_{ph,t} = I_{ph,ref} + \mu_{ISC} \cdot (T - T_{ref}) \quad (4.15)$$

Onde μ_{VOC} [%/K] e μ_{ISC} [%/K] correspondem aos coeficientes térmicos da tensão em circuito aberto e da corrente de curto-circuito, respetivamente, ambos disponibilizados pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

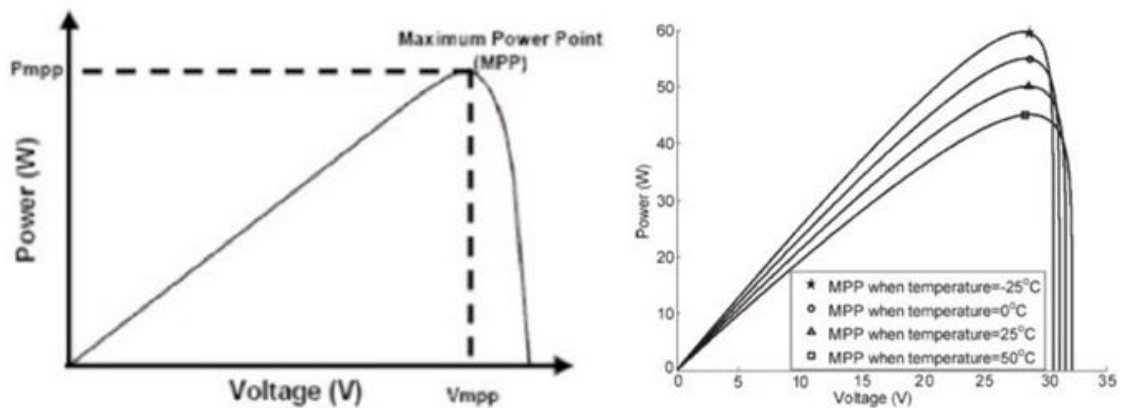


Figura 4.9: Variação da temperatura e a sua influência no valor de potência máxima[9]

A temperatura de funcionamento influencia o ponto de funcionamento ideal do painel fotovoltaico, como se pode verificar analisando a curva P-V ilustrada na figura 4.9.

É então fundamental manter um ponto de funcionamento próximo do ponto de potência máxima, garantindo assim uma maior eficiência do painel.

Por outro lado, analisando a figura 4.8 b) é possível verificar que a alteração da radiação incidente afeta consideravelmente a corrente produzida, pois esta é proporcional ao fluxo de

fotões incidentes. A alteração na tensão é na maioria das aplicações desprezável devido a sua pouca dependência da radiação incidente. A corrente de curto-circuito depende diretamente dos valores de radiação incidente de acordo com a seguinte expressão[9], [24]:

$$I_{sc} = I_{sc.ref} \times \frac{G_i}{G_{ref}} \quad (4.16)$$

A influência dos valores de radiância incidente, bem como os valores de temperatura das células, afetam o calculo final da tensão de circuito aberto e da corrente gerada[9], [24].

$$V_{OC} = \gamma \cdot V_T \ln \frac{I_{ph} R_{sh} - V_{OC.T}}{I_0 R_{sh}} \quad (4.17)$$

$$I_{ph} = I_{ph.ref} \times \frac{G_i}{G_{ref}} \quad (4.18)$$

4.5. CÉLULAS, MÓDULOS E PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Um painel fotovoltaico é constituído por vários módulos interligados entre si dispostos em série e/ou em paralelo e estrutura de suporte. Cada módulo corresponde a um agrupamento de células fotovoltaicas.

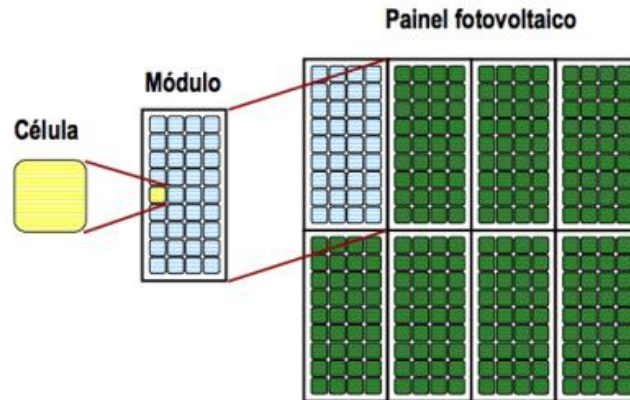


Figura 4.10: Célula, módulo e painel [9]

A potência reduzida das células leva a necessidade da interligação de varias células em serie no fabrico dos módulos fotovoltaicos, onde é estabelecida uma ligação elétrica de modo a interligar a zona frontal das células com a zona frontal da célula seguintes garantindo assim a associação em série.[12]

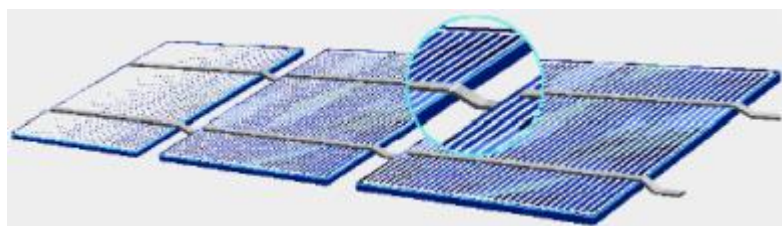


Figura 4.11: Ligação células [9]

O agrupamento de módulos fotovoltaicos do mesmo tipo pode ser efetuado através do estabelecimento de ligações em série, paralelo ou mista, obtendo-se assim diferentes valores de tensão ou corrente. Este procedimento permite efetuar o controlo da energia produzida pelo painel.[12]

4.5.1. ASSOCIAÇÃO SÉRIE

A ligação de dois ou mais módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente igual, como se fosse um único módulo. Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor[25].

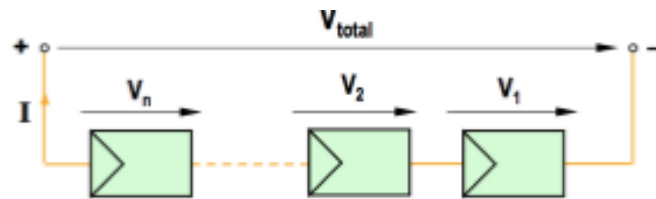


Figura 4.12: Associação serie [9]

$$V_t = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4.19)$$

$$I_t = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (4.20)$$

Este resultado pode ser verificado na figura 4.13 através da curva característica I-V. Se as células forem idênticas e se encontrarem às mesmas condições de temperatura e irradiância, então as suas correntes elétricas individuais serão iguais. No caso de uma associação de células com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Esta ultima associação não é de todo recomendável pela possibilidade de sobreaquecimento das células associadas[25].

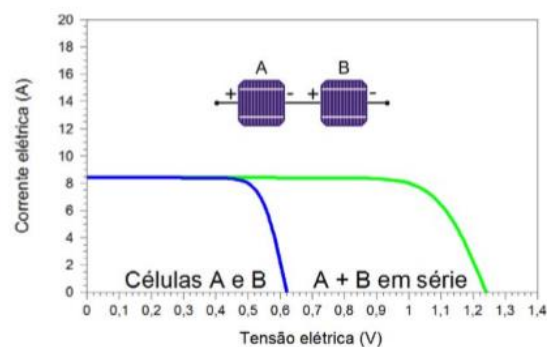


Figura 4.13: Associação serie [9]

4.5.2. ASSOCIAÇÃO PARALELO

A ligação de dois ou mais módulos em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um. A tensão permanece igual como se fosse um único módulo. O número de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor.[25]

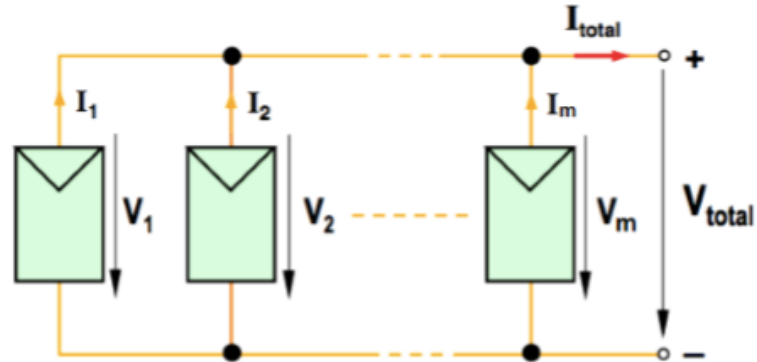


Figura 4.14: Associação paralelo [9]

$$V_t = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (4.21)$$

$$I_t = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4.22)$$

A figura 4.15 permite observar o aumento da corrente com a associação de células em paralelo mantendo inalterado o valor da tensão.

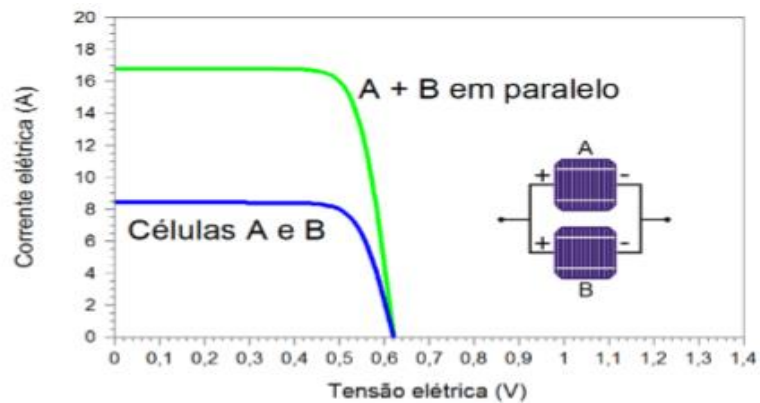


Figura 4.15: Associação paralelo [9]

4.5.3. ASSOCIAÇÃO MISTA

Neste tipo de associação os módulos são ligados em série, formando fileiras, por forma a aumentar a tensão, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente [25]. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência).

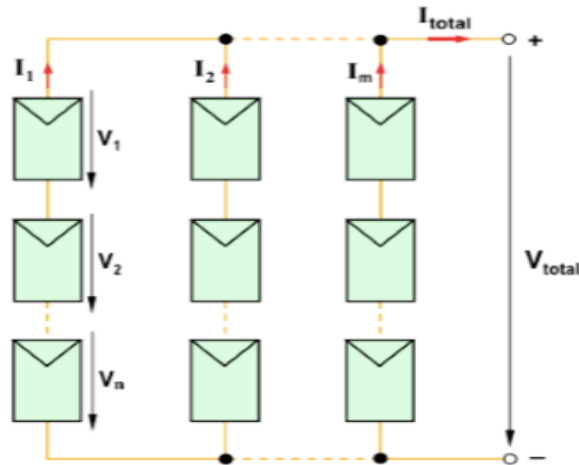


Figura 4.16: Associação mista [9]

Considerando que n representa o número de módulo associados em serie e m o número de fileiras associadas em paralelo [25]:

$$V_t = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (4.23)$$

$$I_t = I_1 + I_2 + \dots + I_m = m \times I \quad (4.24)$$

4.5.4. CARACTERÍSTICAS

A determinação e dimensionamento de um painel solar, influenciando o número de módulos necessários e as respetivas ligações, depende do tipo de utilização do sistema fotovoltaico, bem como das características associadas à carga e da radiação solar incidente no local.

Na sua construção devem ser dotados de meios que os permita resistir às condições que serão sujeitos. Para garantir a proteção contra esforços mecânicos e condições ambientais, as células são normalmente embebidas em películas de etileno acetato de vinilo (EVA),

caracterizada pela sua constituição flexível, translúcida e não refletora e pela capacidade de isolamento elétrico[9].

Para a proteção mecânica da estrutura, o acabamento é executado com aros de alumínio e uma placa de vidro.

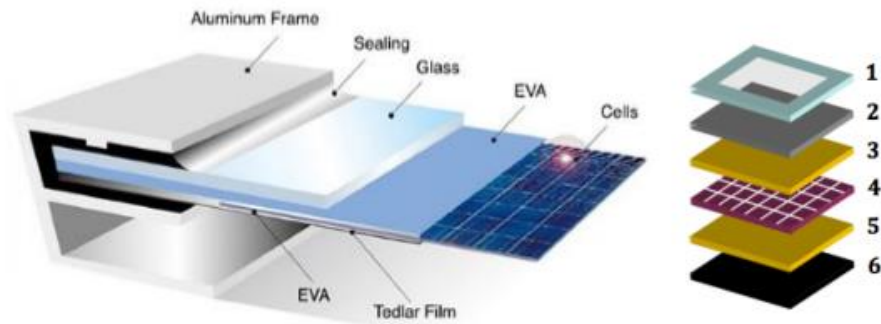


Figura 4.17: Componentes constituinte de um módulo [25]

Tabela 4.2: Descrição dos componentes dos módulos

Componentes		Descrição
1	Caixilho	Alumino anodizado. Garante rigidez mecânica
2	Vidro	Vidro Temperado – Permite entrada de radiação solar garantindo proteção às células. (p.ex: granizo)
3-5	Material de encapsulamento	Película translúcida e não refletora da radiação solar.
4	Célula fotovoltaica	Representam o elemento que converte a luz solar em corrente elétrica
6	Isolante elétrico	Protege a parte posterior do módulo e evita também a entrada de água e gases

Sendo assim estes podem ser classificando em função[9]:

- Material da célula fotovoltaica :
 - Módulos monocristalinos;
 - Módulos policristalinos;
 - Módulos de película fina;
- Material de encapsulamento:
 - *Teflon* (Politetrafluoretileno);
 - Resina fundida;
 - Etileno Vinil Acetato;
- Tecnologia de encapsulamento:
 - Laminagem (com EVA ou com *Teflon*);
- Tecnologia do substrato:
 - Módulos película-película (flexíveis);
 - Módulos vidro-película;
 - Módulos metal-película;
 - Módulos de plástico acrílico;
 - Módulos vidro-vidro;
- Funções específicas de construção:
 - Módulos com armação;
 - Módulos sem armação (módulos laminados);
 - Módulos de vidro de segurança endurecido;
 - Módulos de vidro de segurança laminado;
 - Módulos de vidro isolante;
 - Módulo de vidro isolante para coberturas de vidro;
 - Módulos de vidro laminado.

4.5.5. PROTEÇÃO DE FILEIRAS E CAIXA DE JUNÇÃO

Em todos os sistemas elétricos ocorrem avarias e, por vezes, estas avarias podem resultar de alterações no ambiente onde se encontram os equipamentos. No caso dos módulos fotovoltaicos é muito frequente que ocorra o sombreamento de algumas das suas células e, em consequência disso, a potência de saída do módulo irá diminuir drasticamente, o que comprometerá todo o funcionamento das demais células no módulo.

De modo a evitar este tipo de inconvenientes são ligados aos módulos fotovoltaicos díodos de desvio, também denominados por díodos de *by-pass* inseridos nas caixas de junção que se encontram geralmente na parte posterior dos módulos. Estes díodos são ligados em paralelo com as células fotovoltaicas e servem para desviar a corrente produzida pelas outras células do módulo e limita a dissipação de calor na célula defeituosa, evitando deste modo que toda a corrente do módulo não seja limitada e prejudicada por uma célula com pior desempenho.

Um outro tipo de díodo também utilizado em módulos fotovoltaicos são os díodos de fileira. Estes tipos de díodos são instalados de modo a evitarem curto-circuitos e correntes inversas entre as fileiras do módulo, que ocorrem frequentemente em caso de avarias. As correntes inversas ao passarem pelas células fazem com que o módulo, ao invés de gerar corrente, passe a receber muita mais corrente do que aquela que é produzida, originando a diminuição da eficiência das células e, em casos mais graves, a célula pode ser desconectada causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo. Por estas razões, os díodos de fileira são componentes essenciais num módulo fotovoltaico e são ligados em série no final de cada uma das fileiras do módulo fotovoltaico

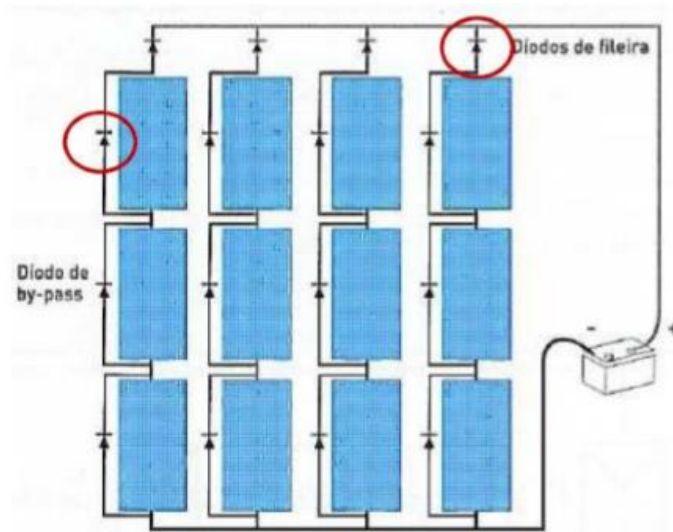


Figura 4.18: Díodos *bypass* e fileira [9]

Cabos terminais

Os cabos terminais dos módulos fotovoltaicos devem ter um isolamento adequado para a tensão máxima do sistema. Existem no mercado módulos desenvolvidos para aplicações conectadas à rede, que fornecem cabos terminais pré-instalados com o comprimento

necessário para a ligação serie com um módulo de iguais características. Estes possuem um mecanismo de engate de modo a facilitar a sua instalação e devem possuir um grau de proteção IP67¹⁴, ou superior, garantindo que não há qualquer entrada de pó na caixa e que, no caso de presença de água, esta não entre na caixa em quantidades que possam ter um efeito nocivo quando submersas.

Os cabos terminais não devem estar sujeitos a ações do vento, mas sim presos à estrutura do painel fotovoltaico por meio de abraçadeiras adequadas.



Figura 4.19: Cabos terminais [9]

4.5.6. EFEITO DE SOMBREAMENTO

Numa célula solar o sombreamento produz um efeito de declínio no seu desempenho, que é proporcional à área sombreada, através da diminuição da corrente.

Num módulo fotovoltaico, onde as células se encontram ligadas em serie, o sombreamento de uma célula afeta a corrente de todo o módulo.

Devido ao sombreamento a célula passa a estar inversamente polarizada, atuando assim como carga no circuito onde se insere, convertendo assim energia elétrica em calor o que, em casos extremos, pode originar o sobreaquecimento dos módulos criando o *hot-spot*. A

¹⁴ Graus de proteção de acordo com IEC 60 529 (EN 60 529)

solução passa pela utilização de díodos *by-pass* que desviam a corrente elétrica derivada de um defeito de maneira a impedir o aparecimento de tensão inversão elevadas.

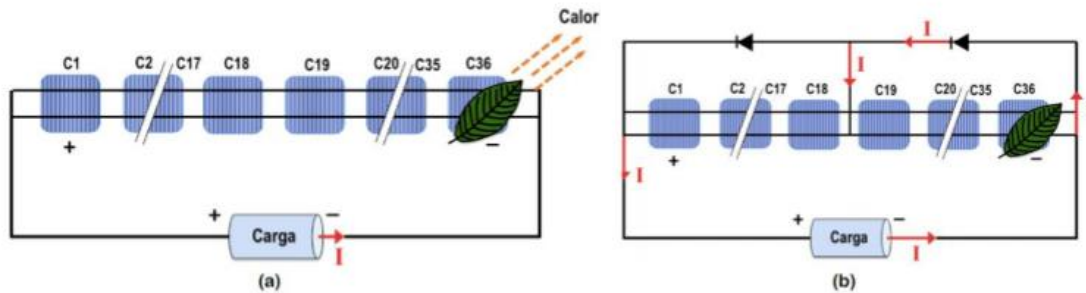


Figura 4.20: Efeito de sombreamento [9]

4.6. COMPONENTES E EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.6.1. INVERSORES

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua. Esta deve ter uma amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequadas às cargas que irá alimentar e, no caso de um sistema ligado à rede, a tensão de saída do inversor deverá estar sincronizada com a tensão da rede.

Apesar de estes serem muito utilizados em diversas funções, como, por exemplo, em unidades de alimentação ininterrupta (UPS), em sistemas fotovoltaicos as aplicações são divididas em duas categorias: sistemas isolados e em aplicações ligadas à rede. Apesar de o princípio de funcionamento ser o mesmo, estes possuem características específicas para garantir a qualidade da energia injetada.

Dependendo do princípio de operação os inversores podem ser comutados pela rede ou autocomutados.

Os inversores comutados pela rede usam tirístores como elemento de comutação e são dispositivos semicomandados uma vez que só permite o controlo do instante de passagem a condução e não a passagem do corte. Assim sendo é necessária a intervenção na rede para forçar os tirístores a passar ao estado de bloqueio. Este tipo de inversores são robustos e simples que, devido ao elevado conteúdo harmónico, apresentam uma baixa qualidade de tensão e corrente de saída, requerendo o uso de redes de filtragem complexas, dispendiosas

e com mais perdas tornando inviável o seu uso em sistemas isolados da rede uma vez que as cargas são puramente resistivas.

Os inversores autocomutados utilizam MOSFET, GTO e IGBT que, operando em frequências de comutação elevadas e sendo totalmente controlados, permitem o controle tanto no instante de condução ou passagem ao corte.

Nos sistemas fotovoltaicos a configuração mais comum consiste na utilização de um inversor de fonte de tensão, cujo controle pode ser feito quer por tensão, quer por corrente. Devido à estabilidade perante perturbações na rede, o controle de corrente é aplicado na maioria dos sistemas de ligação à rede, enquanto que o controle de tensão é mais utilizado em sistemas isolados.

Alguns inversores incorporam um transformador de acoplamento, podendo ser de baixa frequência (60 Hz) para acoplar a tensão de saída na rede, ou de alta frequência (kHz), representando menores perdas e dimensões, porém com um custo mais elevado. O transformador permite o isolamento galvânico entre os circuitos DC e AC, possibilitando que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa e com menos interferências eletromagnéticas. Os inversores com ausência de transformador atingem eficiências mais elevadas, no entanto podem necessitar da instalação de dispositivos de proteção adicionais.

A conversão para um sinal de corrente alternada envolve perdas relativamente pequenas, uma vez que um inversor apresenta uma eficiência típica entre 90-95%, obtida através da seguinte equação:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{AC} \cdot I_{AC} \cdot \cos \varphi}{V_{DC} \cdot I_{DC}} \quad (4.25)$$

Onde o parâmetro $\cos \varphi$ é o fator de potência, sendo que este deve ser superior a 0,9.

Geralmente, sempre foi comum a instalação de um inversor DC/AC central, para todo o sistema fotovoltaico. Atualmente, nem sempre os sistemas fotovoltaicos com alguma dimensão têm um único e poderoso inversor. Em caso de sistemas de dimensão média, o mais comum é a instalação de vários inversores de pequena dimensão. Consoante as tipologias do sistema fotovoltaico em causa, podem existir três soluções distintas para ligação do equipamento de conversão: inversores centrais, de fileira e por módulo[9].

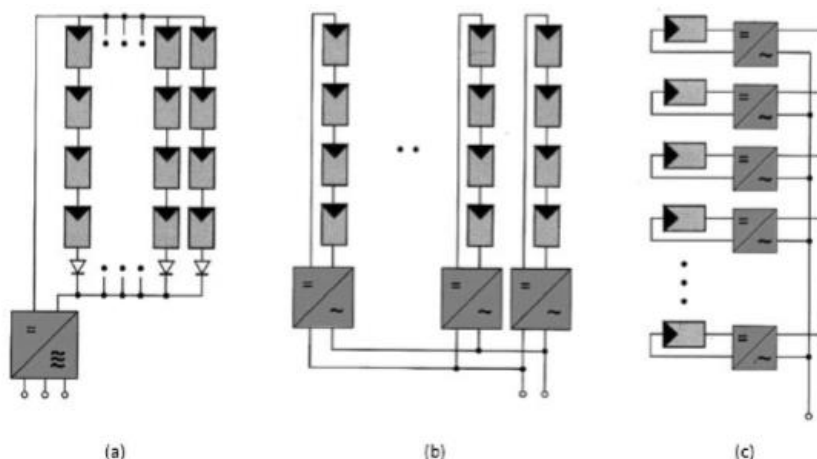


Figura 4.21: Esquema de ligação dos inversores num sistema FV. (a) Inversor central. (b) Inversor de fileira. (c) Inversor por módulo

4.6.2. BATERIAS

O armazenamento de energia elétrica através de supercapacitores, através de indutores com supercondutores, através de volantes de energia e através de vetores energéticos são algumas das formas de armazenamento de energia, sendo que em sistemas fotovoltaicos os mais utilizados são as baterias eletroquímicas.[26]

Uma bateria é um conjunto de células eletroquímicas, que conectadas em serie e em paralelo são capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química, através de um processo de oxidação e redução.[24]

Quando carregada é conectada a uma carga e através do processo inverso promove a conversão de energia química em energia elétrica.

Em sistemas isolados da rede elétrica, o uso de dispositivos de armazenamento de energia torna-se necessário para responder às necessidades energéticas em períodos onde a produção seja insuficiente, ou até mesmo nula. Em sistemas ligados à rede as baterias podem também ser utilizadas para suprimir falhas de energia elétrica da rede elétrica.[9]

Dependendo do tipo de células que compõe as baterias estas podem ser classificadas como não recarregáveis e como recarregáveis, se utilizarem células primárias e secundárias, respetivamente.

As células primárias compõem as baterias que apenas podem ser utilizadas uma vez. Quando estas descarregarem completamente a sua vida útil termina e estas devem ser descartadas. Estas são utilizadas em aplicações de baixa potência.[9]

As células secundárias permitem, através de uma fonte de tensão ou corrente, o seu carregamento sendo reutilizável. Estas são conhecidas como acumuladores e baterias de armazenamento e são utilizadas em aplicações de longos períodos de utilização.

Existem várias tecnologias para conversão através de processos eletroquímicos, das quais as mais utilizadas são as baterias de Chumbo-ácido (PbA). No mercado existem tecnologia mais modernas como o Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-Hidreto metálico (NiMH) e íões de Lítio (Li-ion), entre outras, que embora apresentem inúmeras vantagens (maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga¹⁵) não são ainda economicamente viáveis para aplicação em sistemas fotovoltaicos.[9]

4.6.3. REGULADORES DE CARGA

O regulador de carga tem como função controlar a carga das baterias de forma a evitar sobrecargas e descargas completas. Quando o banco de baterias atinge o nível máximo de carga o regulador desliga as baterias do sistema, ou diminui significativamente a corrente de carga e, quando é atingida a profundidade de descarga máxima, o regulador tem a função de interromper o fornecimento de energia proveniente do banco de baterias às cargas externas. O regulador de carga garante, desta forma, mais vida útil às baterias e protege o painel fotovoltaico, evitando o retorno de energia. O rendimento típico deste equipamento é de cerca de 95%. Existem três tipos de reguladores de carga utilizados em sistemas fotovoltaicos: série, shunt e MPP.

¹⁵ Profundidade de descarga - *DOD* [%] (Depth of Discharge) – Quantidade de carga retirada da bateria num ciclo típico de funcionamento. Esta quantidade é indicada considerando descargas até um determinado nível de tensão da bateria. Desta forma, quanto maior a tensão da bateria, maior será a sua profundidade de descarga. No entanto, quanto maior for a profundidade de descarga, menor o número de ciclos de carga/descarga que a bateria conseguirá efetuar.

Nos reguladores em série os interruptores eletrónicos de controlo ficam em série com o painel fotovoltaico. O controlo da carga da bateria é assegurado por um relé, através da análise da tensão nos respetivos terminais. Quando a carga atinge a tensão máxima, o circuito elétrico é interrompido através da abertura do relé, que volta a fechar após uma redução da tensão.

Nos reguladores shunt, um dos interruptores eletrónicos de controlo fica em paralelo com o painel fotovoltaico. O controlo de carga da bateria é assegurado por um relé, através do fluxo de corrente. Quando a carga atinge a tensão máxima, os reguladores reduzem continuamente a potência do painel fotovoltaico.

Nos reguladores MPP há um ajuste do ponto de funcionamento do sistema fotovoltaico de forma a produzir energia à potência máxima, que depende de fatores externos como a temperatura e a radiação solar incidente. O regulador ajusta o MPP através de um conversor DC/DC, mantendo a tensão com valor superior à da bateria para que esta carregue.

4.6.4. CABLAGEM AC E DC

Num sistema fotovoltaico existem dois tipos de cabos que são utilizados, cabos DC e cabos AC.

Os cabos de fileira garantem a ligação elétrica entre os módulos individuais do gerador FV e a caixa de junção do gerador. Estes devem ser dimensionados de forma a transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do módulo.

Os cabos DC estabelecem a ligação entre a caixa de junção do gerador e os inversores. Como maneira de proteção é recomendado que os condutores de polaridade negativa e positiva sejam independentes e que estes não sejam agrupados em um só cabo. O estabelecimento do contacto deve ser feito de acordo com a norma vigente, IEC 60364-7-712.[27]

Os cabos AC estabelecem a ligação do inversor à rede recetora, através do equipamento de proteção.

Uma vez que se tratam de instalações exteriores, os cabos de corrente contínua devem ter isolamento duplo, sendo apropriados para um largo espectro de temperaturas, ser resistentes aos raios ultravioletas e não propagantes do fogo. Como forma de garantia de proteção contra

falhas de terra e curto-circuitos, dá-se preferência à utilização de cabos monocondutores flexíveis isolados para as linhas positiva (cor vermelha) e negativa (cor preta). Para instalações fotovoltaicas expostas ao risco de incidência de relâmpagos, deverão ser usados cabos blindados. Os cabos devem ser encaminhados de modo a que a sua integridade mecânica nunca seja posta em causa, sendo conveniente seguirem em tubagens ou em caminhos de cabos adequados. Todos os cabos deverão ser dimensionados de maneira a obedecer às disposições do RTIEBT¹⁶ e, ainda, às Normas e Especificações Nacionais. Os mesmos deverão ter e conservar de forma durável, características elétricas, mecânicas, físicas e químicas adequadas às condições a que podem estar submetidas em funcionamento normal ou anormal previsível.

4.6.5. APARELHOS DE MEDIDA

O contador é o aparelho que mede a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Num sistema fotovoltaico é instalado um contador de energia de forma a contabilizar a quantidade de energia produzida. No caso de o sistema conter ligação à rede é ainda instalado um segundo contador de energia, de forma a contabilizar a quantidade entregue à rede elétrica. A contagem de energia deve ser feita por um contador bidirecional, que assegure a contagem dos dois sentidos. Quando a corrente toma valores superiores a 65 A, deverão ser instalados transformadores de corrente, tornando assim a contagem indireta.

Os contadores podem ser monofásicos ou trifásicos e, em termos construtivos, poderão ser eletromecânicos, estáticos ou híbridos, em função do tipo de tecnologia e de tarifa (simples, dupla ou da opção tripla). Atualmente, os contadores híbridos encontram-se em desuso, daí serem apenas apresentados aqui os contadores eletromecânicos e os estáticos.

Os contadores eletromecânicos permitem através de um sistema mecânico medir a quantidade de energia elétrica utilizada. Esse sistema é essencialmente constituído por um

¹⁶ canalizações estabelecidas em locais que os sujeite às radiações solares deverão ter características adequadas às influências externas AN3 – Radiações solares fortes (Secção 321.11 das R.T.I.E.B.T.). O estabelecimento das canalizações deverá ser tal que garanta a proteção mecânica das mesmas em todo o seu percurso.

disco que, ao girar, aciona um conjunto de bobines (tensão e corrente) e que através de um integrador faz a contabilização da energia.

Nos contadores estáticos as grandezas analógicas, de corrente e de tensão, são inicialmente transformadas por divisores internos e, posteriormente, convertidas em grandezas digitais, que são filtradas e processadas, sendo convertidas em impulsos proporcionais à energia. Este tipo de contadores proporcionam uma substancial melhoria na medição de energia elétrica, pois permitem uma maior complexidade de tarifários e elimina um conjunto de equipamentos, pois apenas com um equipamento é possível medir a energia ativa e reativa em ambos os sentidos (produção e consumo) e facilitam a integração em sistemas de comunicação (telecontagem).

4.6.6. PROTEÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para que as instalações não sofram danos em consequência de sobreintensidades (sobrecargas ou curto-circuitos), que eventualmente possam ocorrer durante o seu uso e, ainda, para que as pessoas não fiquem sujeitas aos riscos inerentes a esse mesmo uso, devem ser tomadas as medidas de proteção adequadas.

ESQUEMAS DE TERRA

A rede pública em baixa tensão é explorada em esquema de ligação à terra do tipo TN, ou seja, o neutro ligado à terra e as massas ligadas ao neutro. Nas instalações de consumo é utilizado o sistema TT, ou seja, todas as massas são ligadas diretamente à terra, deste modo, também as massas de um sistema fotovoltaico devem ser ligadas diretamente à terra. No caso de ser efetuada um novo ponto de terra este deve ser interligado com o eletrodo de terra da instalação de consumo, se ambas as instalações se encontrarem próximas. Se a instalação fotovoltaica for instalada na cobertura do edifício, as massas devem estar interligadas de forma a não existir diferença de potencial entre massas.

Assim, no lado DC todas as estruturas metálicas de suporte, molduras dos módulos fotovoltaicos e todas as partes metálicas para interligações deverão estar ao mesmo potencial do terminal principal de terra, seguindo um esquema de ligação à terra do tipo TT, onde o neutro é ligado diretamente à terra bem, como as massas, por duas tomadas de terra separadas. A interligação de todos os componentes deve ser assegurada através de condutores equipotenciais com secção superior a 4 mm^2 . O condutor geral de terra de

proteção ou de terra, deve ser encaminhado através da via mais curta para o eletrodo de terra, preferencialmente em linha reta e vertical. Devido aos riscos de descarga laterais e de indução deve ser separado dos restantes cabos elétricos.

A equipotencialização dos módulos fotovoltaicos é obrigatória, devendo ser utilizados os orifícios existentes no módulo para proceder a essa equipotencialização.

PROTEÇÃO CONTRA CONTACTOS DIRETOS

A proteção contra contactos diretos visa proteger pessoas no risco de contacto com partes ativas de matérias e/ou aparelhos elétricos.

Os materiais utilizados na instalação devem garantir características adequadas de isolamento, através tanto por construção como por utilização de invólucros.

As partes ativas devem obrigatoriamente ser isoladas recorrendo a equipamentos que estão em conformidade com os regulamentos em vigor e com a sua correta aplicação na instalação[27].

As extremidades dos condutores deverão ser sempre bem isoladas, de forma a garantir no mínimo a proteção $IP \geq IP2X$ [27].

A proteção contra contactos diretos deve ser assegurada por um ou mais dos seguintes processos:

- Isolamento das partes Ativas;
- Uso de Barreiras, invólucros ou obstáculos;
- Uso de tensão reduzida de segurança – TRS;
- Uso de Tensão reduzida de proteção – TRP.

PROTEÇÃO CONTRA CONTACTOS INDIRETOS

A proteção contra contactos indiretos visa defender pessoas que possam estar em risco no caso de massas ficarem acidentalmente em tensão.

Esta é feita de diferente maneira no lado DC (parte da instalação da unidade de produção situada entre os módulos fotovoltaicos e os conectores DC do inversor) e do lado AC (parte

da instalação da unidade de produção situada entre os conectores AC do inversor e o ponto de ligação à rede elétrica de serviço público).

Do lado DC a proteção contra choques elétricos é garantida pelo emprego de materiais classe II de isolamento¹⁷, ou equivalente, (isolamento reforçado) até aos ligadores do inversor. Tanto os cabos de *string*, como o cabo principal, deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV.

Do lado AC, a proteção é feita recorrendo a aparelho de corte automáticos sensíveis a corrente residual, denominados por dispositivo diferenciais cuja sensibilidade¹⁸ deve ser igual ou inferior a 300mA.

O aparelho de proteção diferencial poderá garantir, simultaneamente, a proteção contra sobreintensidades por meio de disjuntor diferencial, não sendo obrigatória, no entanto, a adoção desta solução. Os disjuntores diferenciais são aparelhos de proteção sensíveis à corrente residual diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito elétrico e, caso a diferença entre ambas as correntes ultrapassem o valor da sensibilidade do mesmo, estes atuam, abrindo o circuito defeituoso.

Utilizando os dois aparelhos distintos, a proteção contra sobreintensidades através de aparelho magnetotérmico (disjuntor) deverá ser estabelecida do lado da rede. Para o caso de a unidade de produção ser dotada de inversor com transformador de isolamento, a proteção diferencial é dispensável.

¹⁷ Secção 413.2 das RTIEBT

¹⁸ Sensibilidade do dispositivo diferencial – corresponde ao valor da corrente proveniente de um defeito que obrigatoriamente provoca a abertura do circuito defeituoso

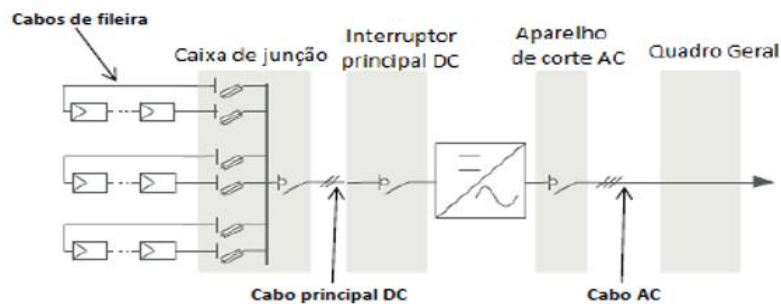


Figura 4.22: Esquema de proteção[28]

PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES

De maneira a proteger a instalação DC, os cabos de *string* são dimensionados para que possam dispensar aparelhos de proteção contra sobreintensidades, pelo que a sua corrente máxima admissível (I_z) deve ser igual ou superior a $1,25 \times I_{CC_{STC}}$ dessa mesma *string*. $I_{CC_{STC}}$ será a corrente de curto-circuito, em condições de ensaio normalizadas de um módulo fotovoltaico, de uma *string* ou de uma unidade de produção. O cabo principal também é dimensionado para que seja dispensada a proteção contra sobreintensidades, devendo garantir-se que a corrente máxima admissível no cabo principal (I_z) seja igual ou superior a $1,25 \times I_{CC_{STC}}$ da unidade de produção.

Por outro lado, na instalação AC de um sistema fotovoltaico, a proteção contra sobreintensidades, nomeadamente contra sobrecargas (seja com fusível, ou com disjuntor magnetotérmico) estará assegurada se se verificarem as seguintes condições:

- A corrente estipulada do dispositivo de proteção (I_n) deve ser maior ou igual à corrente de serviço da canalização respetiva (I_B) e menor ou igual que a corrente máxima admissível na canalização (I_z)[28]:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (4.26)$$

- A corrente convencional de funcionamento do dispositivo de proteção (I_2) deve ser menor ou igual que 1,45 vezes a corrente máxima admissível (I_z)[28]:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \quad (4.27)$$

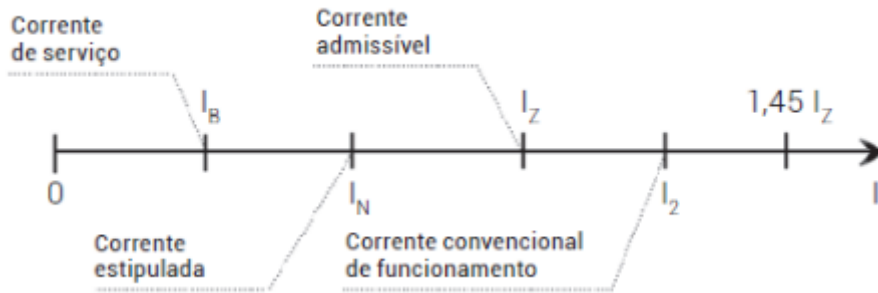


Figura 4.23 – Condições de proteção

Por outro lado, a **proteção contra curtos-circuitos** das instalações elétricas é assegurada desde que as características dos aparelhos de proteção satisfaçam simultaneamente as duas condições seguintes:

- **Regra do poder de corte** – O poder de corte Pd_c do aparelho de proteção não deve ser inferior à corrente de curto-circuito máxima I_{ccmax} presumida no ponto de localização[28]:

$$I_{ccmax} \leq Pd_c \quad (4.28)$$

A corrente de curto-circuito, I_{ccmax} , presumida no local é calculada em função das características da canalização, ou é fornecida pelo distribuidor de energia.

- **Regra do tempo de corte** – O tempo de corte, t , resultante de um curto-circuito em qualquer ponto do circuito não deverá ser superior ao tempo correspondente à elevação da temperatura do condutor ao seu valor máximo admissível. Para curtos-circuitos de duração até 5 segundos e superiores 0,1 segundos, o **tempo de atuação do aparelho** é obtido pela expressão[28]:

$$t \leq \left(\frac{K \cdot S}{I_{ccmin}} \right)^2 \quad (4.29)$$

em que:

- t – Tempo de corte máximo do aparelho de proteção (s);
- S – Secção dos condutores da canalização (mm²);
- I_{ccmin} – Corrente de curto-circuito (mínima) no extremo, mais a jusante, da canalização (A).

- A constante K tem os seguintes valores[28]:
 - 115–Para os condutores de cobre isolados a policloreto de vinilo;
 - 134 – Para os condutores de cobre isolados a borracha para uso geral ou a borracha butílica;
 - 143 – Para os condutores de cobre isolados a polietileno reticulado ou a etileno-propileno;
 - 76–Para os condutores de alumínio isolados a policloreto de vinilo;
 - 89–Para os condutores de alumínio isolados a borracha butílica;
 - 94–Para os condutores de alumínio isolados a polietileno reticulado ou a etilenopropileno.

Em unidades de autoconsumo a utilização de disjuntor é obrigatória, não sendo permitida a proteção através de fusíveis. Em unidades de pequena produção, é obrigatório um aparelho de corte com seccionamento visível.

PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Os sistemas fotovoltaicos não aumentam, normalmente, o risco do edifício de vir a ser atingido por uma descarga atmosférica.

Se já existir um sistema de proteção contra descargas atmosféricas no edifício, o gerador fotovoltaico deverá ser ligado ao mesmo. O circuito de proteção interno do sistema fotovoltaico deverá ser executado de forma cuidadosa. Exceção-se os sistemas fotovoltaicos que estão situados em locais expostos, que deverão possuir um sistema próprio de proteção contra descargas atmosféricas.

Se o prédio não tiver um sistema de proteção contra descargas atmosféricas, a estrutura de suporte do gerador fotovoltaico deverá ser ligada a terra e incorporada na união equipotencial.[27]

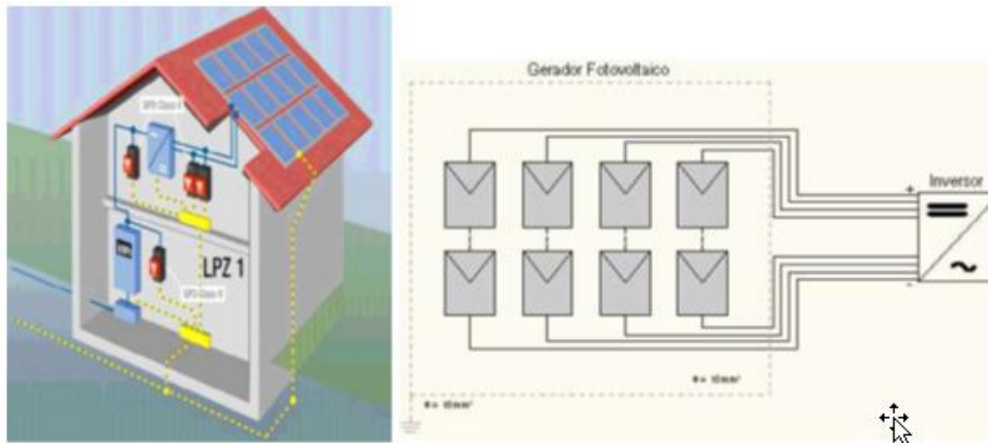


Figura 4.24 – Proteção contra descargas atmosféricas[29]

DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO E CORTE

De forma a permitir a manutenção não só do inversor, mas também de toda a unidade de microprodução, deverão ser previstos meios de seccionamento, tanto do lado DC, como do lado AC. Todos os dispositivos de seccionamento deverão ser onnipolares, sendo que do lado DC o seccionamento poderá não ser simultâneo.

SINALIZAÇÃO

A sinalização dos riscos existentes nas instalações elétricas é uma forma de evitar danos físicos aos seus utilizadores e intervenientes, pelo que essa sinalização deverá ser de fácil interpretação e com garantias de durabilidade.

Ponto de ligação com rede elétrica de serviço público

De forma a garantir toda a segurança na intervenção e manutenção numa unidade de microprodução fotovoltaica interligada com a rede pública, deverá ser garantida a sinalização da existência de duas fontes de energia no local de acesso a essas mesmas fontes (portinhola ou contadores, conforme esquema de ligação adotado). A sinalética de aviso, na interligação com a RESP, avisando da existência de duas fontes de energia é apresentada na figura 4.25



Figura 4.25 – Sinalização no ponto de entrega de energia elétrica [29]

Intervenção no Inversor

Para evitar que haja interrupções voluntárias do lado DC, sem que seja antes efetuado o corte do lado AC, é necessária sinalética junto do seccionamento do lado DC, eliminando assim riscos e avarias desnecessárias. A sinalética de aviso de operação e manobra está representada na figura 4.26.



Figura 4.26- Sinalética lado DC [29]

Caso o sistema fotovoltaico possua mais do que um inversor, estes devem ser também devidamente identificados para, no caso de intervenção distinguir qual o inversor sujeito a intervenção.

4.7. SISTEMA DE FUNCIONAMENTO

O facto de os sistemas fotovoltaicos não produzirem energia à noite por falta de radiação solar e por razões climatéricas, tornam o ciclo de produção de energia um pouco inconsistente. [9], [24]

Para colmatar este fato, e de maneira a garantir o melhor proveito possível dos recursos solar e, conseqüentemente, de energia elétrica proveniente da mesma, existem dois tipos de sistemas de funcionamento para um sistema fotovoltaico: o sistema isolado dotada de baterias, que garantem o armazenamento de energia para ser utilizada nas horas de maior consumo e sistemas ligados à rede, que permitem utilizar a energia produzida e vender o excedente à rede e também a venda da totalidade da energia produzida à rede elétrica nacional. [9], [24]

4.7.1. SISTEMAS ISOLADO (*OFF-GRID*)

Um sistema isolado (*offgrid*) têm como finalidade satisfazer as necessidades energéticas em instalações que se situem longe das infraestruturas de abastecimento público, onde a ligação a rede não seja economicamente e tecnicamente viável, ou quando se considera que não seja necessário.

Assim sendo, um sistema isolado destina-se à alimentação de um conjunto de cargas que operam isoladas da rede elétrica, podendo estas ser alimentadas em corrente contínua ou corrente alternada.

Estes sistemas requerem geralmente dispositivos de armazenamento de energia, pois o seu período de produção pode não coincidir com o período de consumo da instalação. Os dispositivos de armazenamento de energia, como é o caso de baterias, apesar de tornarem a instalação com um custo mais elevado, garantem uma maior autonomia e um maior aproveitamento energético.

O sistema isolado é apresentado na figura 4.27.

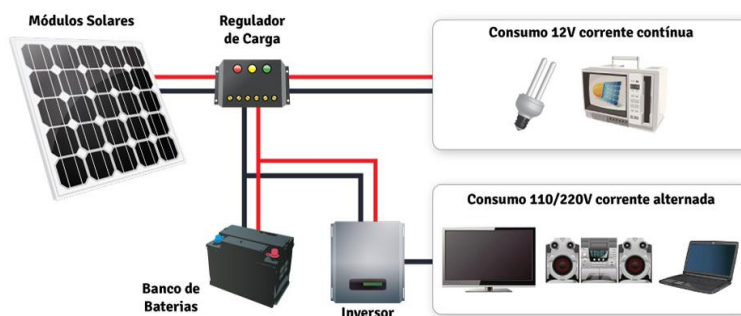


Figura 4.27: Esquema simplificado de um sistema *off grid* [30]

Os sistemas isolados destinados a alimentar apenas cargas em corrente contínua (DC), são mais simples e mais económicos, pois estes não necessitam de uso do inversor. Estes são geralmente aplicados para alimentar sistemas de bombagem de água, iluminação e em outros tipos de aplicação tipicamente inferiores a 1 kW, se estes se trataram de cargas DC.[9], [24]

Os sistemas destinados a alimentar cargas em corrente alternada (AC) abrangem um leque maior de aplicações, uma vez que a maior parte dos equipamentos eléctricos funcionam em corrente alternada. Neste caso, é necessário o inversor para a conversão de corrente contínua em corrente alternada e, assim, alimentar cargas a partir da produção fotovoltaica.

Na sua implementação é necessário estudar e prever com critério, de maneira que o investimento em baterias não se torne exagerado nem incompatível.

4.7.2. SISTEMAS LIGADO À REDE (GRID CONNECTED)

Estes sistemas estão ligados à rede de distribuição de baixa tensão (BT), ou em média tensão (MT), sendo que estes necessitam sempre de um inversor para converter a energia produzida pela instalação fotovoltaica, de maneira a ser utilizada para alimentar diretamente a carga ou para injetar a mesma na rede.

Os sistemas *Grid connected* aplicam-se em Portugal em autoconsumo, denominadas por unidades de produção de autoconsumo, cuja prioridade é fornecer energia diretamente para a carga e vender o excedente à rede, ou para venda da totalidade de energia à rede, denominadas por unidades de pequena produção, que de certa forma auxiliam o sistema electroprodutor, pois as instalações fotovoltaicas produzem energia nos períodos de maior consumo energético[9], [31].

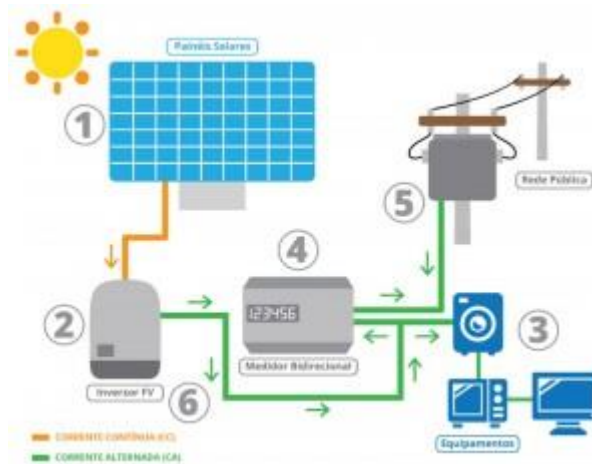


Figura 4.28: Esquema Simplificado de um sistema *Grid Connected* [30]

Comparando com os sistemas isolados, estes são mais simples e mais baratos para a mesma potência pelo fato de dispensarem o uso de baterias.

4.7.3. SISTEMA HÍBRIDO

Os Sistemas híbridos conjugam os sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia, não necessariamente renovável, que permite assim uma produção mais contínua e fiável, sendo possível o carregamento das baterias em períodos noturnos e de ausência de radiação solar.

Os sistemas híbridos podem ser isolados ou ligados à rede e podem justificar uma diminuição de painéis fotovoltaicos, bem como de baterias, tornando o projeto economicamente mais viável.[24], [31]

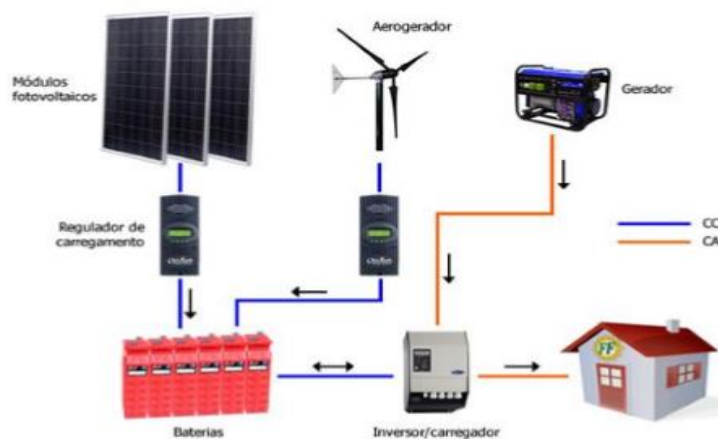


Figura 4.29- Esquema simplificado de um sistema híbrido [30]

5. ENQUADRAMENTO LEGAL

5.1. EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO APLICÁVEL EM PORTUGAL.

Com a promulgação da **Lei n.º 2002**, de dezembro de 1944, estabeleceu-se os princípios da produção, transporte e distribuição da energia elétrica, assumindo um projeto de eletrificação como um empreendimento da responsabilidade do estado português. Desta forma, tiveram o mérito de evidenciar o carácter finito das fontes energia mais utilizadas, bem como as demais, pelo que era necessária a diversificação energética e o seu aproveitamento.[32]

Assim e já em 1988, o **decreto-lei n.º 189/88**, de 27 de maio, estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade com o primeiro “Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Elétrica Integradas no Sistema Elétrico Independente e Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis”. Este diploma estabeleceu normas relativas às atividades de produção de energia elétrica, de pessoas singulares, ou coletivas, público ou privado, com a condição de serem utilizadas fontes renováveis, combustíveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou de se tratarem de instalações de cogeração, sendo estas últimas sem limite de potência. As restantes indústrias de produção de energia elétrica, tinham um limite de potência aparente instalada de 10 000 kVA para a interligação com a rede pública a média, alta e muito alta tensão e 100 kVA para baixa tensão. Este plano legislativo pretendia assim diminuir a dependência externa de energias primárias, criando condições e incentivos para a promoção do aproveitamento de recursos endógenos. [33]

Após a publicação do decreto-lei n.º 189/88, houve um desenvolvimento acentuado da utilização do processo de cogeração, o que originou inúmeras e diversas situações com características peculiares no setor de produção de energia elétrica, não previstas no quadro normativo legal publicado. Tornava-se então aconselhável separar legislativamente a produção de energia em instalações de cogeração.

Em 1995, com o **decreto-lei n.º 186/95**, de 27 de julho, começou-se a regular a produção de energia elétrica através do processo de cogeração sendo um regime autónomo.[34] Com o objetivo de adequar as disposições do decreto-lei n.º 189/88 e este novo enquadramento, surgiu o **decreto-lei n.º 313/95**, de 24 de novembro, suprimindo os limites de potência instalada estabelecidos, com a exceção dos aproveitamentos hidroelétricos, que continuavam limitados a uma potência aparente instalada de 10 MVA.[35]

Com a criação do mercado interno da energia e com as crescentes preocupações com a defesa do ambiente, tornava-se necessário um maior estreitamento das políticas energética e ambiental, de forma a cumprir o compromisso internacional da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e do Protocolo de Kyoto¹⁹, sendo publicado então o **decreto-lei n.º 168/99**, de 18 de maio. Este diploma deu um novo impulso ao desenvolvimento dos recursos renováveis, contribuindo para uma ampla utilização de fontes endógenas de energia e permitindo uma maior articulação entre as políticas da energia e do ambiente. Este diploma destacou-se pela alteração do tarifário aplicável à venda de energia elétrica produzida a partir de recursos renováveis implementando tarifas verdes e reorganizando o processo de regulamentação[36]. Assim, com as alterações deste diploma ao decreto-lei n.º 189/88, passava-se a excluir a utilização de combustíveis estrangeiros e os aproveitamentos hidroelétricos passavam a ter uma potência instalada limitada a 10 MW.

O enquadramento legal da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis e por processos de cogeração foi confrontado com o constrangimento de capacidade das redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) para receção da energia elétrica, proveniente de centros electroprodutores independentes, o que conduz à inviabilização dos projetos apresentados por promotores. Nesse âmbito, surge o **decreto-lei n.º 312/2001**, de 10 de dezembro, que publica condições de acesso à rede, estabelecendo instrumentos legais e mecanismos que possibilitem o aproveitamento dos recursos mediante uma gestão racional e transparente da rede pública, proporcionando uma capacidade de receção que responde de

¹⁹ Protocolo de Kyoto - É um tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão dos gases que agravam o efeito estufa, considerados, de acordo com a maioria das investigações científicas, como causas antropogénicas do aquecimento global.

maneira adequada aos pedidos de entrega de energia elétrica proveniente dos centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente (SEI).[37]

Reconhecendo a necessidade de valorização local da disponibilidade dos recursos e dos contributos ambientais associados, o governo entendeu necessário rever o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, introduzindo-lhe alterações ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, atribuindo destaque apropriado às tecnologias que, embora emergentes, evidenciem um elevado potencial a médio prazo, como é o caso da energia solar fotovoltaica e a energia das ondas. Essas alterações foram introduzidas pelo **decreto-lei n.º 399-C/2001**, de 29 de dezembro.[38]

Sem pôr em causa a organização do setor elétrico nacional, tornava-se necessário ter em conta a natural evolução do mercado e as novas tecnologias para produção descentralizada de energia elétrica, numa altura em que já aparecia a figura do produtor-consumidor em baixa tensão, utilizando equipamentos que fossem de encontro com suas necessidades. Surgia, então, o **Decreto-Lei n.º 68/2002**, de 25 de março, devido à necessidade de adaptar a legislação de maneira a abranger as novas soluções de produção de energia, bem como estabelecer os direitos e deveres dos produtores-consumidores.[39] Este regulava a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT) destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiro ou à rede pública, sendo que a potência a entregar à rede não poderia ser superior a 150 kW.[39] Entendia-se por produção para autoconsumo a atividade de produção em que pelo menos 50% de energia elétrica produzida era destinada a consumo próprio ou de terceiros.

Com a aprovação do Programa de Atuação para Reduzir a Dependência de Portugal face ao Petróleo, onde se previa um conjunto de medidas destinadas ao aumento substancial de produção de energia elétrica através de fontes renováveis, surge o **Decreto-Lei n.º 33-A/2005**, de 16 de fevereiro, que atualizava os valores de remuneração de eletricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo, no entanto, a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e a expectativa de retorno económico mínimo dos promotores.[40]

Aprovada a estratégia nacional para a energia na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, onde foram estabelecidas como linhas de orientação a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, o **Decreto-Lei n.º 29/2006**, de 15 de fevereiro, estabelecia as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício da produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.[41] O exercício de produção era classificado em dois regimes, ordinário e especial, onde o especial correspondia à produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou a produção combinada de calor e eletricidade. A produção em regime ordinário era a atividade de produção não abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade. O regime jurídico aplicável às atividades de produção em regime ordinário, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, à operação logística de mudança de comercializador e aos procedimentos aplicáveis à atribuição de licenças e concessões foi estabelecido pelo **Decreto-Lei n.º 172/2006**, de 23 de agosto.

Em 2007, com o **Decreto-Lei n.º 101/2007**, de 2 de abril, procedeu-se à classificação das instalações elétricas de serviço particular em três categorias e este atualiza o Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas, que estabelece as normas que devem ser seguidas para o licenciamento de instalações elétricas destinadas à produção, transporte, transformação, distribuição ou utilização de energia elétrica.

Ainda em 2007 foi publicado o **Decreto-Lei n.º 225/2007**, de 31 de maio, que visava concretizar um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis que foram estabelecidas na anterior Resolução do Conselho de Ministros e também introduzir alguns melhoramentos no processo de licenciamento das instalações de centrais renováveis com a legislação ambiental, pelo que passa a obrigatório a elaboração de estudos de incidências ambientais.[42]

A quantidade de sistemas de microgeração licenciados e a funcionar, abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, não atingiu a verba que era expetável. Assim sendo, surgia o **Decreto-Lei n.º 363/2007**, de 2 de novembro, que aplica à microgeração de eletricidade dois regimes de remuneração: geral e bonificado. O regime geral estabelecido para a generalidade

das instalações e o regime bonificado era aplicável num período de 15 anos, às fontes renováveis de energia com potências de ligação até 3,68 kW, com um limite anual de 10 MW.[43] De forma de incentivar, a **Lei n.º 67-A/2007** de 31 de dezembro, excluía a tributação do IRS a unidades de microprodução com rendimentos inferiores a 5000€.[44]

O programa do XVII Governo Constitucional determinou que Portugal deveria liderar a revolução energética, definindo varias metas entre as quais a posição entre os cinco líderes europeus na matéria das energias renováveis em 2020. Para concretizar, foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020)²⁰, em que os principais objetivos passavam por reduzir a dependência energética através de um aumento de produção de energia através de recursos endógenos e garantir o cumprimento dos compromissos assumidos no contexto de políticas ambientais europeias de combate as alterações climáticas. Era então necessário incentivar a produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão por particulares, revendo o regime jurídico da microprodução. Assim, o **Decreto-Lei n.º 118-A/2010**, de 25 de outubro, criava condições para produzir mais eletricidade em baixa tensão, de forma mais simples e em condições mais favoráveis. Este decreto aplicava-se à microprodução da eletricidade através de recursos renováveis e calor em cogeração, mediante a utilização de uma instalação monofásica ou trifásica com potência de ligação até 5,75 kW ou até 11,04 kW em condomínios com mais de 6 frações. A potência atribuída passava a 25 MW, por ano, e o regime bonificado ajustava-se tendo em conta os custos de equipamentos das unidades de microprodução. A potência de ligação passava a estar limitada a 50% da potência contratada, com a exceção dos condóminos com mais de 6 frações. [45]

Para o aproveitamento centralizado associado a potências superiores à prevista na miniprodução, o **Decreto-Lei n.º 132-A/2010**, de 21 de dezembro, estabelecia o regime para atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para energia elétrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicas,

²⁰ Principais objetivos: i) reduzir 25% o saldo importador energéticos; ii). Criar riqueza e consolidar *cluster* energético no setor renovável de Portugal; iii). Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética

incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração²¹ e pontos de receção associados, mediante iniciativa pública.[46]

Atendendo ao ENE 2020 e ao regime jurídico de acesso imposto pelo mesmo, e á fraca aceitação do regime de produção com autoconsumo, o **Decreto-Lei n.º 34/2011**, de 8 de março, estabelecia o regime jurídico de acesso à atividade de um novo regime de produção descentralizada de eletricidade, a miniprodução. Entendia-se então como miniprodução como uma instalação baseada numa só tecnologia de produção a partir de recursos renováveis, cujo a potência máxima de ligação à rede era de 250 kW. A miniprodução não podia exceder 50% da potência contratada e o regime remuneratório baseava-se no regime geral e bonificado, tendo este último um período de aplicação de 15 anos e um limite anual de potência de ligação de 50 MW, variável com tipo de energia primária utilizada. [47]

Com os compromissos assumidos relativos a liberalização energética dos setores de eletricidade e do gás natural no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica em maio de 2011, o **Decreto-Lei n.º 215-B/2012**, de 8 de outubro, estabelecia o regime jurídico aplicável a todas as atividades integrantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN), aplicando regras comuns ao mercado interno de eletricidade.

Em 19 de fevereiro de 2013 surgia o **Decreto-Lei n.º 25/2013**, que clarifica as soluções aplicáveis, cometendo apenas aos Comercializadores de Último Recurso (CUR) a obrigação de celebrar contratos de compra e venda de eletricidade com microprodutores e minipprodutores. Estabeleceu ainda que o regime de remuneração geral, a eletricidade produzida deve ser adquirida pelo custo do tarifário aplicável em 2012, atualizado mediante a taxa de inflação, no caso da microprodução e da miniprodução, pelo preço médio mensal do Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), para o polo português. [48]

²¹ Tecnologia solar fotovoltaica de concentração - utilizam espelhos ou lentes para concentrar a radiação solar em células fotovoltaicas.

5.2. MICROPRODUÇÃO

A produção de energia elétrica por instalações de microprodução está ao abrigo do Decreto-Lei n.º 363/2007, com as alterações referidas na Lei n.º 67-A/2007 e nos Decretos-Leis n.º 118-A/2010 e 25/2013.

Entende-se por microprodução a produção de eletricidade efetuada por instalações de pequena potência, com limite de potência de ligação à RESP de 5,75 kW, ou 11,04 kW no caso de condomínios com mais de 6 frações. A microprodução engloba a produção de eletricidade a partir de recursos renováveis, ou a produção de calor e eletricidade em cogeração, tendo por base uma única tecnologia de produção. As unidades de microprodução estão limitadas a uma potência até 50% da potência contratada da instalação de utilização associada, à exceção dos condomínios com mais de 6 frações. A microprodução é remunerada segundo o regime geral e bonificado. O regime geral aplica-se a todas as unidades de microprodução que não se enquadrem no regime bonificado, podendo a eletricidade produzida ser vendida a mercados organizados, através de contratos bilaterais²² ou diretamente à rede, remunerando com uma tarifa revista anualmente face à inflação.[48]

O regime bonificado aplica-se a unidade de produção que não ultrapassem os 3,68 kW, ou 11,04 kW no caso dos condomínios que integram mais de 6 frações, que utilizem energia solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, ou cogeração não renovável como fonte de energia primária. Caso não se trate de uma unidade de cogeração integrada no aquecimento do edifício, a instalação de consumo associada à unidade de microprodução tem que dispor de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil, ou uma caldeira de biomassa com uma produção anual de energia térmica equivalente.

Em regime bonificado o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigora à data de emissão do certificado de exploração, sendo que esta tarifa é aplicável num período de 15 anos, subdividido em 8 e 7 anos, sendo que a tarifa de referência é fixada em 400 €/MWh

²² Contratos bilaterais - No mercado de contratos bilaterais é celebrado um contrato entre um agente da procura e um agente da oferta. Este contrato é negociado diretamente entre os dois agentes de forma a discutirem os preços, termos e condições livremente especificadas no mesmo.

para o primeiro período e em 240 €/MWh para o segundo período, sendo o valor reduzido anualmente em 20€/MWh. A potência de ligação total não pode ser inferior a 25 MW. A tarifa a aplicar varia mediante a energia primária a utilizar[48].

Tabela 5.1: Variação da tarifa mediante energia primária em unidades de microprodução

Energia primária	Tarifa	Limite da Eletricidade Vendida [MWh/ano]
Solar	100%	2,4
Eólica	80%	2,4
Hídrica	40%	4,0
Cogeração a Biomassa	70%	4,0
Cogeração Não Renovável	40%	4,0

5.3. MINIPRODUÇÃO

O regime de produção de eletricidade por intermédio de unidades de miniprodução está abrangido pelo Decreto-Lei n.º 34/2011 com alterações referidas no Decreto-Lei n.º 25/2013.

Entende-se por minigeração as unidades de produção de energia elétrica através de energias renováveis baseada em apenas uma tecnologia de produção com um limite de potência de ligação à RESP de 250 kW. As unidades de produção estão divididas em 3 escalões de acordo com a sua potência de ligação:

- Escalão I – unidades cuja potência não seja superior a 20 kW;
- Escalão II – unidades cuja potência seja superior a 20 kW e não seja superior a 100 kW;
- Escalão III – unidades cuja potência seja superior a 100 kW e não seja superior a 250 kW.

As unidades de miniprodução estão limitadas a uma potência de ligação até 50% da potência contratada da instalação de consumo associada à mesma e, a energia por ela produzida não pode ultrapassar o dobro da energia consumida pela instalação de consumo. A miniprodução é remunerada de acordo com o regime geral e bonificado.

O regime geral aplica-se às unidades de produção que não se enquadrem no regime bonificado, sendo que a eletricidade por elas produzida pode ser vendida em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou diretamente à rede, remunerando com uma tarifa estabelecida mensalmente segundo os preços de fecho do OMIE e diferenciando o período horário de entrega de energia elétrica em vazio ou fora de vazio.

O regime bonificado aplica-se a unidades de miniprodução cuja potência de ligação seja superior ao limite legalmente estabelecido para o acesso do regime bonificado da atividade de microprodução (3,68 kW), que utilizem uma das seguintes fontes de energia primária: solar, eólica, hídrica, biogás e biomassa. O acesso ao regime bonificado depende ainda de uma comprovação prévia de uma auditoria energética, que determine a implementação de medidas de eficiência energética com períodos de dois, três e quatro anos para os escalões I, II, e III, respetivamente.[48]

No caso de instalações consumidoras intensivas de energia²³, sujeitas ao regime jurídico da gestão de consumos intensivos de energia ou ao regime jurídico de certificação energética de edifícios, o regime bonificado depende da comprovação do acordo de racionalização do consumo ou de certificado energético em que, caso o edifício seja novo alcance a classe B ou superior, ou caso se trate de um edifício existente alcance a classe C ou superior.

O regime bonificado é diferenciado mediante os escalões de potência de ligação à RESP, sendo a tarifa aplicável durante 15 anos. Para unidades de produção de escalão I, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigora à data do certificado de exploração. Para os escalões II e III, o produtor é remunerado com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconta à tarifa de referência. A tarifa de referência é fixada nos 250 €/MWh, sendo que o valor é reduzido anualmente em 7% (17,5 €/MWh). A potência de ligação total para as unidades de miniprodução tem uma quota anual de 50 MW. A tarifa a aplicar varia consoante a energia primária utilizada pelas unidades de produção de eletricidade [48].

²³ Consumidores intensivos de energia (CIE) - Instalações com consumos energéticos anuais superiores a 500 toneladas equivalente petróleo (tep) (5815 MWh)

Tabela 5.2: Variação de tarifa mediante energia primária utilizada por unidades de miniprodução [48]

Energia primária	Tarifa	Limite da Eletricidade Vendida [MWh/ano]
Solar	100%	2,6
Eólica	80%	2,6
Hídrica	50%	5,0
Biogás	60%	5,0
Biomassa	60%	5,0

5.4. LEGISLAÇÃO ATUAL

Em 2014 foi publicado um novo enquadramento legislativo para unidades de autoconsumo (UPAC) e para unidades de pequena produção (UPP), com o **Decreto-Lei n.º 153/2014** de 20 de outubro, no qual são reformulados e integrados, os atuais regimes de microprodução e miniprodução, revogando assim os decretos-lei n.º 363/2007 e n.º 34/2011.[49]

As atividades de produção distribuída de pequena produção e autoconsumo regem-se por disposições comuns no que se refere ao seu controlo prévio e aos direitos e deveres dos promotores e, também, por normas específicas que acolhem as alterações inevitáveis a cada uma destas modalidades. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade responsável pela decisão, acompanhamento e coordenação das atividades de produção de energia elétrica. Para isso criou e gere a plataforma eletrónica Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP), que permite a interação entre a administração pública, promotores, produtores e os demais intervenientes no procedimento de registo.[49]

A abertura do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção é declarada no despacho n.º 3/SERUP/DGEG/2015, de 3 de março.

A instalação de uma unidade de produção (UP) está sujeita a um registo prévio e a sua entrada em funcionamento requer um certificado de exploração para o efeito, o que pode ser

distinto do procedimento de entrada em exploração para o autoconsumo, consoante a sua dimensão e a sua intenção de fornecer excedente²⁴ de energia à RESP.[49]

A portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, com alterações referidas na portaria n.º 60-E/2015 de 2 de março, define o procedimento para apresentação de uma mera comunicação prévia de exploração para unidades de autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito de autoconsumo ou de pequena produção para a injeção total da energia elétrica produzida.

Quando uma instalação se encontra ligada à RESP, o promotor deve averiguar as condições técnicas do ponto de ligação, salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade, a aprovar pela DGEG.

Caso exista uma terceira reinspeção consecutiva, da qual não resulte um parecer favorável para iniciar a exploração, o registo da unidade produtora é cancelado.

Todas as unidades produtoras com uma potência instalada superior a 1,5 kW são sujeitas a inspeções periódicas, com periodicidade de 10 anos para potências inferiores a 1 MW e de 6 para os restantes casos.

A portaria n.º 14/2015 define o montante, modo de pagamento das taxas exigidas pela DGEG relativas às unidades produtoras.

- Taxa de registo da UP

²⁴ Excedente de energia – Energia elétrica produzida e não consumida.

Tabela 5.3: Taxa de registo de acordo com a potência da instalação e da ligação à rede [49]

Potência Instalada	UP com Injeção de Potência na Rede	UP sem Injeção de Potência na Rede
$P < 1,5 \text{ kW}$	30 €	-
$1,5 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ kW}$	100 €	70 €
$5 \text{ kW} \leq P < 100 \text{ kW}$	250 €	175 €
$100 \text{ kW} \leq P < 250 \text{ kW}$	500 €	300 €
$250 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	750 €	500 €

- Taxa de reinspeção – 30% do valor da taxa aplicável ao registo
- Taxa de inspeções periódicas das UP – 20% do valor da taxa aplicável ao registo
- Taxa de averbamento de alterações de registo da UP – 40 e 20% do valor da taxa aplicável ao registo de unidades de produção com e sem emissão de um novo certificado de exploração, respetivamente.

5.4.1. AUTOCONSUMO

A produção de eletricidade destinada a autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, designada por Unidade de Produção para Autoconsumo, efetua-se com ou sem ligação à RESP²⁵ e é baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

As UPAC são destinadas a satisfazer as necessidades de consumo, pelo que a energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo. A UPAC é instalada no local de consumo e a sua potência de ligação²⁶ deve ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e a potência da UPAC²⁷ não pode ser duas vezes superior a potência de ligação.

²⁵ Caso esteja ligada à RESP, é necessário que seja titular de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador.

²⁶ Potência de ligação, $P_{\text{ligação}}$ [kW] – potência máxima ou, no caso de instalações com inversores, a potência nominal de saída deste equipamento, que o produtor pode injetar na RESP.

²⁷ Potência instalada, P_{UPAC} [kW] – A potência dos equipamentos de produção de eletricidade.

Sempre que haja energia proveniente de uma UPAC com origem em fonte de energia renovável, cuja capacidade instalada não ultrapasse 1 MW e esteja ligada à RESP, o produtor pode celebrar um contrato de venda do excedente com o consumidor de último recurso (CUR), que vigora por um prazo máximo de 10 anos renováveis por períodos de 5 anos. A remuneração da energia elétrica fornecida à RESP é influenciada pelo preço de mercado, deduzindo 10% para compensar custos de injeção. A remuneração do excedente é feita através da seguinte expressão:[49]

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (5.1)$$

Sendo:

$R_{UPAC,m}$ [€] - remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m ;

$E_{fornecida,m}$ [kWh] – energia fornecida no mês m ;

$OMIE_m$ [€/kWh] - valor resultante da média aritmética simples nos preços de fecho do OMIE²⁸ para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m .

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

As UPAC com potência superior a 1,5 kW que se encontrem ligadas à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, de modo a permitir recuperar uma parcela dos custos de política energética, de sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando o total acumulado de potências instaladas das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN)²⁹. A compensação é determinada pela seguinte expressão [49] :

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,m} \times k_t \quad (5.2)$$

²⁸ OMIE – Operador do mercado ibérico de energia

²⁹ Nota. No final de 2016, 1% da potência instalada no SEN corresponde a cerca de 1,95MW

Sendo:

$C_{UPAC,m}$ [€] – Compensação paga no mês m ;

P_{UPAC} [kW] – Potência Instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

$V_{CIEG,m}$ [€/kWh] – Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, apurado para o ano t ;

k_t – Coeficiente de ponderação a aplicar ao valor do CIEG, tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano t .

- $k_t = 0\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC seja inferior a 1% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 30\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC se situe entre os 1% e 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 50\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

t – Ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O produtor não é obrigado a vender o excedente de energia não consumida ao CUR, podendo estabelecer outro tipo de relacionamento comercial.

LICENCIAMENTO

Na primeira fase do processo de licenciamento, o pedido de registo da UPAC no SERUP deve indicar a informação necessária relativa ao promotor (Identificação completa, número de telemóvel, endereço eletrónico), à UPAC (Potência instalada, fonte primária a utilizar, indicação se pretende injetar excedente na rede e qual a potência de injeção) e à instalação de consumo associada à UPAC (Identificação do titular, indicação se a instalação se encontra ou não ligada à rede e comercializador, identificação do titular de contrato de fornecimento de energia elétrica e a potência contratada) de acordo com a portaria n.º14/2015.

Numa segunda fase procede-se ao pagamento da taxa de inscrição à DGEG e, depois de efetuado, procede-se à aceitação do pedido, onde o SERUP disponibiliza elementos da inscrição ao Operador de Rede Distribuição (ORD) e ao comercializador, para sua apreciação. Depois da ORD se pronunciar acerca das condições técnicas e o comercializador acerca da conformidade dos dados de contrato de fornecimento de energia, o SERUP tem 10 dias uteis para validar a inscrição comunicando a aceitação, rejeição ou aceitação sob reserva

da inscrição ao promotor. Após a aceitação do pedido, a instalação da UPAC é executada por uma entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular e esta deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados e que a UPAC se encontra devidamente registada. Depois de instalada, o promotor deve solicitar a realização de inspeção nos seguintes prazos:

Tabela 5.4 - Prazos para solicitar inspeção mediante promotor

Tipo de produtor	Categoria BB – Instalação alimentada em BT	Classificação MB/MM – Instalação alimentada em MT
Promotor “regular”	8 meses	12 meses
Promotor em regime de contratação pública	18 meses	24 meses
Promotor de UP em região autónoma	18 meses	24 meses

A inspeção realiza-se no prazo máximo de 10 dias após efetuado o pedido e deverá estar presente um técnico responsável. Esta é concluída com a emissão do relatório de inspeção que concluir acerca da conformidade da unidade produtora. Caso existam defeitos ou não conformidade é necessário proceder à sua retificação e solicitar uma reinspeção da UP.

Por último, e de carácter opcional, a elaboração de contrato com o CUR para venda de excedente de energia onde apenas as UPAC com capacidade instalada inferior a 1MW de fonte renovável podem celebrar o contrato de venda. O contrato de venda de eletricidade não consumida vigora num prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos.

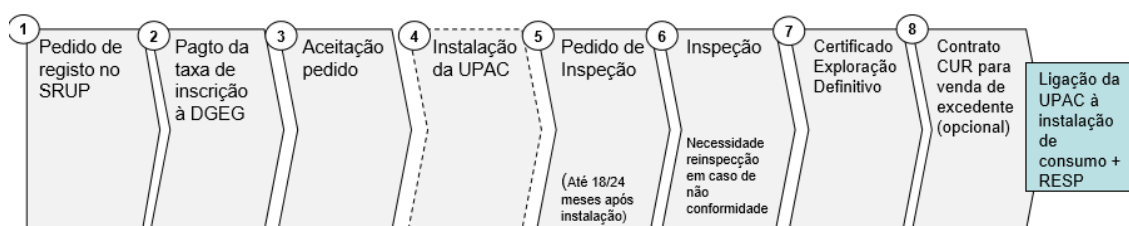


Figura 5.1 - Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [50]

5.4.2. PEQUENA PRODUÇÃO

A produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas como unidades de pequena produção (UPP), é baseada em tecnologias de produção renovável e vendida na sua totalidade a RESP. Sendo assim, a instalação de utilização associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador. A potência de ligação da UPP não pode ultrapassar a potência contratada e é limitada a 250 kW.

Numa perspetiva anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de utilização e, assim sendo, a energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos não é renumerada. A potência de ligação a atribuir no âmbito do regime de pequena produção não pode exceder a quota anual de 20MW, a alocar mediante o despacho a publicar no SERUP até 31 de dezembro de cada ano.

A potência a atribuir é segmentada em 3 diferentes categorias consoante as medidas acessórias implementadas.

- Categoria I – produtor que pretender proceder apenas à instalação de uma UPP;
- Categoria II – produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado, tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III – produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A energia elétrica ativa produzida e entregue pela UPP à RESP é renumerada pela tarifa atribuída com base no modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. Esta tarifa de referência depende da categoria em que se enquadrem e do tipo de energia primária utilizada pela UPP.[49]

A tarifa de referência aplicável para o ano de 2017 foi fixada pela portaria nº 20/2017, de 11 de janeiro que remete para os valores fixados pela portaria nº15/2015 de 23 de janeiro. [51]

Os valores por categoria que variam com a fonte de energia primária.

- Categoria I – 95 €/MWh;
- Categoria II – 105 €/MWh;
- Categoria III – 100 €/MWh.

Tabela 5.5 - Variação da tarifa de referência mediante fonte de energia utilizada

Energia Primária	Tarifa de referência	Limite de eletricidade vendida [MWh/ano]
Solar	100%	2,6
Biomassa	90%	5,0
Biogás	90%	5,0
Eólica	70%	2,6
Hídrica	60%	5,0

LICENCIAMENTO

À semelhança do processo de licenciamento das UPAC, numa primeira fase de inscrição no SERUP é necessário indicar a informação necessária relativamente ao promotor (identificação completa, indicar se promotor é titular do contrato ou entidade externa, número de telemóvel e endereço eletrónico), à UPP (potência de injeção e instalada, fonte primária e tipo de tecnologia a utilizar, valor de desconto oferecido à tarifa de referencia em vigor), à instalação de consumo associada (energia consumida no ano anterior, nível de tensão de alimentação, identificação do comercializador, identificação do titular de contrato de fornecimento de energia elétrica e a potência contratada) e categoria escolhida para efeitos de remuneração. Após a inscrição é efetuado o pagamento da taxa de inscrição à DGEG. Depois desta fase procede-se à participação no leilão conforme a programação definida e a atribuição da tarifa e viabilidade técnica, onde o SERUP divulga, após cada sessão, a lista de registos concluídos e aceites não selecionados, ordenando-os e atribuindo-lhes um número de registo.

Com a emissão do certificado de exploração, o produtor e o CUR são automaticamente notificados para a celebração de contrato de venda de energia. A tarifa atribuída em leilão é contemplada no contrato com o CUR e vigora num período de 15 anos. Após os 15 anos, o produtor entra no regime geral de produção em regime especial³⁰.

³⁰ Regime especial – De acordo com o Decreto-Lei 172/2006 atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade.

Após a conclusão do contrato é solicitada a ligação da UPP à RESP, onde a ORD deve proceder à ligação no prazo de 10 dias.

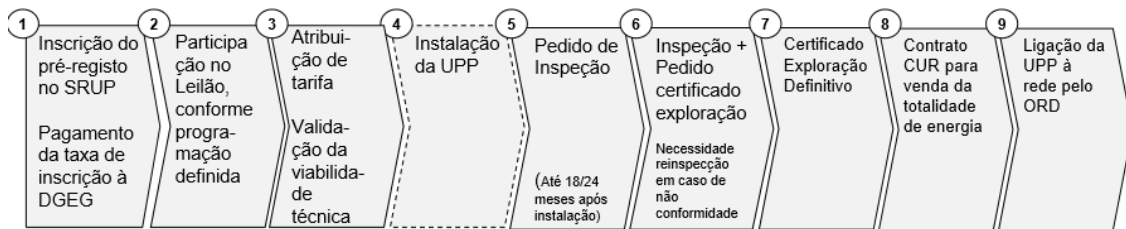


Figura 5.2- Processo de licenciamento de UPP [50]

Tabela 5.6 - Tabela resumo dos principais requisitos

	Unidade de Autoconsumo (UPAC)	Unidade de Pequena Produção (UPP)
Fonte	Renovável e não renovável	Renovável
Limite de potência	Potência de ligação <100% da PC na instalação de consumo; Potência instalada <= 2 vezes a potência de ligação	Potência de ligação <100% da PC na instalação de consumo; Potência de ligação até 250 kW
Requisitos de produção	Produção anual inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao CUR	Produção anual menor que duas vezes o consumo da instalação; Venda na totalidade de energia ao CUR
Renumeração	Custo evitado; Valor da “pool” deduzido de 10% para excedente instantâneo de produção	Tarifa obtida em leilão para a totalidade de produção; Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de duas vezes o consumo não é renumerado
Compensação	Entre 30 a 50 % do repetitivo valor do CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda o 1 % da potência instalada no SEN	Não aplicável
Contagem	Obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	Obrigatório para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo de licenciamento	Processo gerido via plataforma eletrónica Mera comunicação prévia: Entre 200 W e 1,5 kW Registo + Cert. Exploração: entre 1,5 kW e 1 MW Licença de produção + exploração: > 1 MW	Processo gerido via plataforma eletrónica; Registo + certificado de exploração Inspeções obrigatórias
Outros aspetos	Sem quota de atribuição Seguro de responsabilidade Civil obrigatório	Quota máxima anual de potência atribuída Seguro de responsabilidade Civil obrigatório

A legislação antiga promovia a produção de energia elétrica como um investimento financeiro, onde o principal objetivo passava por vender na íntegra a energia produzida, pelo que o seu dimensionamento era feito de forma independente do perfil de consumo do local. Por outro lado, a legislação atual promove a produção destinada ao local de consumo da instalação e, sendo assim, com um dimensionamento da unidade de produção mediante o perfil de consumo.

A nova legislação apresenta várias vantagens, nomeadamente a nível da redução de perdas na rede, pois esta promove a produção próxima do ponto de consumo, permite também a entrada de novos *players* de pequena dimensão, aumentando a concorrência na atividade de produção e, a médio/longo prazo, limita as necessidades de investimento na rede pública, embora possa criar mais desafios em baixa tensão.

6. METODOLOGIA

A metodologia implementada permite o dimensionamento de instalações fotovoltaicas como unidade de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção. Para um bom dimensionamento, a instalação deve ter em conta as condições e especificações da instalação de consumo associada. Quando são instalações para autoconsumo é necessário certificar-se que a instalação a dimensionar, produz uma determinada quantidade de energia, que se aproxima da energia consumida na instalação elétrica de utilização. Assim sendo, o primeiro passo a seguir deve ser a análise do perfil energético da instalação de consumo.

Outro aspeto, motivo de avaliação, é a caracterização do local onde futuramente se vai incorporar a instalação. É necessário verificar e conferir com o cliente, qual a área que irá ‘ceder’ para a instalação e verificar, através de visitas técnicas e análises estruturais, qual o tipo de material envolvente, seja em coberturas (onde é necessário ter em conta a sua orientação e a inclinação da mesma), seja no solo. Em ambos os locais é crucial fazer uma análise de possíveis sombreamentos, de modo a garantir que estes não interfiram com a *performance* da instalação.

O projeto das unidades de produção fotovoltaicas envolve a exploração do recurso solar que, através de *softwares* indicados, permitem verificar as características do local, nomeadamente a exposição à radiação solar, orientação e inclinação ótima, que têm carácter fundamental na energia produzida pela unidade fotovoltaica. Com o conhecimento de todos estes fatores, procede-se ao dimensionamento da unidade, onde são selecionados e configurados os equipamentos que a integram.

A configuração de um sistema fotovoltaico é efetuada mediante a potência necessária para garantir a aproximação dos valores de energia consumidas e tendo em conta a modalidade requerida pelo cliente, ou seja, tendo em conta se o cliente pretende uma instalação para autoconsumo com ou sem armazenamento de energia ou se a unidade produção se destina à venda da totalidade da energia produzida pela mesma.

De notar que o perfil energético é de extrema relevância em instalações destinadas a autoconsumo, mas também em unidades destinadas à venda da energia produzida à rede, pois é necessário cumprir com os requisitos da legislação atual, discriminados na seção 5.4“Legislação atual”.

Depois de selecionada a modalidade da instalação e das respetivas configurações é feita uma simulação no *software* PVSyst, que, de maneira interativa, permite verificar a energia que a instalação produzia nas condições em que a mesma está exposta. Permite também verificar possíveis perdas associadas e, através da curva de produção, permite fazer uma análise mais pormenorizada acerca de um possível excedente energético, bem como da receita gerada pela produção. Com os valores obtidos no *software* de simulação de produção e com os custos associadas ao estudo e implementação da instalação, efetua-se uma análise económica com o intuito de esta se tornar num elemento de decisão de investimento na instalação.

A análise económica permite verificar a poupança energética que o cliente teria caso optasse pelo investimento em autoconsumo e, no caso de unidades de pequena produção, a receita gerada com a venda da totalidade da energia produzida. Nesta englobam-se indicadores de análise de investimento que, tendo em conta todos os parâmetros financeiros, permitem verificar se nas condições em que a instalação se encontra e tendo toda a configuração do sistema o investimento na instalação fotovoltaica é economicamente viável. A figura 6.1, apresenta através de um diagrama de blocos a metodologia seguida nos casos práticos a apresentar.

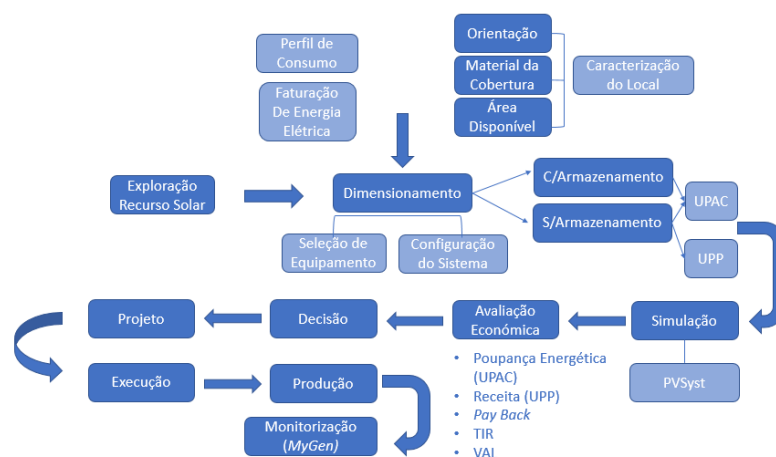


Figura 6.1: Metodologia implementada

6.1. PERFIL ENERGÉTICO

Na fase inicial de estudo da implantação de um sistema fotovoltaica sendo para autoconsumo ou venda à rede, é necessário ter em conta o perfil energético da instalação de consumo associada garantindo que todos os pontos da legislação em vigor são cumpridos.

Para uma boa análise do perfil de consumo, é necessário que o cliente forneça todos os dados que tenha à sua disposição acerca da instalação, sendo que o mais importante, nesta fase, é o diagrama de cargas da instalação de consumo.

Quando o cliente é alimentado em média tensão (MT), o comercializador energético tem acesso ao seu diagrama de cargas em intervalos regulares de 15 minutos através do serviço de telecontagem.

Acedendo a estes, é possível analisar na totalidade os consumos energéticos anuais da instalação de utilização e obter informações relevantes para o dimensionamento da instalação fotovoltaica. Informações como médias de consumos quatro-horários durante os dias uteis da semana, sábados e domingos, os mínimos e máximos consumos nos mesmos períodos, bem como consumos médios nos meses de junho a setembro, entre as 11 horas da manhã e as 14h, que são as horas de maior produção a partir da instalação fotovoltaica.

A análise aos diagramas de carga é fulcral para determinar qual a potência a instalar de modo por um lado, ir em conta às suas necessidades e por outro, lado evitar o máximo possível de excedente energético no caso de instalação destinadas ao autoconsumo.

Quando o requerente da instalação é alimentado em baixa tensão (BT e BTE), as informações que este possa ter não são tão detalhadas como são quando alimentado em MT ou superior, pois estes não possuem o serviço de telecontagem.

Na maioria das vezes, os clientes fornecem as faturas elétricas num determinado período de tempo e estas apresentam valores acumulados nesse mesmo período, o que induz a análise em erro, pois não é possível verificar em que períodos é que os consumos são mais elevados. Sendo assim, considera-se boa prática as seguintes análises:

- Análise tendo em conta a potência de horas de ponta, se e só se tivermos a certeza que o perfil diário diurno é constante, sendo esta uma amostra representativa do perfil de consumos nos outros períodos;
- São utilizados analisadores de rede, num período suficiente grande, que permita traçar um perfil de consumo (semanal e de fim-de-semana).

Para além dos diagramas de carga é necessário também fazer uma análise à sua fatura energética, onde é possível determinar o seu funcionamento.

A liberalização do mercado elétrico assume-se num processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas, numa estratégia para a redução de custos da energia e do aumento da competitividade da economia nacional. A dinamização da concorrência do mercado visa o benefício da atividade económica e dos consumidores domésticos e industriais, tornando-o mais aberto e competitivo. O sistema tarifário é regulado e aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), mediante as fundações decretadas pelo Governo. De acordo com a portaria nº 97/2015, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelo comercializador de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre é fixada em 31 de dezembro de 2017. Posto isto, estão atualmente em vigor as tarifas transitórias de venda a clientes finais. As tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelo comercializador de último recurso são calculadas, a partir das tarifas por atividade regulada incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas reguladas de energia e de comercialização.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal Continental são estabelecidas pela ERSE, consoante o nível de tensão e a potência contratada das respetivas instalações. As tarifas são ainda discriminadas consoante o período horário de consumo da energia elétrica. Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais são diferenciados em ciclo semanal, semanal opcional e ciclo diário, conforme indicado nas figura 6.2, figura 6.3 e figura 6.4, respetivamente.

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 6.2: Ciclo semanal para todos os fornecimentos

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 6.3: Ciclo semanal opcional para MT, AT e MAT

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 6.4: Ciclo diário para BTN e BTE

O período horário de vazio, aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários, engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio, aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba, os períodos horários de ponta e cheias.

Para cada nível de tensão existem escalões de potências contratáveis normalizadas, com exceção em BTE em que pode ser contratada qualquer valor de potência, acima dos 41,4 kW. Mediante o nível de tensão e potência contratada de cada instalação, a faturação da energia elétrica obtém-se com a aplicação as tarifas transitórias de venda a clientes finais ao consumo registado para cada período horário.

As faturas permitem verificar o contrato que os clientes possuem com os seus comercializadores de energia, retirando os valores de potência contratada e tarifas a que estão sujeitas no consumo de eletricidade. As tarifas de acesso às redes são fixadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. A análise das faturas energéticas permite verificar se fez a melhor escolha do período de entrega de energia elétrica tendo em conta os seus consumos, permite verificar se tem ou não tarifas que mais se adequada comparando com outras tarifas presentes no mercado e verificar qual será a sua poupança energética, ou seja, verificar qual o valor que deixaria de pagar num determinado período com a inclusão de uma unidade de produção. Se o cliente tiver um contrato onde as tarifas que são cobradas, são elevadas, maior será a sua poupança em termos monetários.

Em síntese, quanto mais elevadas forem as tarifas do consumidor maior será a poupança económica, menor o período de recuperação de investimento, i.e, são inversamente proporcionais.

No caso de uma UPP o conhecimento do valor total da fatura é o parâmetro mais importante da análise, mas tratando-se de uma UPAC é também indispensável saber a tarifa de energia a pagar por cada período horário.

6.2. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A escolha do local para implementação do sistema é, assim, o primeiro aspeto a ter em conta e, depois de escolhido o local da instalação, é necessário fazer o levantamento das suas características, nomeadamente:

- Área disponível para instalação dos módulos;
- Tipo de cobertura e resistência estrutural;
- Orientação, inclinação e material das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- Dados climáticos (radiação e temperatura média mensal);
- Posicionamento solar (altura e azimute);
- Envolvente dos edifícios (obstáculos suscetíveis de causar sombreamento).

6.3. EXPLORAÇÃO RECURSO SOLAR

Para proceder à avaliação da radiação incidente e da temperatura em cada local recorre-se, normalmente, a sistemas com bases de dados de registos locais como o *Photovoltaic Geographical Information Systems* (PVGIS), uma ferramenta disponível *online*, que permite retirar dados relativos ao recurso de energia solar para avaliação da produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos situados na Europa, África e Sudoeste da Ásia. A base de dados do PVGIS disponibiliza a variação diária e a média mensal da radiação solar incidente numa superfície e da temperatura ambiente de um determinado local. Através desta ferramenta consegue-se extrair a irradiância global mensal e a temperatura ambiente média para a localização pretendida, bem como a variação da irradiância média diária para cada mês segundo um determinado azimute e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

6.4. DIMENSIONAMENTO

MÓDULOS (ESCOLHA E DETERMINAÇÃO)

A escolha de um módulo solar é influenciada pela relação qualidade/benefício/custo/área disponível, das unidades de produção. A partir da seleção do módulo e da quantidade de módulos necessários, é possível determinar a potência máxima da instalação, sendo que esta é limitada de maneira a garantir uma maior otimização da instalação.

As especificações fornecidas pelos fabricantes, determinam desde início as etapas seguintes necessárias, uma vez que o resto da instalação deve ser compatível com as características dos vários módulos presentes na instalação. A eficiência do módulo fotovoltaico (η_{PV}) é calculada através da equação (4.8).

Através das características térmicas do painel, consegue-se determinar a temperatura das células fotovoltaicas, aplicando a equação (4.10). Uma vez que as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos, disponibilizadas pelos fabricantes, são referentes às condições STC, surge a necessidade de ajustar as mesmas segundo as condições climáticas dos locais. Este ajuste é realizado através da aplicação do modelo matemático dos cinco parâmetros, tendo em conta a influência da irradiância e da temperatura ambiente. O dimensionamento da unidade de produção fotovoltaica é efetuado de acordo com os valores nominais registados da irradiância incidente da temperatura ambiente do local, acrescidos de um fator de segurança de 20%, de forma a garantir a funcionalidade do sistema em condições extremas.

INVERSORES

As especificações técnicas fornecidas pelos fabricantes dos inversores são de relevância extrema para o dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. Os inversores são fabricados para diferentes níveis de potência e, assim sendo, é definido um intervalo entre a potência nominais do gerador fotovoltaico e do inversor, sendo que este intervalo determina:

$$0,7 \times P_{max,PV} < P_{max,INV(DC)} < 1,2 \times P_{max,PV} \quad (6.1)$$

Onde $P_{max,PV}$ [Wp] corresponde à potência máxima do gerador fotovoltaico e $P_{max,INV(DC)}$ [W] a potência DC máxima do inversor, sendo que esta obtém-se e através da relação entre a potência nominal AC e a respetiva eficiência do inversor, ambos valores fornecidos pelos fabricantes. A relação é expressa através da seguinte equação:

$$P_{max,INV(DC)} = \frac{P_{max,INV(AC)}}{\eta_{INV}} \quad (6.2)$$

NÚMERO DE MÓDULOS POR FILEIRA

O valor de tensão de funcionamento resulta do somatório das tensões dos módulos que se encontram em serie, ou seja, dos módulos da mesma *string*, como é possível verificar na equação (4.19). Esta tensão de funcionamento de modo a evitar falhas e anomalias no inversor, deve ser inferior a tensão máxima DC do inversor e maior que a tensão mínima DC do inversor.

Uma vez que a tensão do gerador fotovoltaico está diretamente ligada à temperatura ambiente a que este está sujeito, é necessário ter em conta possíveis desvios de temperatura relativamente à temperatura a que estes são testados, em condições standard (25°C).

Posto isto, e visando a segurança e o bom funcionamento da instalação, consideram-se valores de temperatura mínimos e máximos, -10°C e 70°C, respetivamente.

O primeiro valor limite, deriva da estação fria para uma temperatura do módulo de -10 °C. Para baixas temperaturas, a tensão de funcionamento do módulo aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. No caso de uma falha na rede num dia soalheiro de inverno, o inversor terá que ser desligado, uma vez que a tensão de circuito aberto será demasiada elevada para se voltar a ligar o sistema em segurança. Desta forma, para se voltar a ligar o sistema em segurança tem que se garantir que a tensão de circuito aberto do sistema V_{OC} seja menor que a tensão DC máxima admissível do inversor $V_{max,INV}$. Caso contrário o inversor poderá ficar danificado.

No verão, os módulos instalados no telhado podem estar sujeitos a temperaturas próximas de 70 °C. Esta temperatura serve geralmente de base para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira [2].

Para elevados níveis de irradiância no Verão, o sistema FV terá uma tensão aos seus terminais inferior àquela que se verifica para as condições de referência STC (tensão nominal que consta da ficha técnica do painel), devido às elevadas temperaturas a que está sujeito. Se a tensão do sistema FV operar abaixo da tensão mínima do inversor, este não conseguirá transformar a corrente DC para AC, pois o nível de tensão à entrada, não é suficiente para alimentar o funcionamento do inversor.

Com estes limites de temperatura e tendo em conta a gama de variação de tensão do inversor, é possível determinar o número máximo e mínimo de módulos por fileira (*string*).

Tendo em conta que a tensão diminui com o aumento da temperatura, o número de módulos por *string* deve estar compreendido no seguinte intervalo:

$$\frac{V_{min,INV}}{V_{OC,PV(70^{\circ}C)}} < N_s < \frac{V_{max,INV}}{V_{OC,PV(-10^{\circ}C)}} \quad (6.3)$$

Onde $V_{min,INV}$ [V], $V_{max,INV}$ [V], correspondem à tensão mínima e máxima de entrada do inversor (fornecida pelo fabricante) e $V_{OC,PV(70^{\circ}C)}$ [V], $V_{OC,PV(-10^{\circ}C)}$ [V] os valores de tensão em circuito aberto para 70 e -10°C.

Obtido o valor do número de módulos por fileira e, sabendo a quantidade de módulos necessários, é possível saber o número de *strings* que a instalação irá ter, com a relação entre o número total de módulos e o número de módulos por *string*.

NÚMERO DE FILEIRAS EM PARALELO

A corrente de funcionamento do gerador fotovoltaico resulta do somatório da corrente de cada fileira de módulos. De maneira a prevenir danos no inversor é necessário precisar o número de fileiras em paralelo, da instalação em questão, garantindo que a corrente de funcionamento não excede a corrente máxima de entrada suportado pelo mesmo inversor.

A determinação do número de fileira em paralelas é feita garantindo a seguinte condição:

$$N_p \leq \frac{I_{max,INV(DC)}}{I_{n,max}} \quad (6.4)$$

Onde $I_{max,INV(DC)}$ [A], corresponde à corrente máxima de entrada do inversor e $I_{n,max}$ a corrente que atravessa cada fileira de módulos.[9]

NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS

O sistema fotovoltaico é constituído por um conjunto de N_s módulos ligados em série e por N_p fileiras de módulos ligados em paralelo, sendo o número total de módulos fotovoltaicos (N):

$$N = N_s \times N_p \quad (6.5)$$

CABLAGEM

CABLAGEM DC

De acordo com a norma IEC-60364-7-712, os cabos de fileira têm de ser capazes de transportar 1,25 do valor da corrente de curto circuito (I_{SC}) e estar protegidos de falhas de terras e curto-circuitos. O cabo deve garantir a secção mínima exigida ($4mm^2$).

CABLAGEM AC

Os cabos AC são responsáveis por ligar os inversores à rede pública e o seu dimensionamento é feito em paralelo com o dimensionamento das proteções. Assim, os cabos AC devem ter uma secção que deve garantir a condição de aquecimento, equação (4.26), onde I_b é a corrente nominal definida pela potência do inversor e I_Z a intensidade máxima admissível na canalização; bem como, a condição de queda de tensão e a proteção contra sobretensões, nomeadamente contra sobrecargas, equação (4.27), e curto-circuitos, equação (4.29).

A secção dos cabos AC é determinada a partir da corrente de serviço da canalização, que é dada pela equação (6.6) para sistemas trifásicos ou pela equação (6.7) para sistemas monofásicos

$$I_B = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} \times U_c} \quad (6.6)$$

$$I_B = \frac{P_{INV}}{U_n} \quad (6.7)$$

De forma a cumprir as equações descritas na subsecção 4.6.6, é selecionado um calibre da proteção superior à corrente de serviço. Para a secção selecionada é verificada se a proteção

atua contra curto-circuitos e, ainda, é verificada a queda de tensão, que não poderá ser superior à estipulada nas RTIEBT.

BATERIAS E REGULADORES

A inclusão de bateria e de um regular de carga numa instalação possibilita o armazenamento da energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

No entanto, é necessário garantir a compatibilidade da tensão do gerador com a tensão nominal do banco de baterias. A tensão do gerador fotovoltaico deve ser, então, superior a tensão das baterias, de tal forma que a tensão no ponto de potência máxima, para temperaturas maiores, seja suficientemente elevada de forma a que possibilite o carregamento das baterias. Para temperaturas baixas, a tensão no ponto de potência máxima pode superar o limite máximo de tensão de carga das baterias. Assim, o regulador de carga mede a tensão da bateria, garantindo a proteção contra a possibilidade de descargas. A escolha do regulador de carga tem de ter em conta o gerador fotovoltaico e o banco de bateria, garantindo a compatibilidade como um sistema integrado.

Tendo em conta que a tensão do gerador deve ser superior à tensão do banco de baterias, o número de módulos por *strings* é condicionado pela tensão de funcionamento das baterias, V_{DC} [V], sendo que estes devem ser superiores à relação entre a tensão de funcionamento das baterias e a tensão de funcionamento no ponto de potência máxima.

O dimensionamento das baterias é efetuado considerando o perfil de consumo, determinando assim as necessidades energéticas de armazenamento e, conseqüentemente, a capacidade mínima do banco de baterias.

Assim sendo, a capacidade mínima do banco de baterias [Ah] é obtida através da seguinte expressão:

$$C = \frac{E_{ARM}}{V_{DC} \times DOD \times \eta_{ARM}} \quad (6.8)$$

Onde V_{DC} [V] corresponde a tensão de funcionamento do sistema, DOD [%] a profundidade de descarga delimitada e η_{ARM} a eficiência do sistema de armazenamento global, ou seja, baterias, inversores (caso exista).

As baterias podem ser associadas em serie e/ou em paralelo, constituindo desta forma um banco de baterias, cujos valores da tensão, corrente e potência são afetados da mesma forma que nas associações entre os módulos fotovoltaicos.

A tensão de funcionamento é tipicamente um múltiplo de 12 V, que corresponde à tensão de trabalho de uma bateria. Tendo em conta as perdas por efeito de Joule, tensões maiores implicam correntes mais baixas e, conseqüentemente, menos perdas nos cabos. Cabos com resistências mais pequenas (com maior secção transversal) também reduzem as perdas, contudo implicam mais custos.

Depois de selecionado e configurado o banco de baterias, a energia útil de armazenamento é obtida através da seguinte equação:

$$E_{util} = C_n \times V_{DC} \times DOD \times \eta_{ARM} \quad (6.9)$$

Onde C_n [Ah] corresponde à capacidade nominal do banco de baterias escolhido.

ENERGIA PRODUZIDA

Após a seleção e configuração do sistema fotovoltaico, a determinação da energia elétrica proveniente das unidades de produção para autoconsumo em cada instante de tempo, E_{UP} [Wh], é efetuada com base na seguinte expressão:

$$E_{UP} = E_s \times N \times A_{mód} \times \eta_{UP} \quad (6.10)$$

Onde:

E_s [Wh/m²] – Irradiação solar incidente obtida através da ferramenta PVGIS;

N – Número de módulos fotovoltaicos;

$A_{mód}$ [m²] – Área do módulo fotovoltaico selecionado;

η_{UP} – Eficiência total do sistema fotovoltaico que integra a unidade de produção.

PVSYST

O PVSyst é um software desenvolvido pela Universidade de Genebra, em 1991, que permite a simulação de instalações fotovoltaicas isoladas, conectadas à rede e para bombagem de água.

Este software disponibiliza três níveis de estudo de sistemas FV, correspondendo a três fases distintas no desenvolvimento de um projeto real, nomeadamente:

- Conceção preliminar, com vista ao pré-dimensionamento de um projeto;
- Conceção de projeto, que tem como objetivo desenhar um sistema de forma exhaustiva utilizando simulações horárias detalhadas;
- Análise de dados medidos, que permite a monitorização de um sistema em funcionamento a partir da importação de dados medidos.

Inclui uma base de dados com informação meteorológica horária e permite especificar determinadas condições particulares, designadamente a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o programa inclui uma base de dados de painéis FV, baterias, inversores e reguladores.

O software PVSyst é uma ferramenta que se justifica no dimensionamento de sistemas FV, dado possuir uma boa interação com o utilizador e uma base de dados extremamente completa, tanto a nível de dados meteorológicos como de componentes que constituem o sistema FV.

ANÁLISE ECONÓMICA

Como em qualquer tipo de projetos com objetivo de recuperar o capital investido, a avaliação económica de um projeto neste caso de uma instalação fotovoltaica pressupõe a avaliação de um conjunto de fatores-chave, como estimar o capital necessário a investir, poupança energética associada, preço de venda da energia e outras despesas associadas de maneira a verificar a rentabilidade do projeto, recolhendo dados acerca das receitas e dos custos adjacentes ao projeto. A receita a ter em conta passa pela poupança energética no caso de instalações destinadas a autoconsumo e, no caso de unidades de pequena produção, a venda contínua da energia produzida pela instalação à rede elétrica.

No caso de unidades de produção destinadas ao autoconsumo, sem armazenamento de energia, as receitas passam pela poupança energética nos períodos de produção da instalação.

Já nas unidades de pequena produção a receita surge da remuneração da energia elétrica ativa produzida e entregue à rede, que é remunerada pela tarifa atribuída com base no modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, sendo que esta depende da categoria em que se enquadrem e do tipo de energia primária utilizada pela UPP. A tarifa atribuída em leilão é contemplada no contrato com o CUR e vigora num período de 15 anos. Após os 15 anos, o produtor entra no regime geral de produção em regime especial.

A previsão de receitas é efetuada através do produto entre a energia que foi estimada produzir e a tarifa imposta pelo concurso público que deu origem ao projeto.

Para efeitos de simulação é utilizado como referência a tarifa imposta no último concurso.

À energia produzida é aplicado o fator de depreciação anual de 1% até os 25 anos de vida dos projetos. O valor residual do imobilizado é outro parâmetro a ter em conta como receita. Porém, dado ao longo período de vida de uma instalação fotovoltaica, considera-se que no término do projeto não haverá qualquer proveito económico.

Os custos associados ao projeto referem-se essencialmente ao investimento em capital fixo, o qual é constituído por vários itens necessários ao funcionamento de uma central de produção de energia deste tipo, podendo ser dividido em tangíveis e intangíveis. O capital fixo corpóreo engloba todos os custos do equipamento necessários à implementação do projeto. Nesta parcela são contabilizados os custos do equipamento base – módulos fotovoltaicos, seguidores e estruturas no caso do sistema PV fixo – todas as montagens eletromecânicas, cabos, inversores, transformadores, contentores, construção civil, sistemas de controlo, custos de utilidades e serviços, material de carga e transportes, bem como equipamentos elétricos de baixa e média tensão. Do capital fixo incorpóreo fazem parte todas as despesas intrínsecas ao “know-how”, como design do processo (engenharia), fiscalização, escrituras, registos e impostos associados, despesas necessárias para o arranque, despesas de empreitada e ainda provisão para imprevistos. [20]

O preço por Watt pico (Wp) instalado é superior quando se fala de tecnologias emergentes ou que demonstrem mais eficiência (Instalações com seguidores) e mais acessível quando a

instalação utiliza um sistema fixo, dado a sua maior simplicidade. Os preços de venda deverão ser multiplicados pelas potências a instalar em cada um dos sistemas, de modo a obterem-se os investimentos correspondentes em euros (capital investido).

Outro fluxo importante durante o período de vida das instalações fotovoltaicas é o gasto anual com a operação e manutenção (O&M). Este custo pode também ser dividido em vários itens de modo a ser orçamentado, num período anual.

CONTRATO DE DESEMPENHO ENERGÉTICO

Um contrato de desempenho energético representa um acordo realizado entre pelo menos duas entidades, que se caracteriza por propor um conjunto de medidas de racionalização de energia para uma determinada instalação, com garantias de que a poupança daí resultante será suficiente para recuperar o investimento realizado.

Na base deste tipo de contratos, está a indústria que requiere as medidas de eficiência energética “cliente”, associado a uma Empresa de Serviços Energéticos (ESE). Esta é responsável por desenvolver, instalar e financiar projetos que produzem poupanças nos custos energéticos. Desta forma, a ESE assume o risco tanto económico como dos resultados de poupança de energia nas instalações alvo de contrato. Podem ainda ser incluídos nestes contratos outras entidades financiadoras do projeto (fundos de investimento dedicados, bancos, gestoras de património, e outros investidores envolvidos pela ESE).

Normalmente, estes contratos de desempenho energético são classificados em dois tipos:

- Contratos de Garantia de Poupança;
- Contratos de Partilha de Poupança.

Como o próprio nome indica, os contratos com Garantia de Poupança obrigam a ESE a que o projeto para o cliente tenha sempre o mesmo ganho económico e, caso as ESE Contrato de desempenho Investidor Cliente poupanças não sejam atingidas, a ESE terá de entrar com capital próprio para perfazer a diferença de poupança alcançada. No entanto, se as poupanças forem superiores aos valores acordados, a ESE fica com o remanescente.

Normalmente, este tipo de contratos são celebrados quando o cliente assume a responsabilidade do financiamento. No caso dos contratos de Partilha de Poupanças, independentemente dos resultados alcançados, as poupanças são partilhadas entre as partes nas percentagens acordadas. Naturalmente, poderão existir contratos que resultam da combinação de ambas as tipologias, como, por exemplo, em casos em que o cliente beneficiário também é investidor.

Geralmente os contratos de desempenho energético são celebrados com base na quantidade de energia (kWh) que deixam de ser consumidos. No entanto, na sua redação são tidas em consideração várias variáveis económicas e financeiras, como, por exemplo, a inflação ao longo do tempo de contrato, a variação das tarifas de energia, custos com operação e manutenção, custos de seguros, etc. Assim sendo, um Contrato de Desempenho Energético deve contemplar as seguintes rúbricas:

- Enunciação das medidas de eficiência a implementar e descrição do seu impacto;
- Estimativa da energia evitada após a implementação das medidas;
- Condições de operação dos sistemas antes e depois das alterações;
- Definição do consumo de referência e condições normais de operação da instalação ou equipamento;
- Metodologia de Medição e Verificação e custos associados;
- Custos e responsabilidades na Operação e Manutenção dos sistemas.

INDICADORES

Quase todos os indicadores de desempenho utilizados para a decisão do investimento são calculados a partir dos fluxos financeiros. É através deles que o investidor decide se um projeto é economicamente viável, ou não, ou se é preferível relativamente a outros projetos de investimento. Os indicadores mais utilizados em análise financeira de projetos são o VAL (Valor Atual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) e o *Payback* (Período de retorno de Investimento). Dada a natureza do projeto, o parâmetro LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) também é utilizado para uma comparação dos preços da energia produzida.

VAL (VALOR ATUAL LÍQUIDO)

É o valor, em unidade monetária, que resulta do investimento no projeto depois de pagos todos os custos e encargos, incluindo a rentabilidade exigida dos capitais investidos. Como critério de aceitação, se o VAL for igual a 0 o projeto é viável com a taxa de retorno exigida, se for maior que 0 a rentabilidade é superior à exigida e, pelo contrário, se for menor que 0 o projeto não deve ser aceite pelo promotor. Como critério de comparação dever-se-á escolher o projeto com maior VAL positivo se as suas estruturas de capital, volumes de investimento e duração forem iguais. Matematicamente é calculado através do somatório de fluxos financeiros atualizados à taxa de rentabilidade mínima exigida.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (6.11)$$

Onde t corresponde ao ano, CF os cash-flows gerados pela empresa e It o investimento do ano t e r a taxa de desconto ou taxa de atualização.

Quando o projeto é financiado, é necessário calcular o custo médio ponderado de capital que relaciona a taxa exigida pelo financiador e a sua percentagem na estrutura de capital, bem como a taxa mínima de remuneração estipulada pelo cliente e a sua percentagem no investimento.

O custo médio ponderado de capital (em inglês WACC – *Weighted Average Cost of Capital*), o qual é, em cada ano i, calculado da seguinte forma:

$$wacc = \% CP \times r + \% CA \times s \quad (6.12)$$

Onde a percentagem de custo de capital próprio é multiplicada pela taxa de remuneração e a percentagem de capitais alheios é multiplicada pela taxa exigida pelo investidor.

TIR (TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE)

É um modelo que, tal como o anterior, assenta no princípio do desconto dos cash-flows e que parte dos fluxos previstos de modo a calcular a taxa de rentabilidade que torna o VAL nulo.

Resulta que, como critério de avaliação, um projeto deverá ser aceite se TIR for maior que o custo de capital próprio. Diferentes projetos são comparáveis através da TIR da mesma forma e atendendo às mesmas condições enunciadas no ponto anterior.

Para o calculo da TIR utiliza-se a equação (6.11) e iguala-se a 0, resolvendo-a em ordem a r .

PERÍODO DE RETORNO DE INVESTIMENTO (*PAYBACK*)

É o período de recuperação do investimento, ou seja, o número de anos decorridos até que os proveitos compensem o investimento. O *payback*, pode ser entendido como o período necessário para que o VAL atinga o valor zero, ou seja, quando o investidor recupera o valor investido. Caso o período de retorno de investimento seja mais longo que o período de vida útil do projeto, o investimento é economicamente inviável.

O cálculo do *payback* é feito através da equação:

$$Payback = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{n}} \quad (6.13)$$

LCOE (*LEVELIZED COST OF ENERGY*)

É um parâmetro que calcula o custo médio do total da energia produzida numa central de produção energética durante o seu período de vida, tendo como unidade o €/kWh. Este vem substituir a definição clássica, o €/kWp, com as vantagens de não só contabilizar o custo da instalação por unidade de potência instalada, mas também ter em conta outros custos tais como o das atividades de operação e manutenção, a energia produzida, a degradação e o tempo de vida da instalação. O seu cálculo é efetuado através da razão entre a soma do capital investido com os custos de O&M e a energia total produzida em todo o período de funcionamento da central:

$$LCOE = \frac{CCP + O\&M}{E_{total}} \quad (6.14)$$

6.5. MONITORIZAÇÃO E DESEMPENHO

Todo o equipamento está sujeito a um processo de deterioração, especialmente se estiver em atividade ou funcionamento, para o qual foi concebido. Para que a produtividade desses equipamentos tenha resultados positivos é necessário que todos sejam mantidos nas melhores condições de funcionamento. Assim, todos os equipamentos deverão sofrer, ao longo da sua vida útil de funcionamento, reparações, inspeções programadas, rotinas preventivas programadas e adequadas. Deverão igualmente ser corrigidos eventuais defeitos de fabrico. Um sistema solar fotovoltaico sem manutenção e sem equipamentos que indiquem a necessidade desta, podem sofrer perdas de rendimento significativas, alterando o tempo de retorno de investimento previsto. Uma monitorização adequada, com alertas de desvios de produções, permite efetuar uma manutenção na altura exata, minimizando as perdas inerentes a avarias ou a sujidades nos equipamentos.

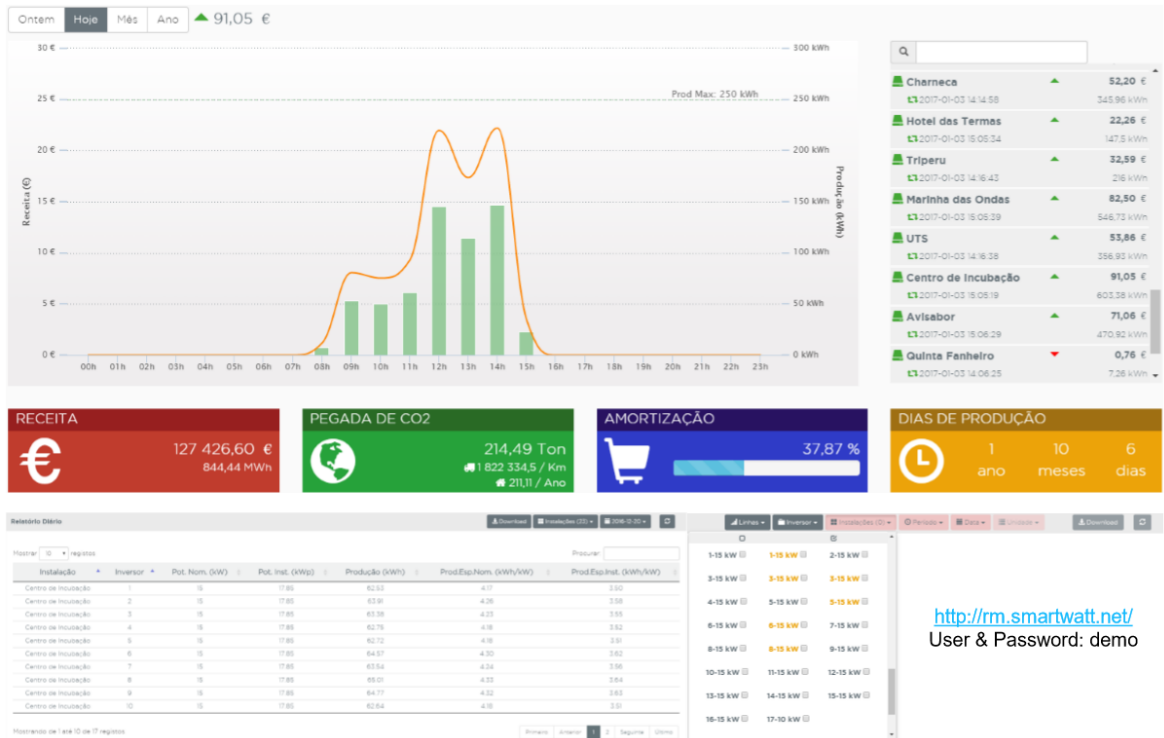
O sistema de monitorização *MyGen*, desenvolvido pela **Smartwatt, Energy Services** surge para dar resposta aos clientes que desejam acompanhar em tempo real os seus investimentos em instalações que utilizem a energia solar – UPAC e UPP. Este serviço tem como principal objetivo garantir ao cliente que a sua instalação irá rentabilizar ao máximo o investimento, uma vez que está em contacto permanente com o mesmo, proporcionando alertas em situações de anomalia, que afetem o rendimento esperado.

O seu modo de funcionamento baseia-se na recolha de uma série de parâmetros das instalações e sua transmissão e armazenamento nos servidores centrais da empresa. Os dados são, posteriormente, tratados com ferramentas de inteligência computacional (monitorização) e disponibilizados online ao cliente na plataforma *MyGen*.

A plataforma *MyGen* dispõe de uma ferramenta que analisa os dados de forma inteligente, permitindo realizar diversos estudos (análise de ganhos, produções, irradiações, tensões, correntes, entre outros). Permite também acompanhar a amortização financeira do investimento, bem como o impacto ambiental evitada pela mesma (pegada ecológica)

Para além das análises referidas, o sistema de monitorização desenvolvido permite a programação de relatórios mensais e semanais, com vista a facilitar o acompanhamento da instalação e avisar quando ocorre alguma situação imprevista através de e-mail, ou telemóvel

via SMS. Estes avisos podem ocorrer devido a situações identificadas pelo sistema e são classificados por alarmes, alertas, eventos ou registos.



<http://rm.smartwatt.net/>
User & Password: demo

Figura 6.5: Interface MyGen

7. CASOS PRÁTICOS: UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO E UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO

7.1. UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO

7.1.1. PROJETO DE UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO EM PONTE DE LIMA

O presente caso de estudo representa uma instalação do setor industrial, localizada em Gemieira, Ponte de Lima e tem por base dados reais de consumo e de faturação fornecidos pelo requerente. Todas as soluções possíveis para este projeto foram alvo de análise e de estudo por parte de empresas peritas em análises estruturais de forma a garantir a segurança de pessoas e instalações.

PERFIL DE CONSUMO

O perfil de consumo da instalação de utilização associada à unidade de produção é baseado em dados reais de consumo e de faturação fornecidos pelo comercializador (EDP). Com acesso aos dados de telecontagem foi possível obter o diagrama de cargas em intervalos regulares de 15 em 15 minutos num período de amostra anual, do ano de 2016.

A instalação elétrica de utilização possui potência contratada de 244,63 kW e registou um consumo anual de 859.642 kWh, distribuídos ao longo do ano de acordo com o perfil de consumo representado na figura 7.1.

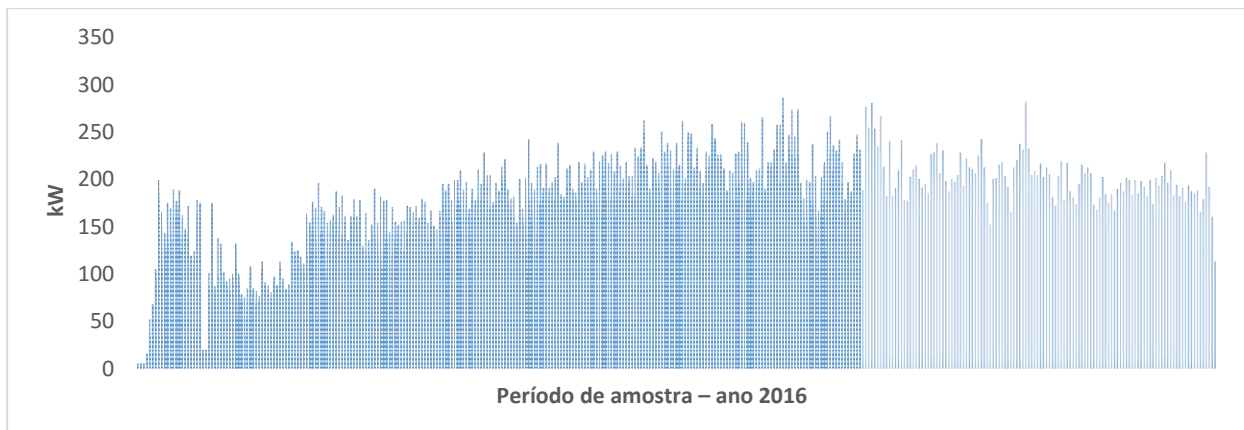


Figura 7.1: Perfil de consumo do ano de 2016

Analisando a figura 7.1 é possível observar que o perfil de consumo é adequado para a instalação de uma unidade para autoconsumo, pois para além dos seus consumos serem contínuos, os meses de maior produção fotovoltaica coincidem com os meses de maior consumo da fábrica e, nos meses de menos produção, os consumos mensais diminuem um pouco, sendo que estas condições contribuem para a diminuição da probabilidade de excedente energético. Diariamente a potência variam entre 20 e 35 kW, como é possível verificar na figura 7.2 que representa a potência médio diário da instalação em frações de 15 minutos.

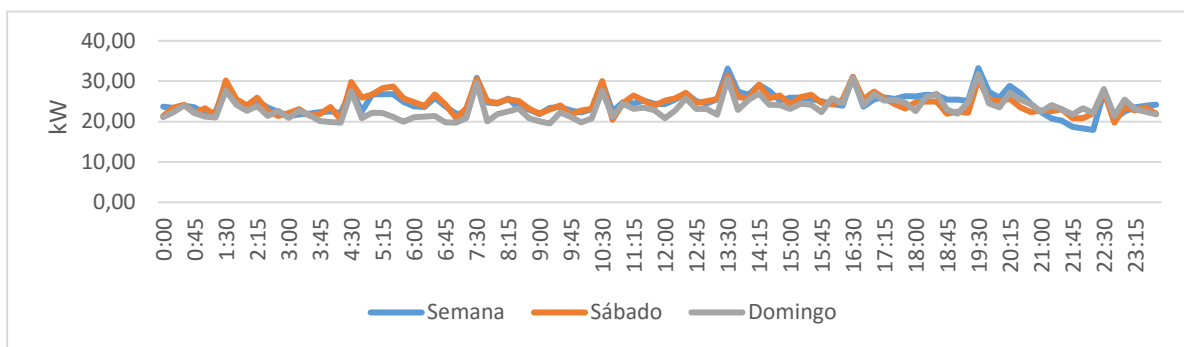


Figura 7.2: Desagregação do consumo médio diário em intervalos de 15 minutos

FATURAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nos fornecimentos de energia elétrica em média tensão é aplicada uma tarifa tetra horária aos consumos, sendo que esta tarifa é composta por uma componente de taxas reguladas pela ERSE e uma componente (Energia) que é variável de acordo com o comercializador de energia, sendo este a definir o preço. O valor definido pelo comercializador é apenas o valor da energia, todos os restantes termos são valores definidos anualmente pela ERSE.

As tarifas aplicáveis são compostas pelos preços relativos a:

- Termo tarifário fixo;
- Potência contratada;
- Potência em horas de ponta;
- Energia ativa (ponta, cheias, vazio e super vazio);
- Energia reativa.

A análise das faturas elétricas permite verificar se a opção tarifária escolhida (ciclo semanal ou ciclo semanal opcional) é a que se adequa aos consumos do cliente. Permite também verificar o consumo e custos de energia reativa, assim como a distribuição pelos diversos períodos tarifários e evolução das potências, contratada e horas de ponta.

Tabela 7.1: Tarifas de energia elétrica

	Energia Ativa (€/kWh)	Acesso às redes ³¹	
		Período I e IV	Período II e III
Ponta	0,0651	0,0463	0,0460
Cheia	0,0609	0,0401	0,0398
Vazio Normal	0,0466	0,0221	0,0220
Super Vazio	0,0452	0,0212	0,0214

³¹ Valores referentes ao ano de 2017

CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

A pré-avaliação dos locais, através de imagens retiradas do *Google Maps*, ou *Google Earth*, é de extrema importância para o trabalho a realizar durante a visita técnica, pois permite que esta seja mais objetiva. É a visita à instalação de consumo que permite a caracterização da mesma. Permite determinar quais os locais que possuem as condições necessárias a uma boa instalação, nomeadamente se existem constrangimentos, como, por exemplo, estruturas de suporte frágeis e sem condições de receberem sobrecargas, a existência de sombreamentos, espaços ocupados, ou que são usados para outros fins, etc.

Neste caso, não foram utilizadas as imagens de satélite, pois aquando da data das imagens o edifício ainda não estava construído. A análise foi realizada com o apoio de uma visita à unidade fabril, que melhora a qualidade de análise relativamente as imagens aéreas, pois as medições são exatas e não aproximadas como no *Google Maps/Earth*.



Figura 7.3: Caracterização do local

A tabela 7.2 apresenta os principais dados recolhidos durante a visita técnica e algumas das observações.

Tabela 7.2: Levantamento de características do local de instalação

Local	Orientação	Inclinação	Cobertura/Solo	Material	Sombreamento	Observações
1	10° N	10°	Cobertura	Painel Sandwich	-	Presença de clarabóias Adotar estruturas metálicas caso necessário
2	10°S	10°	Cobertura	Painel Sandwich	Platibanda	Presença de clarabóias
3	10° N	10°	Cobertura	Painel Sandwich	Platibanda	Presença de clarabóias Adotar estruturas angulares caso necessário
4	10°S	10°	Cobertura	Painel Sandwich	Platibanda	Presença de clarabóias

Analisando a tabela 7.2 e verificando as condições das coberturas existentes, parte da cobertura 1 e 3, numeradas na figura 7.3, não serão utilizadas devido a sua orientação a Norte. Caso seja necessário espaço para alocar mais módulos fotovoltaicos estes voltam a entrar em análise, garantindo a sua orientação a Sul através estruturas angulares com um ângulo superior ao ângulo de inclinação da cobertura. É necessário também prestar atenção à platibanda, deixando uma distância entre esta e os módulos que permita que os mesmos estejam em funcionamento sem presença de qualquer tipo de sombra nas horas de produção.

EXPLORAÇÃO SOLAR

Relativamente às coberturas foi estudado o ganho de produção em posicionar os módulos com uma inclinação mais adequada, ou mantê-los complanares à cobertura existente, avaliando se o aumento da produção provocada pela maior inclinação dos módulos, aproximando-se à solução ótima. De acordo com o PVGIS em Gemieira, a solução ótima seria uma inclinação de 34°, relativamente ao nível de solo, e sendo orientados desfasados de 3° em relação ao Sul, compensaria em termos económicos comparando com o custo inerente a uma estrutura mais angular.

Como se pode ver pela tabela 7.3, para o local do caso de estudo presente, para a mesma potência de módulos e apenas variando a inclinação (10° e 34° graus) dos módulos, a diferença de produção anual é de cerca 800 kWh (6,3%).

Tabela 7.3: Diferenças de produção mediante inclinação e orientação

Inclinação 10°; Azimute +10°S			Inclinação 34°; Azimute -3° S	
Mês	Ed (kWh) ³²	Em (kWh) ³³	Ed (kWh)	Em (kWh)
Jan	168.00	5190	220.00	6840
Fev	268.00	7500	336.00	9400
Mar	388.00	12000	438.00	13600
Abr	428.00	12800	437.00	13100
Mai	496.00	15400	473.00	14700
Jun	551.00	16500	508.00	15200
Jul	567.00	17600	532.00	16500
Ago	538.00	16700	539.00	16700
Set	444.00	13300	492.00	14800
Out	301.00	9320	364.00	11300
Nov	198.00	5930	257.00	7720
Dez	155.00	4810	212.00	6560
Ano	376.00	11400	401.00	12200

Considerando esta diferença de produção, foram consultados os fornecedores das estruturas para se perceber se o aumento de custo com a estrutura se traduziria num ganho para o projeto. Comparando os preços de três fornecedores, percebeu-se que o aumento de custo de uma estrutura complanar (10°) para uma estrutura com 34° de inclinação, se traduz num aumento entre os 5 e os 6% de custo na instalação. Ou seja, o aumento de produção é inferior ao aumento do custo, o que penalizará o desempenho económico do projeto. Por este facto, neste projeto, apenas serão estudadas soluções com estrutura complanares.

³² Ed (kWh)- Produção média diária de uma determinada instalação

³³ Em (kWh) – Produção média mensal de uma determinada instalação

DEFINIÇÃO DO SISTEMA

Tendo em conta o perfil de carga da instalação de consumo associado e as características do local de instalação, inicialmente optou-se por uma potência de ligação de 100 kW, correspondendo a uma potência instalada de 116,6 kWp. Porém, esta potência poderia sofrer alterações aquando da análise de resultados energéticos e económicos.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com uma potência nominal de 100 kW nominal, foram considerados módulos fotovoltaicos MPRIME Genius Series 265 W e inversores SMA SunnyTriPower 25000 TL-30, cuja informação técnica disponibilizada pelo fabricante está descrita no Anexo J e Anexo L, respetivamente.

Respeitando os limites impostos pelos inversores selecionados, bem como os intervalos definidos nas equações (6.3),(6.4) e (6.5), o sistema irá ser constituído por 440 módulos com uma potência unitária de 265 W. Estes módulos serão integrados em *strings* de 22 módulos, sendo necessários 4 inversores de 25 kW de potência nominal.

Recorrendo ao *software* PVsyst é possível estimar a produção anual desta unidade de produção fazendo o *match* entre os parâmetros da localidade onde vai ser inserido (Ponte de Lima) e as configurações do sistema. É possível também efetuar o cálculo dos parâmetros da instalação e o dimensionamento dos cabos das *strings* em questão.

Com esta solução as coberturas que serão utilizadas são as coberturas orientadas a Sul, ou seja, a cobertura 2 e 4, conforme a figura 7.4.

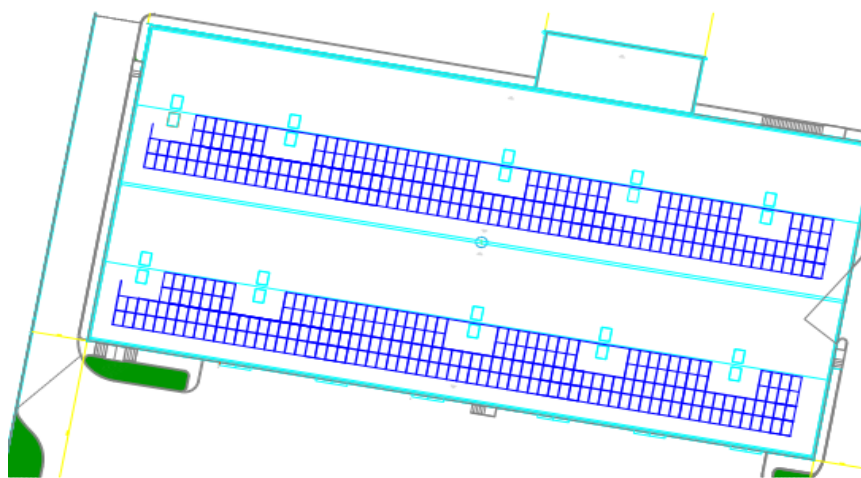


Figura 7.4: Implantação da instalação fotovoltaica constituída por 440 módulos

RESULTADOS E ANÁLISE ECONÓMICA

Com todos os parâmetros anteriormente definidos, inserindo-os no PVSyst, é possível obter a curva de produção anual, perfazendo um total de 169649 kWh anuais.

A figura 7.5 permite observar a produção mensal durante um ano completo, valores retirados do relatório do PVSyst, apresentado no Anexo A.

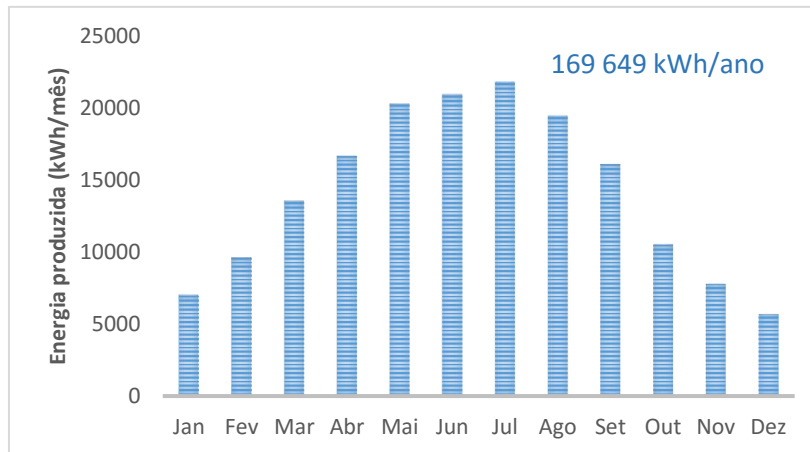


Figura 7.5: Produção anual distribuída mensalmente

Para verificar a oportunidade de negócio na implantação de uma unidade para autoconsumo é necessário aferir qual a poupança que a mesma iria gerar em termos energéticos e em termos financeiros.

Tratando-se de uma UPAC e, como explicado na secção 6, a poupança passa por aferir qual o €/kWh evitado em cada período de faturação. Após se obter o valor unitário, é possível calcular a diferença entre o valor que o cliente paga pela energia elétrica e o que pagaria no mesmo período de tempo com uma UPAC instalada.

Num exemplo rápido, se o cliente, entre as 9:30 horas e 12 horas consumisse 100 kWh o preço que ele iria pagar seria o produto entre a energia consumida e o valor da tarifa aplicável do seu tarifário neste caso seria de 0,0609 €/kWh + a tarifa de acesso às redes, valor correspondente ao valor da tarifa de horas de ponta.

Se a UPAC nesse mesmo período estivesse a produzir 60 kWh, o valor que o cliente teria de pagar já não era o produto de 100 kWh e a tarifa aplicável, mas sim 40 kWh (100-60 kWh).

Também é necessário aferir a energia excedente, pois esta já não é renumerada tendo em conta o tarifário do cliente sendo que a renumeração da energia elétrica fornecida à RESP é influenciada pelo preço de mercado, deduzindo 10% para compensar custos de injeção, através da equação (5.1).

É preciso ter em conta o excedente energético, pois quanto maior o excedente, menor será a tarifa de poupança média. O calculo do excedente é obtido comparando a diferença de consumos e a produção de 15 em 15 minutos, sendo que sempre que a produção seja maior que o consumo, a energia é injetada a rede.

A energia excedente anual é expressada na tabela 7.4, que demonstra quando existe excedente e qual o valor de energia excedente anual e a sua renumeração.

Tabela 7.4: Excedente energético

	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Ferriados	TOTAL	
Janeiro	530,2	273,0	37,5	174,7	85,0	372,1	596,2	33,2	2 102,0	25%
Fevereiro	290,1	58,2	176,0	104,9	75,5	226,3	273,8	0,0	1 204,8	15%
Março	208,3	108,8	104,5	204,1	73,7	171,6	78,1	46,8	996,0	12%
Abril	175,3	52,7	210,8	61,3	41,0	46,4	124,3	9,7	721,5	9%
Maio	264,7	82,4	85,4	70,3	86,7	26,9	24,8	6,2	647,5	8%
Junho	84,1	69,2	130,8	106,7	133,2	58,1	72,4	0,0	654,4	8%
Julho	63,4	137,9	106,4	129,0	101,3	56,6	74,4	0,0	669,0	8%
Agosto	137,2	75,9	73,9	43,8	21,7	112,2	185,7	44,8	695,0	8%
Setembro	78,5	73,2	32,2	36,4	28,3	33,4	150,8	0,0	432,9	5%
Outubro	20,9	14,2	0,9	16,4	11,4	6,6	37,2	0,0	107,7	1%
Novembro	0,0	11,2	14,3	11,7	2,1	0,0	13,6	0,0	52,8	1%
Dezembro	1,9	0,0	0,0	1,3	1,5	1,3	0,2	2,3	8,4	0%
TOTAL (kWh)	1 854,5	956,8	972,7	960,6	661,4	1 111,5	1 631,6	143,0	8 292,0	
TOTAL (€)	83,45 €	43,06 €	43,77 €	43,23 €	29,76 €	50,02 €	73,42 €	6,44 €	373,14 €	

4,82%

O excedente energético estimado, tendo em conta os valores de consumos da instalação e os valores estimando de produção, é de 4,82% resultando em 373,14 €, valor da renumeração da energia não consumida injetada na rede.

A poupança energética que se obtém anualmente relacionando os consumos da instalação de consumo com a produção da UPAC, está demonstrada no Anexo D, apresenta a poupança anual calculando uma tarifa média de poupança, considerando um aumento de 3% anual nas tarifas de energia, redes e potência de horas de ponta.

Para verificar a viabilidade económica do projeto é necessário saber o investimento total, sendo que neste não estão incluídos os valores das taxas a pagar a Direção Geral de Energia e Geologia.

O orçamento previsto para a UPAC está descrito na tabela 7.5.

Tabela 7.5: Orçamento para UPAC

Descrição do Trabalho	Tipo Preço	Quantidade	PVP. Total
Potência Nominal	100 kW		
Potência Instalada	116 kWp		
Mprime 265	un	440,00	65 396,18 €
Conectores Solares	strings	147	280,03 €
Inversor de ligação à rede de SMA 25 kW	N	4,00	11 919,67 €
RS 485	Inv	4,00	359,90 €
Estruturas de Suporte dos Painéis	Wp	2,00	8 054,89 €
Contadores de Energia Janz A1700 com ligação por TI's	inst.	1,00	536,99 €
Mão-de-Obra	Orç.	1,00	23 653,94 €
Custos operacionais	Orç.	1,00	894,99 €
Outros custos	Wp	1,00	1 193,32 €
		Total	112 707,57 €

Relacionando a potência instalada com o investimento necessário, obtém-se um valor de 0,967€ por Wp instalado.

Tendo em conta todos os parâmetros e análise efetuadas, obtemos a tabela 7.6 como resumo da análise económica da instalação, sendo que no Anexo D esta avaliação é feita mais ao pormenor.

Tabela 7.6: Análise económica

Dados	100 kW	Notas
Produção MWh/Ano	171940	Retirado do PVsyst (Ano zero)
Quantidade módulos [un]	440	16,6% Sobredimensionamento
Potência instalada [kWp]	116,6	N.º módulos x Potência módulos (265W)
Custo instalação [€/Wp]	0,967	Rácio usado p/ comparar preço custo
Investimento [€]	112 752	€/Wp x Potência instalada
Poupança anual estimada [€]	20 778	(Produção anual – Excedente) /Consumo anual
Payback simples [anos]	5,43	Investimento /Poupança ano zero
TIR [20 anos]	18,23	Incluindo perda de eficiência da instalação e aumento energia 2,5%/ano

EXECUÇÃO

Tabela 7.7: Cronograma de execução

Tarefas	Nº de dias de execução																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Levantamento Técnico	█																	
Encomenda de materiais		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█							
Montagem estrutura											█	█	█	█	█			
Montagem caminho cabos																█	█	
	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Montagem inversores	█	█																
Montagem QGBT - UPAC			█	█														
Montagem módulos					█	█	█	█	█	█	█							
Ligação de strings												█	█	█				
Testes e término obra															█	█		
Pedido Inspeção																	█	
Ligação rede *																		█

* - Duração máxima prevista na Lei, Não depende da empresa instaladora, mas sim das entidades oficiais para o efeito, DGEG e EDP Distribuição e Serviço Universal

O dimensionamento da cablagem é realizado de acordo com a configuração do sistema fotovoltaico, tendo em consideração que se trata de uma instalação trifásica a 25 metros distância do QGBT. Os cabos necessários para o sistema fotovoltaico são os cabos de *strings* DC, que ligam os módulos fotovoltaicos em série, sendo que o paralelo das *strings* é realizado no inversor, bem como o cabo desde os inversores ao quadro de produção e o cabo que interliga o quadro de produção com o QGBT. A secção transversal dos cabos de *strings* foi calculada tendo em conta as condições de proteção e de dimensionamento que são necessárias respeitar, abordadas na secção 6.4 e os cabos AC dimensionados segundo as condições descritas nas RTIEBT, representadas nas equações (4.26), (4.27), (4.28) e (4.29) da secção 4.6.6.

Tabela 7.8: Tabela resumo Cablagem DC/AC

Origem	Destino	Tipo	Secção de cabo	ΔU (%)
Módulos	Inversor	DC	>6mm ²	1%
Inversor 1	Quadro Prod	AC	RVK 5G10 mm ²	1%
Inversor 2	Quadro Prod	AC	RVK 5G10 mm ²	1%
Inversor 3	Quadro Prod	AC	RVK 5G10 mm ²	1%
Inversor 4	Quadro Prod	AC	RVK 5G10 mm ²	1%
Quadro Prod	QGBT	AC	LXV 4 x 70 +35 mm ²	3%

Todos os esquemas relacionados com a instalação como esquemas unifilares e relatório de simulação do *software*, folhas de cálculos estão presente no Anexo A, Anexo B e Anexo C

REALIZAÇÃO E RESULTADO

A realização de uma instalação fotovoltaica, depois de adjudicado o projeto de execução, inicia com a encomenda dos materiais necessários para a instalação. Depois de a encomenda chegar ao local da instalação e, sendo este um caso em que a instalação será na cobertura, é necessário encontrar e subcontratar meios (gruas, carregadores telescópicos), e depois do material estar no seu local de instalação, começa-se a instalação de equipamentos.

Inicialmente é montada a estrutura de apoio dos módulos, neste caso a estrutura é complanar, tendo a mesma inclinação que a inclinação da cobertura. Depois de montada e fixada, são colocados os módulos. A figura seguinte demonstra o tipo de estrutura utilizada e a estrutura já com painéis incorporados.

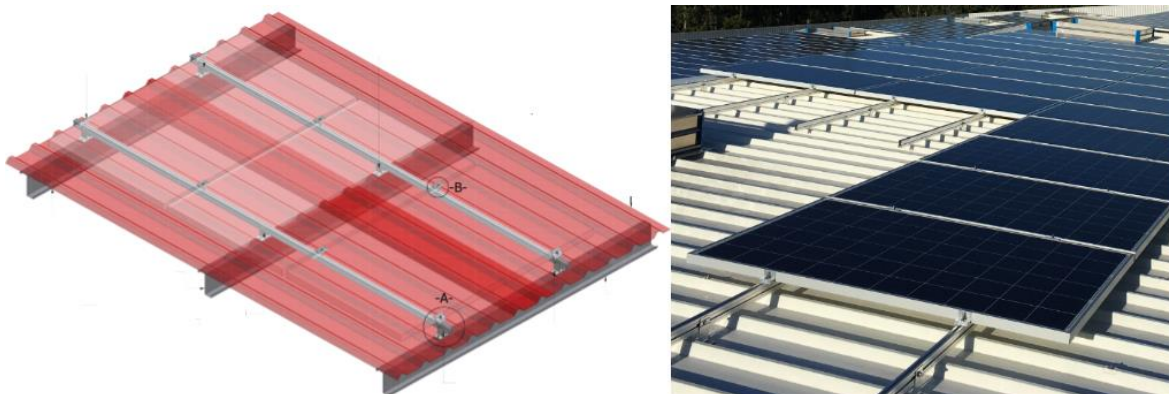


Figura 7.6: Estrutura complanar (AlusinSolar)

Depois de montados todos os módulos, são, então, feitas as ligações dos módulos em serie (*strings*) que, em caminho de cabos, são interligados aos 4 inversores da instalação.



Figura 7.7: Lado esquerdo – Interligação de módulos; Lado direito – Caminho de cabos

Procede-se à instalação do quadro de produção, dos inversores e das ligações das *strings* aos inversores próprios, de acordo com o estipulado. O quadro elétrico de produção é dotado de um descarregador de sobretensões do tipo 2 (classe de requisitos C), para proteção do sistema solar fotovoltaico contra a ação das descargas atmosféricas que ocorram nas proximidades ou ao longe (descargas atmosféricas indiretas). No quadro são também incorporados os equipamentos de contagem e equipamentos que permitam a monitorização da instalação. O quadro elétrico de produção deve ficar o mais próximo possível dos inversores. Os inversores devem ser instalados num lugar seco e que garanta uma boa ventilação dos aparelhos para evitar o seu sobreaquecimento.

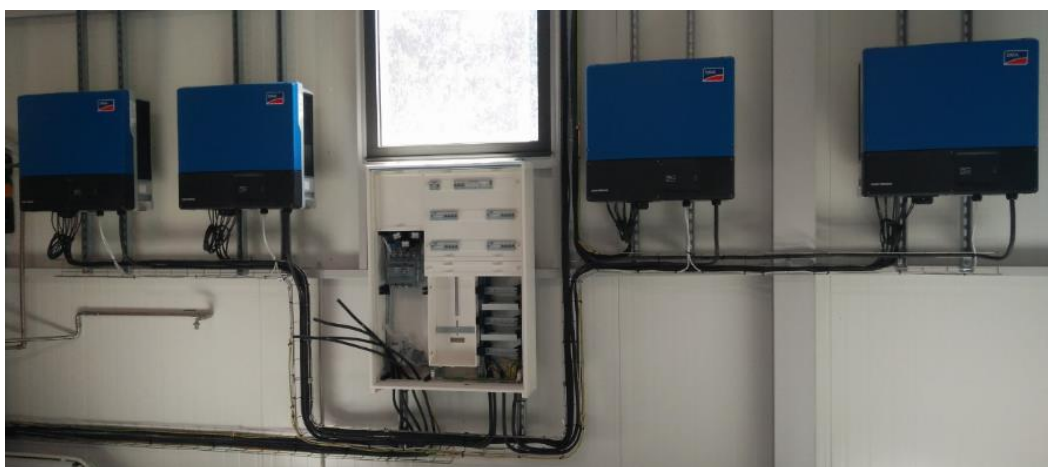


Figura 7.8: Instalação de Inversores e quadro AC

Depois de interligar os inversores e o quadro de produção, com as respectivas proteções, a realização termina com a ligação AC ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) e com a sinalização de todos os equipamentos de maneira a não ocorrer algum tipo de incidente. A sinalização é feita nos inversores e no quadro AC, sendo que os inversores devem ainda ser numerados para, no caso de defeito, saber qual o inversor a manobrar. (ver secção 4.6.6)



Figura 7.9: Quadro de produção e inversores com sinalização e numeração adequada

Depois de realizada a instalação, garantindo que foi executada, conforme as instruções do técnico responsável pelo projeto, é pedida a inspeção da DGEG no SERUP, que a farão nos termos descritos no decreto-lei.

No SERUP, é necessário indicar alguns elementos tais como:

- Identificação do requerente;
- Morada da Instalação;
- Marcas, modelos e números de serie de inversores módulos e contadores;
- Indicação da potência instalada;

- Indicação de potência de ligação.

Depois de inspecionada, é emitido um certificado de exploração, que resulta da conformidade da instalação em relação as condições exigidas e que permite, então, a instalação ser ligada e utilizada.



Figura 7.10: Unidade de produção de Gemieira, Ponte de Lima

Depois da instalação estar concluída e ligada, o cliente pode acompanhar a sua instalação, em tempo real, através do sistema de monitorização *My Gen*.

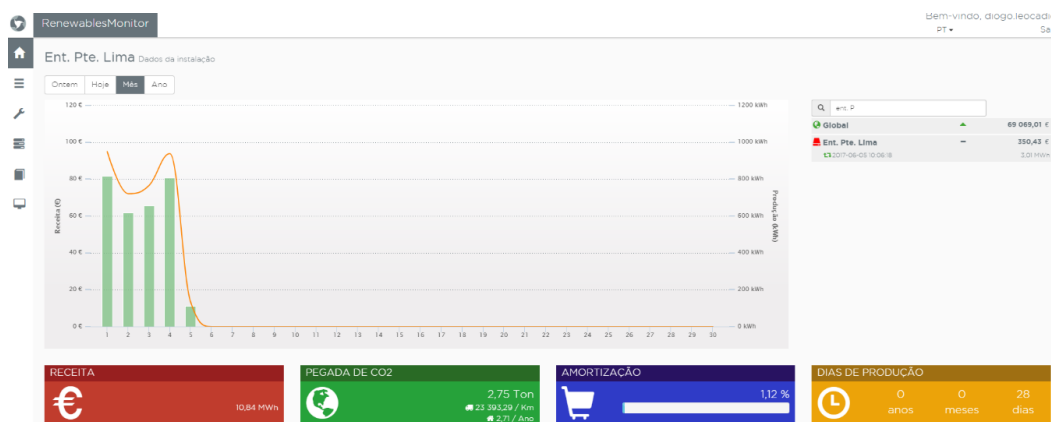


Figura 7.11: Plataforma MyGen

7.1.2. PROPOSTA PARA UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO EM BENAVENTE

O presente caso de estudo representa uma instalação do setor industrial localizada em Benavente e tem por base dados reais de consumo, fornecidos pelo requerente da proposta. Este caso de estudo ainda não foi executado estando retido na fase de análise de investimento por parte do cliente.

PERFIL ENERGÉTICO

O perfil de consumo da instalação de utilização associada à unidade de produção é baseado em dados reais de consumo e de faturação fornecidos pelo seu comercializador, a Energia Simples. Acedendo aos valores de telecontagem foi possível obter os diagramas de cargas em intervalos regulares de 15 em 15 minutos num período de amostra anual, do ano de 2015.

A instalação elétrica de consumo tem uma potência contratada de 1448 kW e regista um consumo anual de 8,46 GWh, distribuídos ao longo do ano conforme o perfil de consumo representado na figura 7.12.

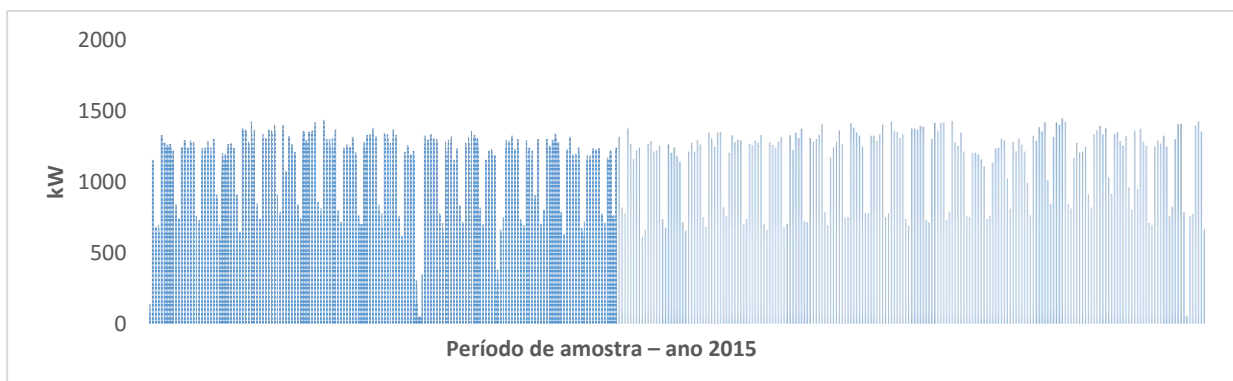


Figura 7.12: Perfil de consumo durante o ano de 2015

Analisando a figura 7.12 é possível observar que o perfil de consumo é adequado para a instalação de uma unidade para autoconsumo, uma vez que os seus consumos são contínuos durante o ano. Os consumos ao longo dos fins-de-semana diminuem para perto de metade relativamente ao consumo nos dias uteis, pelo que é necessário ter em conta, de forma a evitar ao máximo a probabilidade de excedente. Diariamente a potência varia entre 250 e 300 kW, nos dias uteis da semana, e ao fim-de-semana os valores oscilam entre 140 e 200 kW, como é possível verificar na figura seguinte que apresenta os valores de potencia médio diário da instalação em frações de 15 minutos.

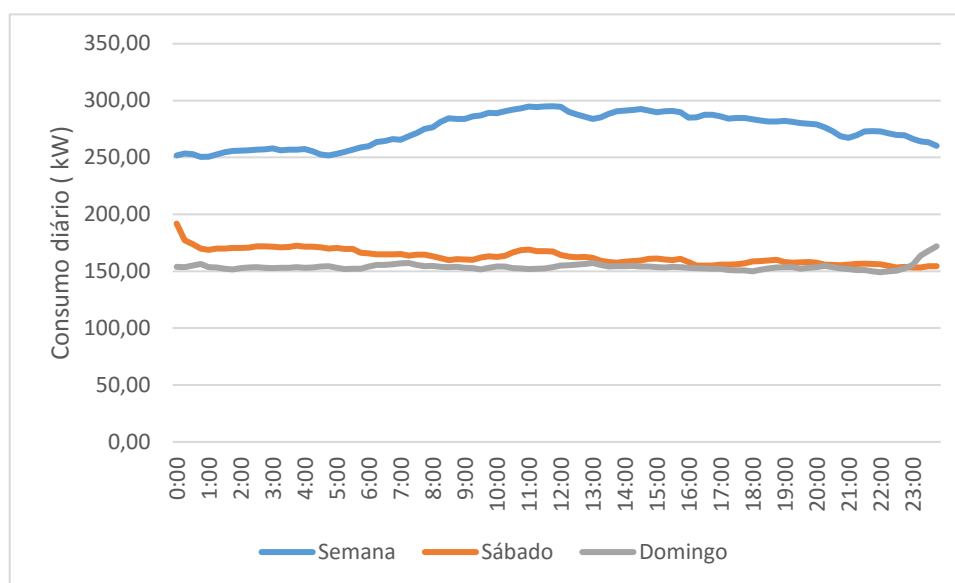


Figura 7.13: Desagregação do consumo médio diário em intervalos de 15 minutos

Relativamente à faturação da energia elétrica consumida, o cliente apresenta as seguintes tarifas.

Tabela 7 9: Tarifas de energia elétrica

	Energia Ativa (€/kWh)	Acesso às redes ³⁴	
		Período I e IV	Período II e III
Ponta	0.058787	0.0463	0.0460
Cheia	0.05359	0.0401	0.0398
Vazio Normal	0.042913	0.0221	0.0220
Super Vazio	0.035912	0.0212	0.0214

³⁴ Valores referentes ao ano de 2017

CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O presente caso de estudo refere-se as instalações demonstradas na figura 7.14 , em Benavente.



Figura 7.14: Caracterização do local

A tabela 7.10 apresenta os principais dados principais recolhidos durante a visita técnica e algumas das observações que foram obtidas por depoimento dos responsáveis técnicos da unidade fabril.

De notar que as soluções possíveis para este projeto foram alvo de análise e de estudo por parte de uma empresa perita em estruturas, de forma a garantir a segurança das pessoas e das instalações.

Tabela 7.10: Levantamento de características do local

Local	Orientação	Inclinação	Cobertura/Solo	Material	Sombreamento	Observações
1	7°	-10°S	Cobertura	Painel Sandwich	Claraboias e platibanda	-
2	7°	-10°S	Cobertura		Chillers de absorção	-
3	7°	-10°S	Cobertura	Painel Sandwich	Claraboias e platibanda	-
4	7°	15°S	Cobertura	Painel Sandwich	-	Aplicar linha de vida ³⁵
5	7	-15°S	Cobertura	Painel Sandwich	Platibanda e Chillers de absorção	-
6	0°	-10°S	Solo	-	-	SmartPark

EXPLORAÇÃO SOLAR

Apesar da orientação ótima em Benavente ser de 34°, a entidade de segurança sugeriu que tendo em contas as condições dos pavilhões e as fortes rajadas de ventos que se registam na zona, a inclinação dos painéis nos diferentes pavilhões deveriam ser a 15°, sendo que a orientação dos painéis será a Sul de acordo com a orientação das coberturas dos pavilhões. As coberturas dos pavilhões, a exceção do pavilhão 4, são orientados a nascente-poente, pelo que a estrutura terá inclinação suficiente para garantir a inclinação de 15°. Por outro lado, o pavilhão 4 que esta orientado a Norte-Sul, na cobertura orientada a norte a estrutura irá inverter a orientação a norte, garantindo a orientação a sul dos painéis instaladas na mesma.

Em relação à parte da instalação que será instalada no solo, por intermédio de estruturas de *Smart-Park*, a orientação tem em conta a orientação do parque de estacionamento, com a inclinação da estrutura.

³⁵ Linha de vida - consiste na instalação de cordas ou fitas ligadas ao cinto de segurança e a ancoragens com o objetivo de permitir que as pessoas trabalhem em altura com segurança.

DEFINIÇÃO DO SISTEMA

Tendo em conta o perfil de carga da instalação de consumo associado e tendo em conta as características da indústria, inicialmente optou-se por uma potência de ligação de 609 kW, correspondendo a 687 kWp. Porém, esta potência poderá sofrer alterações aquando da análise económica (passo que permite, para além de outros, determinar o excedente energético, variável que é fundamental evitar).

O sistema será constituído por 2545 módulos, com uma potência unitária de 270 W. Estes módulos serão integrados em *strings* interligadas em 26 inversores. Como a instalação fotovoltaica é distribuída por diversos pavilhões, é necessário ajustar as *strings* e inversores de forma a estas ficarem completas e não ter a necessidade de completar *strings* com outros pavilhões o que é torna a conceção inviável (implica o aumento da seção de cabos DC, devido à distância que é necessário percorrer).

Assim sendo, a tabela 7.11 permite verificar as configurações das *strings* dos diferentes pavilhões:

Tabela 7.11: Configurações do Sistema

Pavilhão	Inversor	Tilt/Azimuth	Quantidade	Ns	Np	kWp
1	2 INV20	15°/-10°S	176	22	8	47,5
2	1 INV 12	15°/-10°S	54	18	3	13,05
3	2 INV 25	15°/-10°S	210	21	10	56,7
4	10 INV 25	15°/15°S	1050	21	50	284
	1 INV 17	15°/15°S	72	18	4	19,44
5	5 INV 25	15°/-15°S	500	20	25	85
6	1 INV 15	6°/-10°S	63	21	3	17,01
	4 INV 25	6°/-10°S	420	21	20	113

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com uma potência nominal de 609 kW nominais, foram considerados módulos fotovoltaicos da marca comercial JINKO SOLAR do modelo 270PP-60 e inversores da marca comercial SMA com os modelos Sunny-Tripower de 25, 20, 17, 15 e 12 kW, cuja informação técnica disponibilizada pelo fabricante em condições STC está descrita no Anexo K e Anexo L.

Respeitando os limites impostos pelos inversores selecionados, bem como os intervalos definidos nas equações (6.3),(6.4) e (6.5), o sistema irá então ser constituído por 3095 módulos, com uma potência de 270 W. Estes módulos serão integrados em *strings* mediante o local de instalação como se pode verificar na tabela 7.11.

Recorrendo ao *software* PVsyst foi possível estimar a produção anual desta unidade de produção, fazendo o *match* entre os parâmetros da localidade onde vai ser inserido (Ponte de Lima) e as configurações do sistema. É possível também efetuar o calculo dos parâmetros da instalação e também o dimensionamento dos cabos das *strings* em questão. Com esta solução serão utilizados todos os locais que foram indicados, tendo sempre em conta a avaliação estrutural elaborada por uma entidade especializada.

RESULTADOS E AVALIAÇÃO ECONÓMICA

Com todos os parâmetros anteriormente definidos, inseridos no PVsyst, é possível obter a curva de produção anual, perfazendo um total de 1154016 kWh anuais.

A figura 7.15 permite observar a produção mensal durante um ano completo.

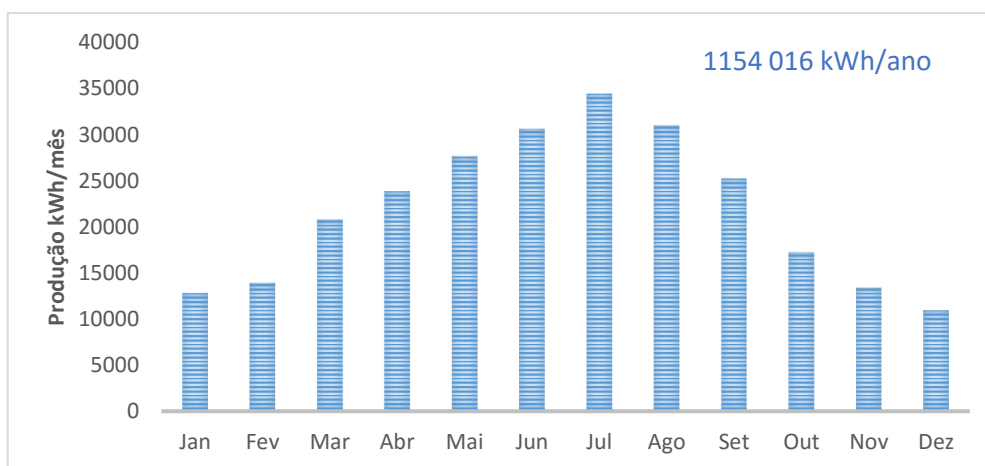


Figura 7.15: Produção anual

Para verificar a oportunidade de negócio na implantação de uma unidade para autoconsumo, é necessário aferir qual a poupança que a mesma iria gerar em termos energéticos e em termos financeiros.

Tratando-se de uma UPAC, como explicado na secção 6, a poupança passa por aferir qual o valor €/kWh evitado em cada período de faturação. Após se obter o valor unitário, é possível calcular a diferença entre o valor que o cliente paga pela energia elétrica consumida à rede, e o que pagaria no mesmo período de tempo com uma UPAC instalada.

Também é necessário aferir a energia excedente, pois esta já não é renumerada tendo em conta o tarifário do cliente, sendo que a renumeração da energia elétrica fornecida à RESP é influenciada pelo preço de mercado, deduzindo 10% para compensar custos de injeção, através da equação (5.1).

É preciso ter em conta o excedente energético, pois quanto maior o excedente, menor será a tarifa de poupança média. A energia excedente anual é expressada na Tabela 7.12, que demonstra ao instalar a UPAC com 609 kW, existiria quase 1,40 % de excedente perfazendo um valor de 16149,12 € anuais, o que se pode considerar aceitável.

Tabela 7.12: Excedente energético

	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Feriados	TOTAL	
Janeiro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	118,8	118,8	1%
Fevereiro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%
Março	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	372,5	0,0	0,0	372,5	2%
Abril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1980,5	25,8	3458,9	5.465,2	34%
Maio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,1	0,0	2500,0	2.512,1	16%
Junho	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,7	0,8	20,6	211,0	1%
Julho	284,3	662,9	0,0	0,0	1506,6	0,0	7,1	0,0	2.460,9	15%
Agosto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	247,9	348,1	0,0	596,0	4%
Setembro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%
Outubro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1016,3	0,0	0,0	1.016,3	6%
Novembro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%
Dezembro	0,0	0,0	0,0	858,7	0,0	859,8	0,0	1677,8	3.396,3	21%
TOTAL (kWh)	284,3	662,9	0,0	858,7	1.506,6	4.678,8	381,9	7.776,0	16.149,2	
TOTAL (€)	12,79 €	29,83 €	0,00 €	38,64 €	67,80 €	210,55 €	17,18 €	349,92 €	726,71 €	

1,40%

A poupança energética que se obtém anualmente relacionando os consumos da instalação de utilização com a produção da UPAC, está demonstrada no Anexo F, que demonstra a poupança anual calculando uma tarifa média de poupança e considerando um aumento de 1% nas tarifas de energia, redes e potência de horas de ponta.

Para verificar a viabilidade do projeto é necessário determinar o investimento total, sendo que neste não está englobado os valores das taxas a pagar a Direção Geral de Energia e Geologia.

Para facilidade de cálculo q foi atribuído um valor por Wp, neste caso 0,967€/kWp.

Tabela 7.13: Tabela resumo

Dados	609 kW	Notas
Produção MWh/Ano	1 154 016	Retirado do PVsyst (Ano zero)
Quantidade módulos [un]	2545	16,6% Sobredimensionamento
Potência instalada [kWp]	687,15	N.º módulos x Potência módulos (265W)
Custo instalação [€/Wp]	0,967	Rácio usado p/ comparar preço custo
Investimento [€]	659 664	€/Wp x Potência instalada
Poupança anual estimada [€]	134120	(Produção anual – Excedente) /Consumo anual
Payback simples [anos]	4,91	Investimento /Poupança ano zero



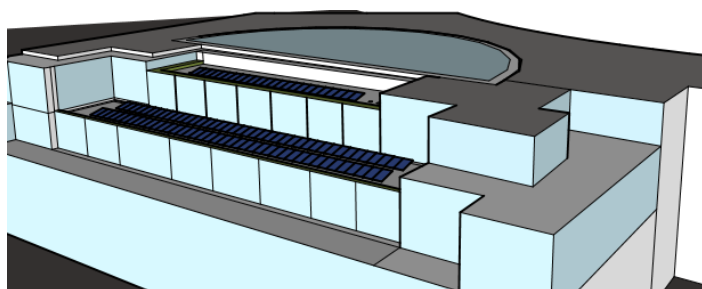
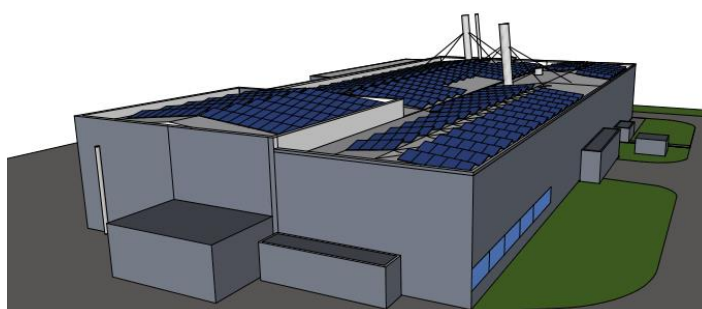
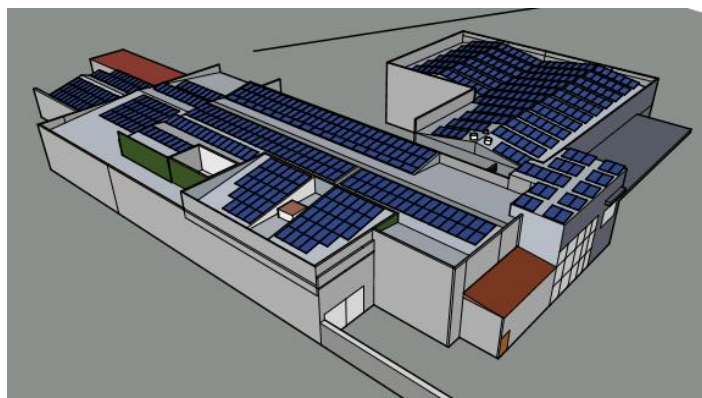
Figura 7.16: Implantação 3D da UPAC proposta para Benavente

7.1.3. OUTRAS PROPOSTA PARA UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO

Dados	139 kW
Local	Trancoso
Produção MWh/Ano	261,64
Quantidade módulos [un]	592
Potência instalada [kWp]	156,9
Custo instalação [€/Wp]	0,95 €
Investimento [€]	149 350 €
Poupança energética bruta	23,22%
Poupança energética líquida	22,90%

Dados	129 kW
Local	Famalicão
Produção MWh/Ano	222,28
Quantidade módulos [un]	550
Potência instalada [kWp]	145,8
Custo instalação [€/Wp]	0,92 €
Investimento [€]	134 090 €
Poupança energética bruta	17,66%
Poupança energética líquida	16,79%

Dados	25 kW
Local	Lisboa
Produção MWh/Ano	44,97
Quantidade módulos [un]	104
Potência instalada [kWp]	28,08
Custo instalação [€/Wp]	0,95 €
Investimento [€]	26676 €
Poupança energética bruta	20,54%
Poupança energética líquida	19,65%



7.2. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO

7.2.1. PROJETO DE UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO EM MANGUALDE

FATURAÇÃO ENERGÉTICA

De acordo com a legislação aplicável, contrariamente à análise de uma unidade de produção para autoconsumo, não é tão relevante o perfil de consumo da instalação de consumo, uma vez que a legislação em vigor dita que a potência de ligação não pode exceder a potência contratada com um limite de 250 kW e que, numa perspetiva anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de utilização.

A instalação associada a unidade de pequena produção a implementar apresenta então as seguintes características relevantes para a conceção da unidade produtora.

- Potência contratada: 116,25 kVA;
- Consumo energético anual: 429 MWh

CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

A instalação será instalada no solo numa exploração avícola localizada em Mangualde.



Figura 7.17: Localização e caracterização do local

EXPLORAÇÃO SOLAR

Em Mangualde a posição ótima para instalação é orientada a -4° , em relação ao sul, com uma inclinação de 34° . No entanto, analisando a tabela 7.14 é possível verificar que em relação à posição em que a instalação se vai encontrar não há grande alteração, uma vez que a produção média anual para ambos os casos é a mesma.

Assim sendo, por facilidade de implementação a instalação irá ser instalada no solo, com uma inclinação de 30° , em estrutura apoiada em bases de betão a Sul (0° S).

Tabela 7.14: Diferenças de produção mediante inclinação e orientação

Inclinação 30° ; Orientação 0° S			Inclinação 34° ; Orientação -4° S	
Mês	Ed (kWh) ³⁶	Em (kWh) ³⁷	Ed (kWh)	Em (kWh)
Jan	2.55	78.9	2.63	81.6
Fev	3.51	98.3	3.6	101
Mar	4.23	131	4.27	132
Abr	4.23	127	4.21	126
Mai	4.68	145	4.60	143
Jun	5.02	150	4.90	147
Jul	5.32	165	5.21	162
Ago	5.20	161	5.16	160
Set	4.65	140	4.68	141
Out	3.67	114	3.74	116
Nov	2.76	82.8	2.85	85.4
Dez	2.41	74.8	2.51	77.7
Ano	4.02	1470	4.03	1470

³⁶ Ed (kWh)- Produção média diária de uma determinada instalação

³⁷ Em (kWh) – Produção média mensal de uma determinada instalação

DEFINIÇÃO DO SISTEMA

Tendo em conta o perfil de carga da instalação de consumo associado e as características do local de instalação, inicialmente optou-se por uma potência de ligação de 115 kW, correspondendo a uma potência instalada de 134,09 kWp. Porém, esta potência poderia sofrer alterações aquando da análise económica

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com uma potência nominal de 115 kW nominais, foram considerados módulos fotovoltaicos da marca comercial MPRIME do modelo Genius Series 265 W e inversores da marca comercial SMA do modelo SunnyTriPower 25000 TL-30 e 15000 TL-10, cuja informação técnica, disponibilizada pelo fabricante está descrita no Anexo J e Anexo L.

Respeitando os limites impostos pelos inversores seleccionados, bem como os intervalos definidos nas equações (6.3), (6.4) e (6.5), o sistema irá, então, ser constituído por 506 módulos com uma potência unitária de 265 W. Estes módulos serão integrados em *strings* de 22 módulos, sendo necessários 4 inversores de 25 kW e 1 inversor de 15 kW.

Recorrendo ao *software* PVsyst é possível estimar a produção anual desta unidade de produção fazendo o *match* entre os parâmetros da localidade onde vai ser inserido (Mangualde) e as configurações do sistema. É possível, também, efetuar o cálculo dos parâmetros da instalação e, também, o dimensionamento dos cabos das *strings* em questão.

Com esta solução, a implantação será de acordo com a Figura 7.18

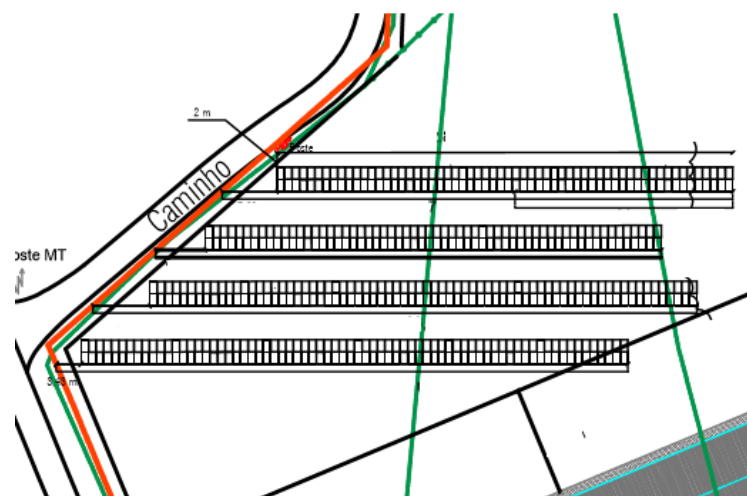


Figura 7.18: Implantação

RESULTADOS E AVALIAÇÃO ECONÓMICA

Tendo em conta a configuração e estimado através do PVsyst, a produção anual ronda os 221 768 kWh. A figura 7.19 demonstra a distribuição da produção anual nos diversos meses do ano.

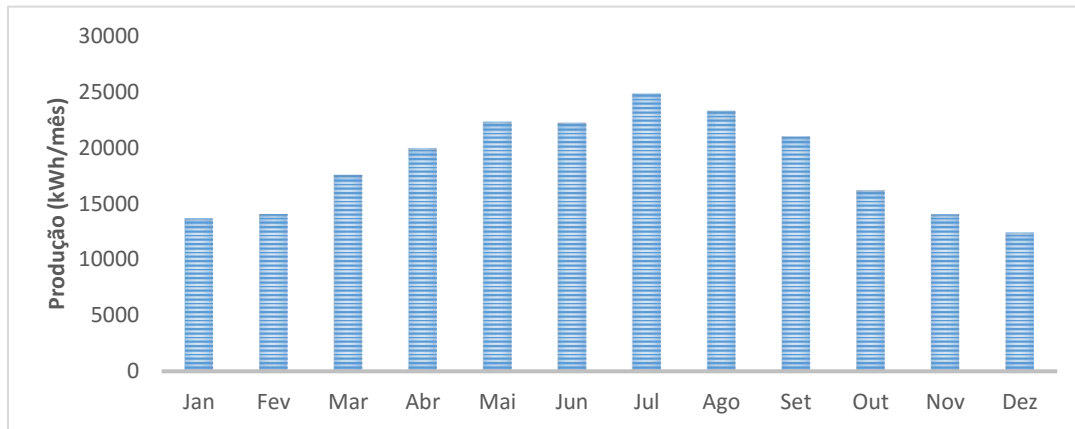


Figura 7.19: Produção anual prevista para a UPP

Sendo uma UPP, as receitas obtêm-se com a venda da energia na totalidade à RESP com base na tarifa obtida em leilão para a totalidade de produção. Não sabendo a tarifa aplicável a esta unidade de produção, a análise económica foi feita com base na tarifa atribuída no ultimo leilão, 104,9 €/MWh, para unidades de categoria II, que neste caso é obtida pela implantação de carregadores de veículos elétricos.

Tendo em conta a produção e o valor da tarifa aplicável, é possível determinar as receitas mensais, como se pode verificar na seguinte figura.

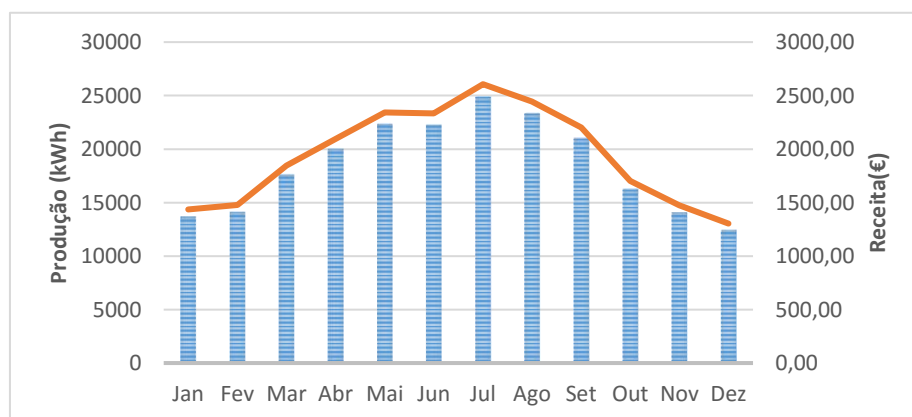


Figura 7.20: Relação Produção/Receita da UPP

Tabela 7.15: Orçamento para UPP

Descrição do Trabalho	Tipo Preço	Quant.	PVP. Total
Pot Nom.	115		
Módulo fotovoltaico policristalino			
Mprime 265	un	506	75205,61 €
Conectores Solares	strings	169	322,04 €
Inversor de ligação à rede de SMA 25 kW	N	4	11918,85 €
Inversor de ligação à rede de SMA 15 kW	N	1	2658,45 €
RS 485	Inv	5	449,88 €
Estruturas de Suporte dos Painéis	Wp	1	14907,61 €
Contadores de Energia Janz A1700 com ligação por TI's	inst.	1	536,99 €
Mão-de-Obra	Orç.	1	25601,91 €
Pés betão	Wp	170	3042,96 €
Custos operacionais	Orç.	1	1491,65 €
Outros custos	Orç	1	1193,32 €
			137925,9268

Com estes parâmetros e relacionando a potência instalada com o investimento necessário, obtém-se um valor de 1,03 € por Wp instalado.

Tabela 7.16: Tabela resumo da análise económica

Dados	115 kW	Notas
Produção MWh/Ano	222	Retirado do PVsyst (Ano zero)
Quantidade módulos [un]	506	16,6% Sobredimensionamento
Potência instalada [kWp]	134,1	N.º módulos x Potência módulos (265W)
Custo instalação [€/Wp]	1,03 €	Rácio usado p/ comparar preço custo
Investimento [€]	137 926 €	€/Wp x Potência instalada
Receita Anual [€]	22 566 €	Produção anual X Tarifa Produção (ultimo leilão)
Payback simples [anos]	6,11	Investimento /Poupança ano zero
Tarifa produção [€/kWh]	0,105 €	Receita anual / Produção anual
TIR [20 anos]	12,60%	Incluindo perda de eficiência da instalação e aumento energia 2,5%/ano

EXECUÇÃO

Tabela 7.17: Cronograma de obra

Tarefas	Nº de dias de execução																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Levantamento Técnico	█																	
Encomenda de materiais		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Montagem estrutura								█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Abertura de Vala																	█	█
	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Montagem inversores	█	█	█															
Montagem QGBT - UPP			█	█														
Montagem módulos					█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Ligação de strings													█	█	█	█	█	█
Testes e término obra																	█	█
Pedido Inspeção																		█
Ligação rede *																		█

* - Duração máxima prevista na Lei, Não depende da empresa instaladora, mas sim das entidades oficiais para o efeito, DGEG e EDP Distribuição e Serviço Universal

O dimensionamento da cablagem é realizado de acordo com a configuração do sistema fotovoltaico, tendo em consideração tratar-se de uma instalação trifásica, a 70 metros distância do PT. Os cabos necessários para o sistema fotovoltaico são os cabos de *strings* DC, que ligam os módulos fotovoltaicos em série, sendo que o paralelo das *strings* é feito no inversor, bem como o cabo do ramal AC, que liga o inversor à rede recetora. A secção transversal dos cabos de *strings* foram calculadas tendo em conta as condições que são necessárias respeitar, abordadas na secção 6.4, e os cabos AC dimensionados segundo as condições descritas nas RTIEBT, representadas nas equações (4.26), (4.27), (4.28) e (4.29) da secção 4.6.6.

Tabela 7.18: Tabela resumo cablagem

Origem	Destino	Tipo	Secção de cabo	ΔU (%)
Módulos	Inversor	DC	>6mm ²	1%
Inversor	QP1	AC	RVK 16	1%
Inversor	QP2	AC	RVK 16	1%
Inversor	QP3	AC	RVK 16	1%
Inversor	Quadro Prod	AC	RVK 16	1%
Inversor	Quadro Prod	AC	RVK 16	1%
QP1	Quadro Prod	AC	LXV 5G35	1%
QP2	Quadro Prod	AC	LXV 5G35	1%
QP3	Quadro Prod	AC	LXV 5G25	1%
Quadro Prod	Ramal	AC	2 X 3 X 150 +2 X 150	1,5%

Todos os esquemas relacionados com a instalação, como esquemas unifilares e relatório de simulação do *software*, folhas de cálculos, estão presente no Anexo G , Anexo H e Anexo I

REALIZAÇÃO E RESULTADO

A realização de uma instalação fotovoltaica, depois de adjudicado o projeto de execução, é inicia com a encomenda de materiais necessários para a instalação. Depois de a encomenda chegar ao local da instalação dá-se inicio à instalação dos equipamentos.

Devido a irregularidade do solo, inicialmente foi necessário terraplanar o mais possível de maneira que, depois de fixadas as bases de betão fosse possível montar a estrutura de apoio dos módulos, de maneira a fixar a estrutura a instalar no solo. Depois de montada e fixada, são colocados os módulos. A figura 7.21 mostra o tipo de estrutura utilizada, já com painéis incorporados.



Figura 7.21: Montagem de estrutura no solo, com apoio em maciços de betão

Procede-se então a instalação do quadro DC, dos inversores e das ligações das *strings* aos inversores próprios, de acordo com o estipulado.



Figura 7.22: Strings identificadas

O quadro elétrico de produção é dotada de um descarregador de sobretensões do tipo 2 (classe de requisitos C. No entanto, a proteção contra descargas atmosféricas no lado DC é realizado com recurso a descarregadores de sobretensão, que estão instalados no interior dos inversores. No quadro são também incorporados os equipamentos de contagem e equipamentos, que permitam a monitorização da instalação. O quadro elétrico deve ficar o mais próximo possível dos inversores.



Figura 7.23: Posicionamento do quadro de produção junto a um dos 5 inversores

Os inversores devem ser instalados num lugar seco e que garanta uma boa ventilação dos aparelhos para evitar o seu sobreaquecimento.

Depois de interligar os inversores e o quadro de produção com as respetivas proteções, a realização termina com a ligação do quadro de produção ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) e com a sinalização de todos os equipamentos de maneira a não ocorrer algum tipo de incidente. A sinalização é feita nos inversores e no quadro AC, sendo que os inversores devem ainda ser numerados para, no caso de defeito, saber qual o inversor a manobrar. (ver secção 4.6.6).

Depois de realizada a instalação garantindo que foi executada, conforme as instruções do técnico responsável pelo projeto, é pedida a inspeção da DGEG no SERUP, que o farão nos termos descritos no decreto-lei e, depois, efetua-se a ligação da unidade, sendo esta tarefa da responsabilidade da EDP distribuição.



Figura 7.24: Unidade de pequena produção em Mangualde terminada.

MONITORIZAÇÃO DE INSTALAÇÃO (MYGEN)

Depois da instalação estar concluída e ligada à rede, o cliente pode acompanhar a sua instalação e as receitas geradas em tempo real através do sistema de monitorização *My Gen*.

De momento aguarda-se o processo de ligação à rede.

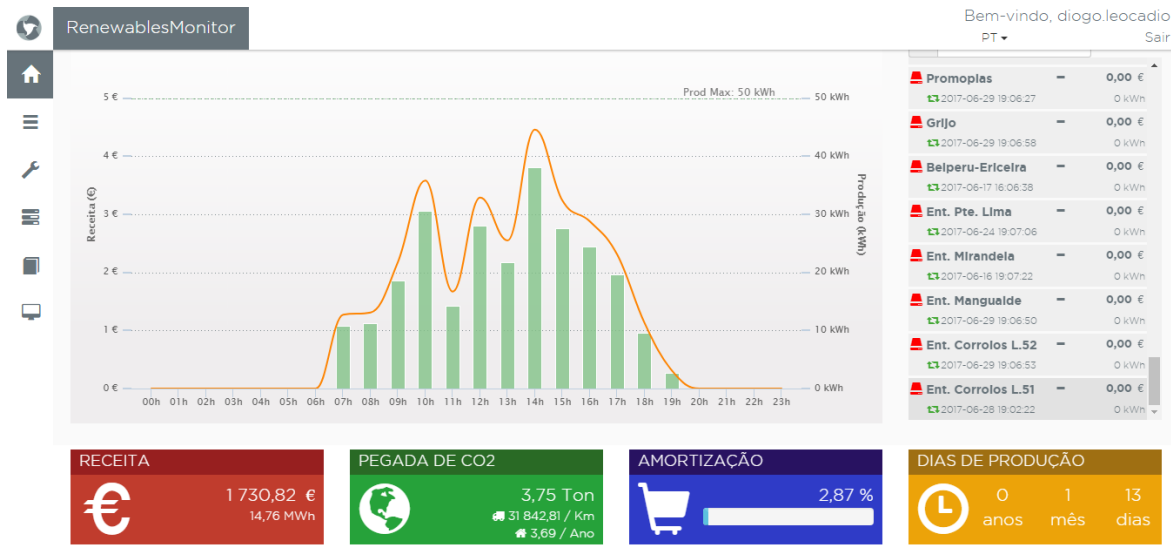


Figura 7.25: Sistema de monitorização *My Gen*

7.2.2. PROPOSTA PARA UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO NA FIGUEIRA DA FOZ

FATURAÇÃO ENERGÉTICA

De acordo com a legislação aplicável, contrariamente à análise de uma unidade de produção para autoconsumo, não é tão relevante o perfil de consumo da instalação de consumo uma vez que a legislação em vigor dita que a potência de ligação não pode exceder os 250 kW e que, numa perspetiva anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de utilização.

A instalação associada à unidade de pequena produção a implementar apresenta então as seguintes características relevantes para a conceção da unidade produtora.

- Potência contratada: 500 kVA;
- Consumo energético anual: 6978 888,0 kWh

CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

A instalação será instalada na cobertura deste pavilhão situado na zona Industrial da Figueira da Foz.

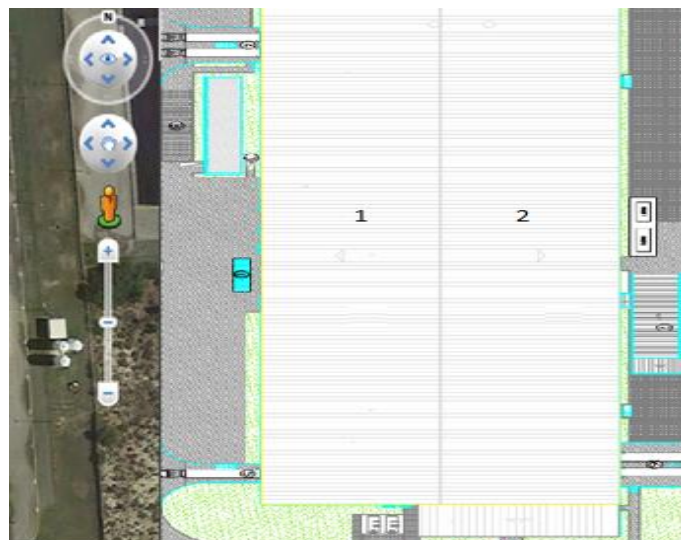


Figura 7.26: Caracterização do Local

A tabela 7.19 apresenta os dados principais recolhidos durante a visita técnica e algumas das observações que foram obtidas por depoimento dos responsáveis técnicos da unidade fabril.

A tabela seguinte apresenta os principais dados recolhidos durante a visita técnica e algumas das observações.

De notar que as soluções possíveis para este projeto foram alvo de análise e de estudo por parte de uma empresa perita em estruturas de forma a garantir a segurança de pessoas e instalações.

Tabela 7.19: Características do local de instalação

Cobertura	Inclinação	Orientação	Área aproximada (C x L)	Observações
1	6°	0°S	150 x 25	Platibanda
2	6°	0°S	150 x 25	Platibanda

EXPLORAÇÃO SOLAR

De acordo com dados retirados do PVGIS, facilmente se compara os valores de produção mensais e diários para a mesma potência e evidencia-se que não existe uma diferença significativa, pelo que se optou por uma estrutura de 30°.

Tabela 7.20: Posição a implementar e posição ótima do local

Inclinação 30°; Azimute 0°S			Inclinação 34°; Azimute -1°S	
Mês	Ed (kWh)	Em (kWh)	Ed (kWh)	Em (kWh)
Jan	2.67	82.6	2.78	86.3
Fev	3.55	99.3	3.66	102
Mar	4.36	135	4.41	137
Abr	4.54	136	4.5	135
Mai	4.81	149	4.71	146
Jun	4.96	149	4.81	144
Jul	5.11	158	4.97	154
Ago	5.00	155	4.94	153
Set	4.64	139	4.67	140
Out	3.70	115	3.79	117
Nov	2.93	87.8	3.05	91.4
Dez	2.46	76.3	2.58	80
Ano	4.06	124	4.07	124

DEFINIÇÃO DO SISTEMA

Tendo em conta o perfil de faturação do requerente, a instalação terá uma potência instalada de 297,84 kWp, tendo uma potência de ligação de 250 kW, máximo permitido pela legislação atual. É composto por 1168 módulos, agrupados em 16 inversores de 15000 W e 1 inversor de 10 kW. Para o seu dimensionamento, foram considerados módulos de 255 W, da marca comercial Lightway, e os inversores de 15 e 10 kW, da marca comercial Danfoss, cuja informação técnica está disponibilizada nos Anexo M e Anexo N.

Respeitando os limites impostos pelos inversores selecionados, bem como os intervalos definidos nas equações (6.3), (6.4) e (6.5), o sistema irá ser constituído por 1168 módulos, com uma potência de 255 W. 1120 módulos serão integrados em 16 inversores de 15 kW em 80 *strings* de 14, e os restantes módulos (48 módulos) integrados em 1 inversor de 10 kW, dispostos em 3 *strings* de 16 módulos, para os quais são necessários 4 inversores de 25 kW de potência nominal.

Recorrendo ao *software* PVsyst é possível estimar a produção anual desta unidade de produção fazendo o *match* entre os parâmetros da localização onde vai ser instalado (Figueira da Foz) e as configurações do sistema. É possível também efetuar o calculo dos parâmetros da instalação e, também, o dimensionamento dos cabos das *strings* em questão.

RESULTADOS

Tendo em conta a configuração e estimado através do PVsyst, a produção anual ronda os 422541 kWh. A figura 7.27 demonstra a distribuição da produção anual nos diversos meses do ano.

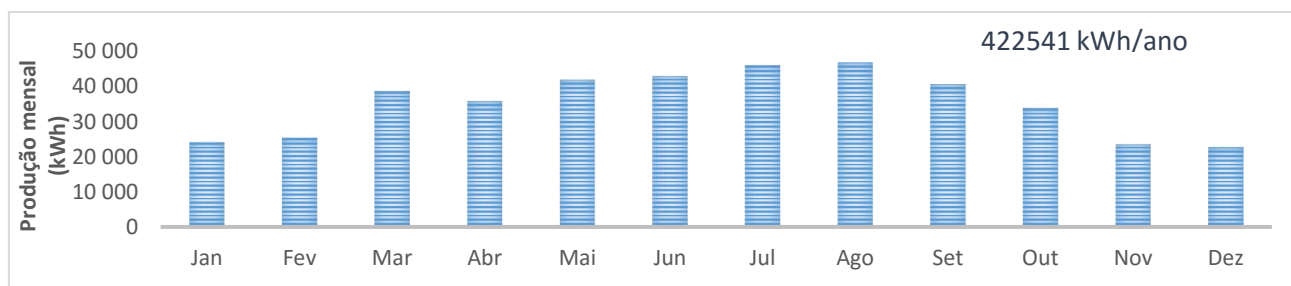


Figura 7.27: Produção anual distribuída mensalmente

Sendo uma UPP, as receitas obtêm-se com a venda da energia na totalidade à RESP com base na tarifa obtida em leilão para a totalidade de produção. Não sabendo a tarifa aplicável a esta unidade de produção, a análise económica foi feita com base na tarifa atribuída no ultimo leilão, 104,9 €/MWh. para unidades de categoria II, que neste caso é obtida pela implantação de carregadores de veículos elétricos.

Tendo em conta a produção e o valor da tarifa aplicável, é possível determinar as receitas mensais, como se pode verificar na figura 7.28.

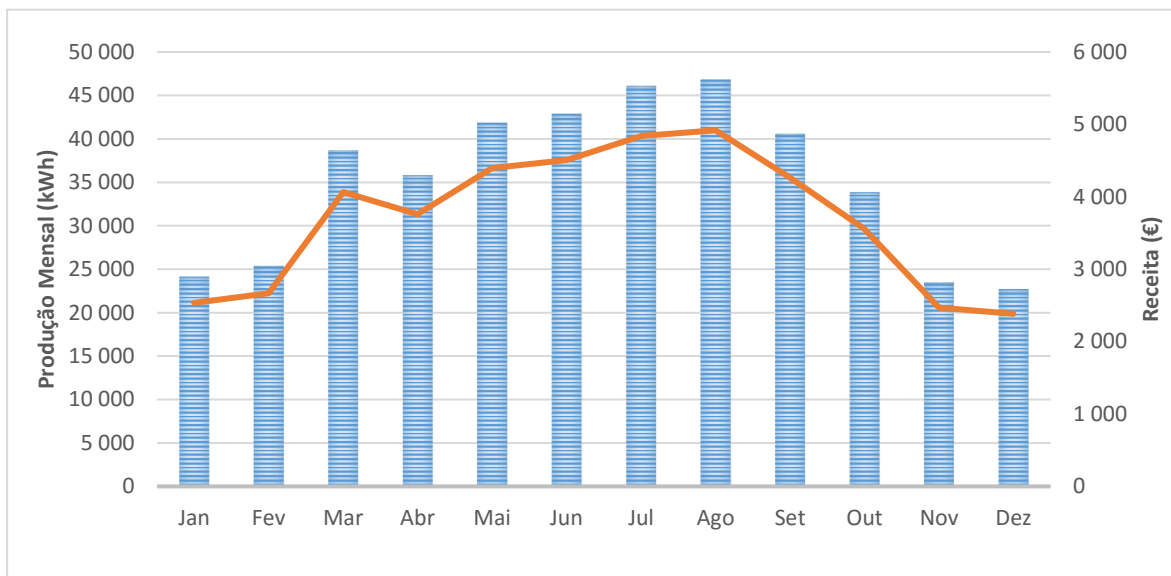


Figura 7.28: Receita anual prevista para UPP

Tabela 7.21: Tabela Resumo da Proposta UPP

Dados	225kW	Notas
Produção MWh/Ano	423	Retirado do PVsyst (Ano zero)
Quantidade módulos [un]	1168	19,2% Sobredimensionamento
Potência instalada [kWp]	298	N.º módulos x Potência módulos (265W)
Custo instalação [€/Wp]	0,90 €	Rácio usado p/ comparar preço custo
Investimento [€]	264 624 €	€/Wp x Potência instalada
Receita Anual [€]	22 566 €	Produção anual X Tarifa Produção (ultimo leilão)
Payback simples [anos]	6,05	Investimento /Poupança ano zero
Tarifa produção [€/kWh]	0,1049 €	Receita anual / Produção anual
TIR [20 anos]	12,60%	Incluindo perda de eficiência da instalação e aumento energia 2,5%/ano

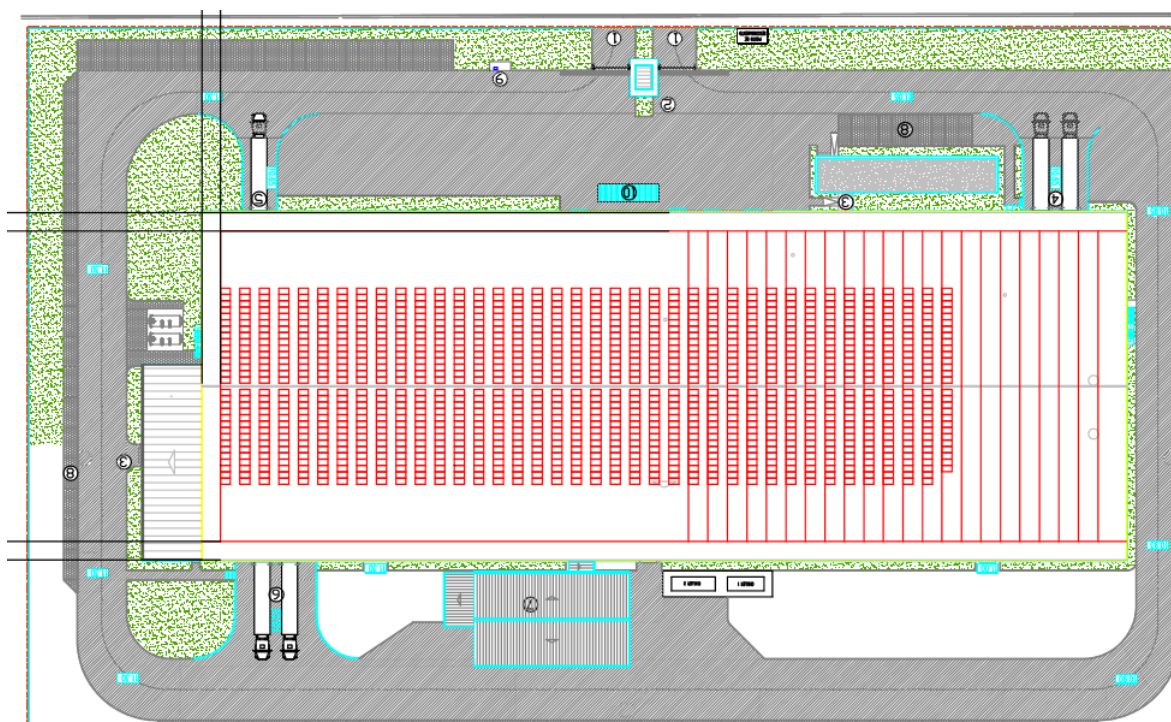


Figura 7.29: Proposta de implantação da UPP em Figueira da Foz

8. CONCLUSÕES

Têm sido assinalados inúmeros incentivos ao investimento nas diversas áreas orientadas à sustentabilidade económica, ambiental e energética. A gestão e utilização racional da energia constituem um papel fundamental no nosso dia-a-dia, num contexto em que qualquer tipo de atividade do nosso quotidiano implica o consumo de energia.

A cimeira do clima em Paris, que decorreu no final do ano de 2015, onde participaram 196 países, originou o acordo de Paris, onde foram acordados esforços para combater as alterações climáticas, com o objetivo de delimitar o aumento da temperatura em 1,5°C.

Para tal, torna-se quase obrigatório alcançar os 0% de emissões de gases nocivos para o meio ambiente entre 2030 e 2050, originando assim uma mudança positiva no paradigma energético atual.

A tecnologia fotovoltaica, como todas as outras tecnologias, têm os seus aspetos positivos e negativos. A tecnologia fotovoltaica utiliza uma fonte energética vasta e amplamente acessível, o recurso solar, que permite a transformação da energia solar em energia elétrica sem emissões de carbono, sendo que esta não compromete a mudança climática verificada nos últimos anos. As instalações fotovoltaicas apresentam baixos custos operacionais e podem ser incorporados facilmente em estruturas em edifícios novos ou já existentes e são de rápida implantação, porém exigido um esforço financeiro considerável na sua implantação.

Esta dissertação foca uma das alternativas aos combustíveis fósseis, que têm evoluído exponencialmente ao longo dos anos, a energia solar fotovoltaica.

Foram analisadas e apresentados vários estudos nas duas modalidades abrangidas pelo decreto-lei nº153 de 2014, unidades de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção.

As unidades de produção para autoconsumo, foram dimensionadas para, além de satisfazer as necessidades do cliente, ter um período de recuperação de capital curto, tendo em conta a durabilidade de uma instalação desta natureza.

Ambas as projeções otimizadas das unidades de produção para autoconsumo, sem armazenamento de energia, se verificaram ser economicamente viáveis; não sendo, no entanto, diretamente comparáveis entre si, uma vez que se tratam de unidades de produção de diferentes potências, investimentos e perfis energéticos.

Assim, é importante referir que os critérios de seleção do projeto de uma unidade de produção para autoconsumo não se tratam meramente de fatores económicos, sendo fundamental avaliar as implicações em termos energéticos e técnicos. Assim sendo, cabe à figura do produtor-consumidor a tomada da decisão, tendo em consideração todas as implicações que o projeto acarreta.

No primeiro caso, em Ponte de Lima, a implantação da UPAC, permitiu uma redução de 34% na energia consumida da rede, com a qual o produtor-consumidor irá recuperar o seu investimento em menos de 5 anos e meio. O dimensionamento elaborado pretendia também evitar o máximo possível o excedente energético, pois o facto de ter muito excedente prejudica a recuperação do investimento.

Já no segundo caso, ainda em processo de decisão, a produção da unidade de produção, caso implementada, irá permitir uma redução de 25% na energia consumida da rede, com um período de retorno investimento de 5 anos.

Nos casos apresentados de unidades de pequena produção, as receitas passam pela venda da totalidade da energia à RESP a uma tarifa fixa. De notar que nos dois casos práticos apresentados os clientes queriam implementar unidades de autoconsumo; no entanto, através da análise do seu perfil de consumo, foi possível entender que o projeto seria tecnicamente e economicamente inviável, pois estes assumiam consumos sazonais, o que a tornava inviável.

Assim, o projeto já executado e em funcionamento em Mangualde e com a sua tarifa de venda fixada em 0,1049 €/kWh, as suas receitas irão permitir recuperar o capital investido ao final de 6 anos. Também a proposta elaborada para a unidade da Figueira da Foz,

utilizando como referência a tarifa fixada no último leilão, permitirá recuperar o capital investido ao final de 6 anos.

Analisando os casos práticos apresentados, chega-se à conclusão que todas as instalações aqui apresentadas, apesar de diferentes em termos de modalidade, potências, exposição solar e local de instalação, são economicamente viáveis, tendo em conta que o período de recuperação de capital estimado é menor que o tempo de vida útil de projeto, que ronda os 20/25 anos em funcionamento.

Com o sistema de monitorização *MyGen* é possível acompanhar e verificar o funcionamento da instalação em tempo real, as receitas geradas, a amortização do capital investido e as emissões de dióxido de carbono evitadas de maneira a observar os benefícios diários, mensais e anuais que a instalação promove, comprovando que as estimativas estão a ser cumpridas. No caso de falha, o sistema é capaz de enviar uma mensagem com o tipo de erro que pode ter originada na falha da instalação.

Finalizando, a adesão ao regime de produção fotovoltaica é relevante como auxílio na adaptação às metas de redução de combustíveis fósseis e de integração de energias renováveis como fonte de energia primária, contribuindo, desta forma, para um desenvolvimento sustentável. Reconhece-se a potencialidade da atividade de produção na consciencialização do consumidor final, enquadrando-o numa figura de produtor-consumidor, pelo que se prevê que o atual regime seja económica e energeticamente interessante e com um futuro ainda mais promissor, considerando as mudanças que se avizinham no mercado de energia. Admite-se ainda a necessidade de reestruturação dos interesses sociais e políticos, bem como o contínuo investimento na inovação tecnológica e adaptação das demais infraestruturas que potencializam o crescimento da economia verde.

Em prol de um aceleração da integração das energias renováveis no setor elétrico e, uma vez que a aposta das energias renováveis é influenciada pelo custo atual do petróleo, é imprescindível uma atitude política suportada por medidas avincadas de desincentivo ao consumo de combustíveis fósseis, como, por exemplo, taxar a carbonização.

Referências Documentais

- [1] Sophie Labrique & Damien Grenier, “e-Learning tools for Electrical Engineering.” [Online]. Available: <http://e-lee.ist.utl.pt/index.htm>. [Accessed: 27-Mar-2017].
- [2] DGGE, “ENERGIA em Portugal,” 2017.
- [3] A. P. do Ambiente, “full-Relatório do estado do ambiente Portugal 2016.”
- [4] “2030 Energy Strategy - European Commission.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>. [Accessed: 24-May-2017].
- [5] UE, *DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 23 de Abril de 2009*. 2009.
- [6] Ministério da Economia e Emprego, “Decreto Lei n.º 39/2013,” vol. Nº54, 2013.
- [7] Direção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis.”
- [8] “IPCC Fifth Assessment Report.” [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/>. [Accessed: 25-May-2017].
- [9] João Tavares Pinho & Marco António Galdino, *Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos*. 2014.
- [10] NASA, “Data courtesy of: NASA -Surface meteorology and Solar Energy Data Set Reference: Release 3 NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set for Renewable Energy Industry Use.”
- [11] Emmanuel Loureiro Garrido, “Tecnologia Fotovoltaica.” [Online]. Available: http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page830.htm. [Accessed: 12-Feb-2017].
- [12] A. P. Miguel, “Energia Solar Fotovoltaica,” no. 11, p. 200, 2010.
- [13] “Empresa SPES - Sociedade Portuguesa de Energia Solar.” [Online]. Available: <http://pelanatureza.pt/empresas/spes-sociedade-portuguesa-de-energia-solar/>.

[Accessed: 30-May-2017].

- [14] CRESESEB, “Centro de Referência para Energia Solar e Eólica.” [Online]. Available: http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321. [Accessed: 10-Mar-2017].
- [15] W. Shockley, “The Theory of p - n Junctions in Semiconductors and p - n Junction Transistors,” *Bell Syst. Tech. J.*, vol. 28, no. 3, pp. 435–489, Jul. 1949.
- [16] D. M. Bagnall, M. Boreland, D. M. Bagnall, and M. Boreland, *Energy policy the international journal of the political, economic, planning, environmental and social aspects of energy.*, vol. 36, no. 12. Elsevier Science, 2008.
- [17] G. Conibeer, “Third-generation photovoltaics,” *Mater. Today*, vol. 10, no. 11, pp. 42–50, Nov. 2007.
- [18] P. F. Ely, J. W. Swart, S. O. Professor, and R. E. Smalley Da Rice, “Energia solar fotovoltaica de terceira geração.”
- [19] “Photovoltaic Research | NREL.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/>. [Accessed: 15-Feb-2017].
- [20] “CDO-100 Concentrator Photovoltaic Cell Product Description Minimum Average Efficiency: 36% Operating Temperature:”
- [21] A. Bellini and S. Bifaretti, “Simplified model of a photovoltaic module,” *Appl. Electron.*, no. 3, pp. 3–7, 2009.
- [22] I. M. Syed, “Simple Mathematical Model of Photo voltaic Module for Simulation in Matlab / Simulink,” no. I, pp. 1–6, 2014.
- [23] N. Pandiarajan and R. Muthu, “Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink Mathematical Modeling of Photovoltaic Module with Simulink,” no. April 2016, pp. 3–5, 2011.
- [24] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica.”

- [25] J. Carneiro, “ELECTROMAGNETISMO B SEMICONDUCTORES – MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA 2º Ano do Mestrado Integrado em Engenharia Civil 1º Semestre (2010).”
- [26] S. Ligados and À. R. E. Sistemas, “Projecto interdisciplinar ii,” 2009.
- [27] International Electrotechnical Commission, *International Standard IEC 60364-7-712*, vol. 2002. 2002.
- [28] DGGE, *Regras Tecnicas Instalações Eletricas Baixa Tensão*. 2006.
- [29] S. SA, “Manual de Instalação,” 2014.
- [30] D. L. Marinoski, I. T. Salamoni, and R. Rütther, “Pré-Dimensionamento De Sistema Solar Fotovoltaico : Estudo De Caso Do Edifício Sede Do Crea-Sc,” *I Conferência Latino-Americana Construção Sustentável X Encontro Nac. Tecnol. Do Ambient. Construído*, p. 14, 2004.
- [31] P. Doutora and F. Resende, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos,” 2008.
- [32] M. das O. P. e Comunicações, “Lei 2002/44,” *Diário da República - I Série*, vol. Numero 285, 1944.
- [33] Ministério da Indústria e da Energia, “Decreto-Lei n.º 189/88,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 123, 1988.
- [34] Ministério da Economia, “Decreto de Lei n.º 186/95,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 172, pp. 4811–4817, 1995.
- [35] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 313/95,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 272, 1995.
- [36] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 168/99,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 115, pp. 2619–2628, 1999.
- [37] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 312/2001,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 284, pp. 8016–8024, 2001.

- [38] Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, “Decreto-Lei n.º 339-C/2001,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 300-, no. 2, pp. 2–3, 2001.
- [39] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 68/2002,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 71, pp. 2837–2839, 2002.
- [40] M. das A. E. e Do Trabalho, “Decreto-Lei n.º 33-A/2005,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 33, no. 2, pp. 2003–2005, 2005.
- [41] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 29/2006,” *Diário da República - I Série-A*, vol. N.º 33, no. 4, pp. 1189–1203, 2006.
- [42] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 225/2007,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 105, pp. 3630–3638, 2007.
- [43] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 363/2007,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 211, pp. 7978–7984, 2007.
- [44] M. Das Finanças, “Lei n.º 67-A/2007,” *Diário da República - I Série*, vol. 31/12, pp. 1–81, 2008.
- [45] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei n.º 118-A/2010,” *Diário da República - I Série*, vol. 207, no. 207, p. 4834(2)-4834(16), 2010.
- [46] D. I. e D. D. Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 132-A/2010,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 245, no. 2, pp. 2–4, 2011.
- [47] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei n.º 34/2011,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 47, pp. 1316–1325, 2011.
- [48] Ministério Da Economia E Do Emprego, “Decreto-Lei n.º 25/2013,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 35, 2013.
- [49] O. D. T. E. E. Ministério Do Ambiente, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 202, pp. 5298–5311, 2014.
- [50] A. P. de E. do S. F. Empresas, “Regime Jurídico Autoconsumo,” 2015.

[51] Ministério da Economia, “Portaria n.º 20/2017,” *Diário da República - I Série*, vol. Lisboa, no. N.º 8, p. 2017, 2017.

ANEXOS

Anexo A. Relatório PVSyst UPAC

PVSYST V6.39		09/06/17	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Entrepasto da Gemieira		
Geographical Site	Gemieira	Country	Portugal
Situation	Latitude	41.8°N	Longitude 8.5°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude 101 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Gemieira	Synthetic - Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100%	
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	09/06/17 10h04	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 10°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	G Series Genius 265
Custom parameters definition	Manufacturer	Mprime	
Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel 20 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	440	Unit Nom. Power 265 Wp
Array global power	Nominal (STC)	117 kWp	At operating cond. 104 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	599 V	I mpp 173 A
Total area	Module area	716 m²	Cell area 643 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power 25.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 100 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	58 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PVsynt Licensed to Smartwall Energy Services, S.A. (Portugal)

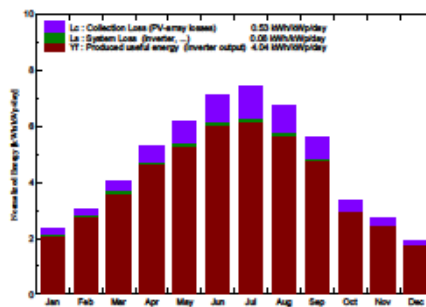
Grid-Connected System: Main results

Project : Entrepoto da Gemieira
Simulation variant : New simulation variant

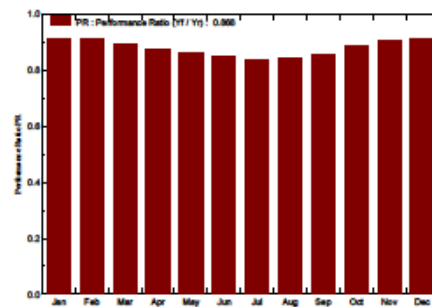
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 10°
PV modules	Model	G Series Genius 285	Pnom 285 Wp
PV Array	Nb. of modules	440	Pnom total 117 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	171939488 W/year	Specific prod. 1475 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	86.8 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 117 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	57.3	9.40	72.0	68.3	7817	7660	15.17	14.87
February	73.9	10.29	85.6	81.8	9294	9116	15.17	14.88
March	113.8	12.37	125.9	121.2	13373	13113	14.84	14.55
April	151.1	13.10	159.6	154.1	16655	16325	14.58	14.29
May	186.7	15.70	190.6	184.3	19556	19170	14.33	14.05
June	212.3	18.66	214.5	207.9	21622	21184	14.08	13.80
July	226.2	19.62	229.8	222.8	22900	22437	13.92	13.64
August	199.4	20.22	209.2	202.4	20988	20575	14.01	13.74
September	152.6	18.55	167.7	162.1	17086	16754	14.23	13.96
October	90.0	15.98	103.1	98.8	10857	10645	14.71	14.43
November	65.5	11.82	81.5	77.4	8754	8585	15.01	14.72
December	47.5	9.86	59.9	56.7	6511	6376	15.20	14.88
Year	1576.3	14.66	1699.3	1637.8	175412	171939	14.42	14.14

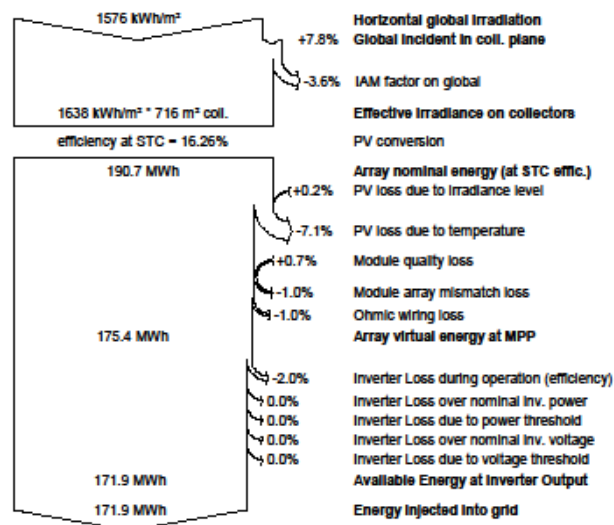
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effc. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effc.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Entrepoto da Gemeira
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth	10°
PV modules	Model	G Series Genius 285	Pnom	285 Wp
PV Array	Nb. of modules	440	Pnom total	117 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	Pnom total	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Anexo B. Cálculo AC UPAC

Folha de resultados

Dimensionamento

Alimentação: Trifásica

Corrente de Serviço (I_B) = 144,34 A $\cos \varphi = 1$

Tipo de Instalação: Entreposto Ponte de Lima

Material condutor: Alumínio

Secção Fase: 70 mm² $I_Z = 187$ A

Secção Neutro: 35 mm² $L = 25$ m (comprimento)

Canalização Eléctrica

Seleção da canalização: Cabos multicondutores

Situação: Caleiras

Modo de instalação: Caminho de cabos, escadas e consolas

Isolamento dos condutores: XLPE/EPR

Designação:

Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados

Metodo de referência: E, F

Quadro: Q 52-C11 (Cobre)
Q 52-C12 (Alumínio)

Factores de correcção (K)

Temperatura Ambiente : 30°C $K = 1$

Agrupamento cabos/conduas

Quadro 52-E1 $K = 1$

Quadro 52-E2 $K = 1$

Quadro 52-E3 $K = 1$

Quadro 52-E4 $K = 1$

Quadro 52-E5 $K = 1$

Resistividade térmica do solo

Quadro 52-E6 $K = 1$

$K_e = 1$

I_Z corrigido

$I_Z = 187$ A

Queda de Tensão

$\Delta U = 1,86$ V 0,8%

Dimensionamento da Protecção

Protecção: Disjuntor $I_n = 160$ A $I_Z = 216$ A

I_B I_n I_Z
144,34 A ≤ 160 A ≤ 187 A

I_Z $1,45 \times I_Z$
216 A ≤ 271,2 A

Informação:

Condições satisfeitas

Curto circuito e Fadiga Térmica

Natureza do isolamento dos condutores de protecção ou bainha exterior de cabos XLPE/EPR

$K = 116$

Corrente curto-circuito

$I_{CC} = 7155,56$ A

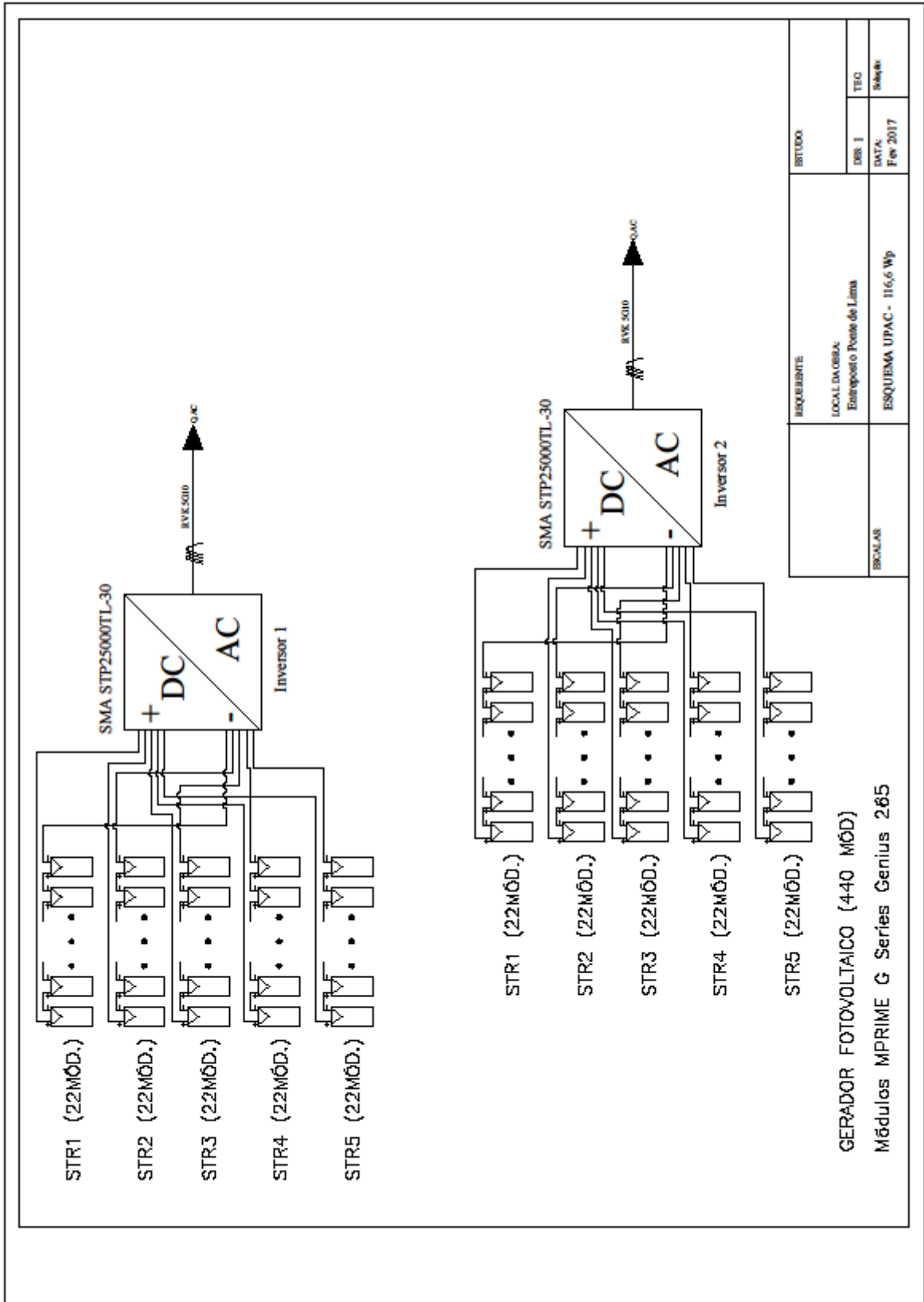
Fadiga Térmica

$I_{CC t=5s} = 1815,7$ A

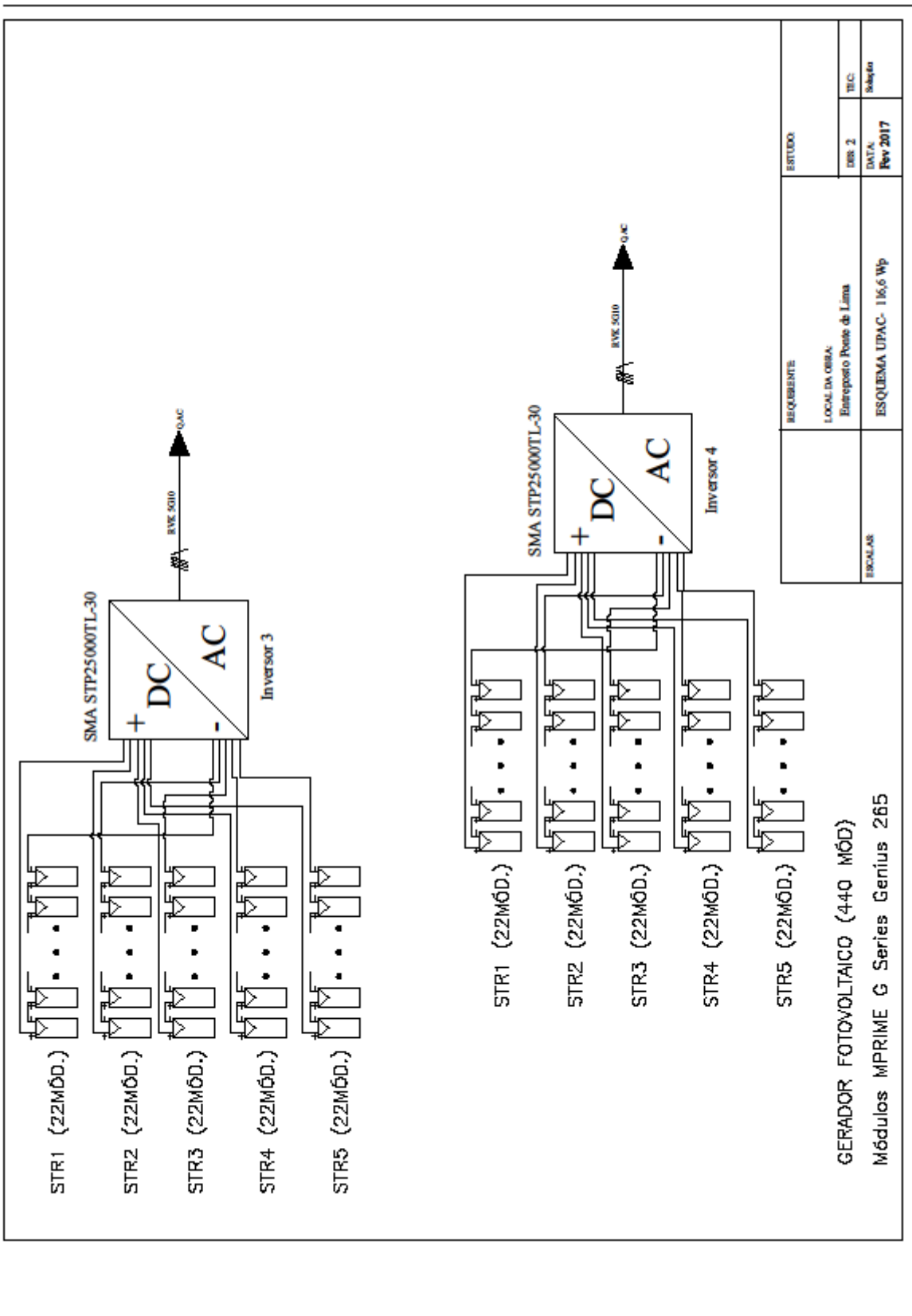
Curto-circuito:

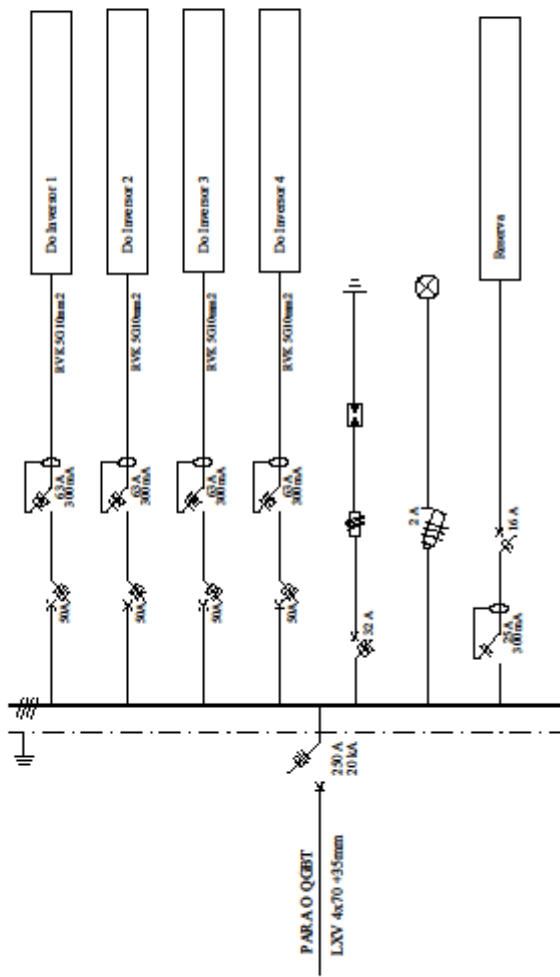
Fase-Neutro

Anexo C. Esquemas unifilares UPAC



REQUERENTE	ERTUDDO
LOCAL DA OBRA	ERR 1
Estação o Poste de Lima	TEC
ESQUEMA UPAC - 116,6 Wp	DATA
	Feb 2017
ESCALAS	Scale

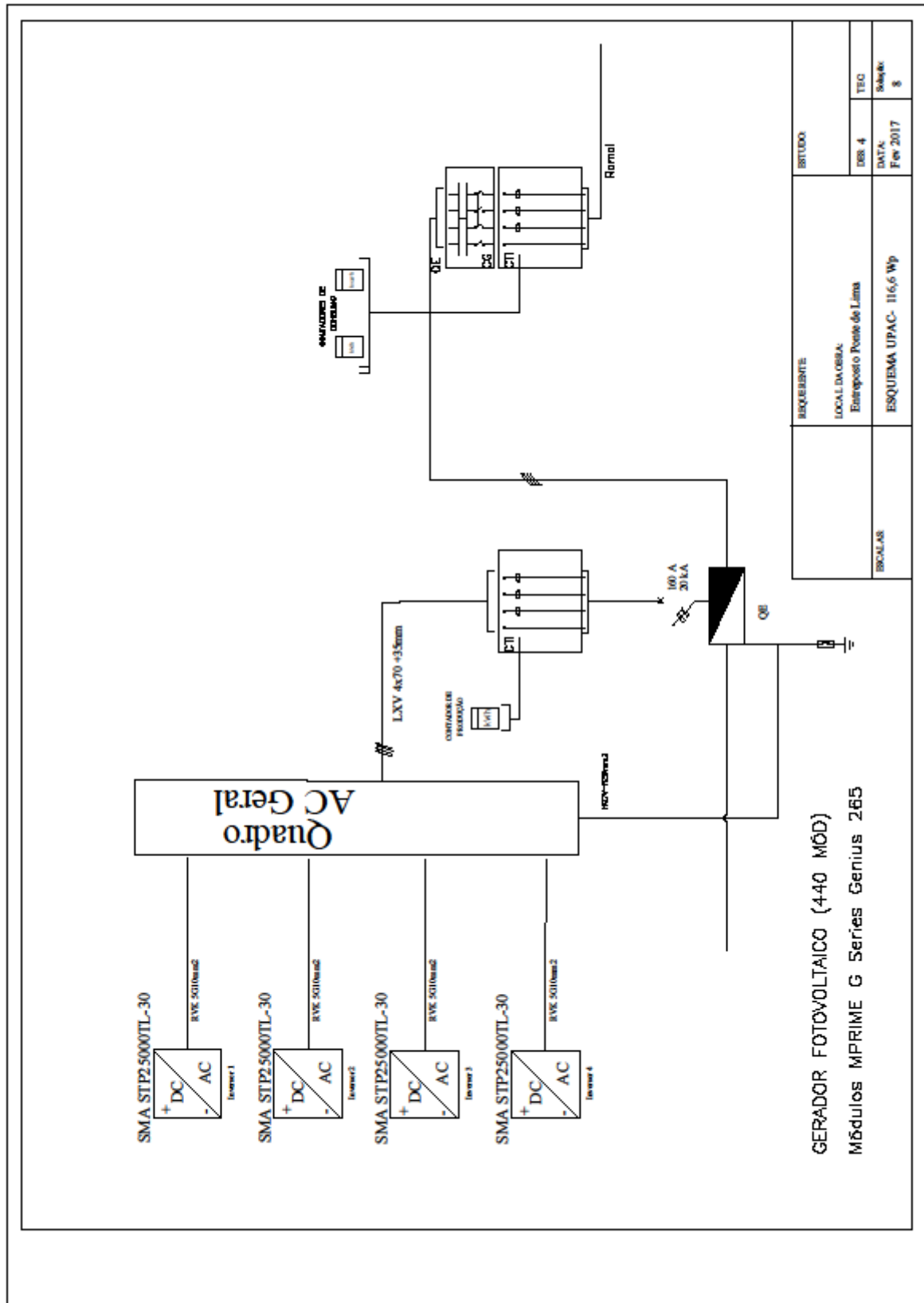




Quadro AC Geral

GERADOR FOTOVOLTAICO (440 MÓD)
Módulos MPRIME G Series Genius 265

REQUERENTE	ARTIGO	
	DBR 3	TEC
LOCAL DA OBRA Estação o Poste de Lima	DATA Fev 2017	
ESQUEMA UPAC - 116.6 Wp	ESCALA	Sheet 8



GERADOR FOTOVOLTAICO (440 MÓD)
Módulos MPRIME G Series Genius 265

REQUERENTE	BRUNO
LOCAL DA OBRA	Estação de Poste de Lina
ESQUEMA UPAC	116,6 Wp
BRUNO	
SER. 4	TEC
DATA:	Fev 2017
	8

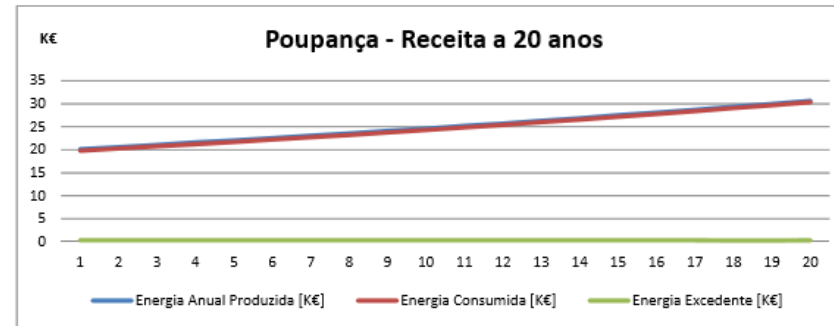
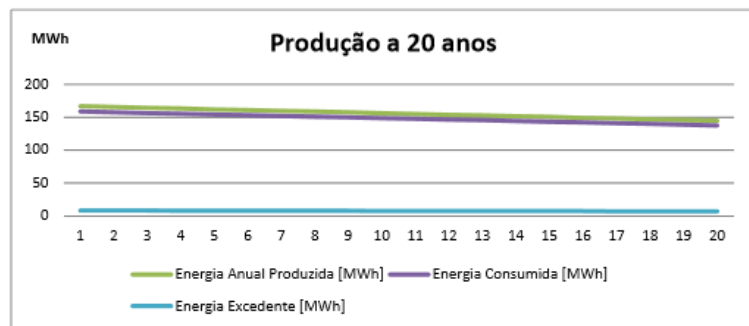
Anexo D. Avaliação económica UPAC

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal

Horário	INVERNO [27 Out - 29 Mar]																				
	Segunda a Sexta						Sábado				Domingo										
	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo
00.00-00.30		5 113	351 €	0	0 €	-5 113	- €		970	67 €	0	0 €	-970	- €		940	65 €	0	0 €	-940	- €
00.30-01.00	Vazio normal	5 152	354 €	0	0 €	-5 152	- €	Vazio normal	1 000	69 €	0	0 €	-1 000	- €	Vazio normal	997	68 €	0	0 €	-997	- €
01.00-01.30		4 800	330 €	0	0 €	-4 800	- €		970	67 €	0	0 €	-970	- €		913	63 €	0	0 €	-913	- €
01.30-02.00		5 895	405 €	0	0 €	-5 895	- €		1 205	83 €	0	0 €	-1 205	- €		1 120	77 €	0	0 €	-1 120	- €
02.00-02.30		5 249	349 €	0	0 €	-5 249	- €		1 081	72 €	0	0 €	-1 081	- €		1 007	67 €	0	0 €	-1 007	- €
02.30-03.00		4 975	331 €	0	0 €	-4 975	- €		953	63 €	0	0 €	-953	- €		952	63 €	0	0 €	-952	- €
03.00-03.30		4 677	311 €	0	0 €	-4 677	- €		977	65 €	0	0 €	-977	- €		942	63 €	0	0 €	-942	- €
03.30-04.00	Super vazio	4 810	320 €	0	0 €	-4 810	- €	Super vazio	937	62 €	0	0 €	-937	- €	Super vazio	902	60 €	0	0 €	-902	- €
04.00-04.30		4 838	322 €	0	0 €	-4 838	- €		954	63 €	0	0 €	-954	- €		857	57 €	0	0 €	-857	- €
04.30-05.00		5 480	364 €	0	0 €	-5 480	- €		1 205	80 €	0	0 €	-1 205	- €		1 045	69 €	0	0 €	-1 045	- €
05.00-05.30		5 811	386 €	0	0 €	-5 811	- €		1 190	79 €	0	0 €	-1 190	- €		958	64 €	0	0 €	-958	- €
05.30-06.00		5 609	373 €	0	0 €	-5 609	- €		1 178	78 €	0	0 €	-1 178	- €		889	59 €	0	0 €	-889	- €
06.00-06.30	Vazio normal	5 150	354 €	0	0 €	-5 150	- €	Vazio normal	1 052	72 €	0	0 €	-1 052	- €	Vazio normal	914	63 €	0	0 €	-914	- €
06.30-07.00		5 398	371 €	0	0 €	-5 398	- €		1 103	76 €	0	0 €	-1 103	- €		891	61 €	0	0 €	-891	- €
07.00-07.30		4 762	480 €	248	25 €	-4 514	25 €		955	66 €	50	3 €	-906	3 €		877	60 €	50	3 €	-828	3 €
07.30-08.00		6 032	608 €	248	25 €	-5 784	25 €		1 202	83 €	50	3 €	-1 152	3 €		1 074	74 €	50	3 €	-1 024	3 €
08.00-08.30	Chelias	5 445	549 €	555	56 €	-4 890	56 €	Chelias	1 086	75 €	111	8 €	-975	8 €	Chelias	959	66 €	111	8 €	-848	8 €
08.30-09.00		5 027	507 €	555	56 €	-4 472	56 €		1 046	72 €	111	8 €	-935	8 €		953	65 €	111	8 €	-842	8 €
09.00-09.30		4 910	495 €	1 439	145 €	-3 471	145 €		971	67 €	288	20 €	-683	20 €		856	59 €	288	20 €	-568	20 €
09.30-10.00		5 027	1 073 €	1 439	307 €	-3 588	307 €		988	100 €	288	29 €	-700	29 €		939	64 €	288	20 €	-652	20 €
10.00-10.30		4 919	1 050 €	1 941	414 €	-2 977	414 €		992	100 €	388	39 €	-604	39 €		877	60 €	388	27 €	-489	27 €
10.30-11.00	Ponta	5 670	1 211 €	1 941	414 €	-3 729	414 €	Chelias	1 092	110 €	388	39 €	-704	39 €	Chelias	1 056	73 €	388	27 €	-668	27 €
11.00-11.30		5 352	1 143 €	2 280	487 €	-3 072	487 €		1 103	111 €	456	46 €	-647	46 €		1 027	71 €	456	31 €	-571	31 €
11.30-12.00		5 387	1 150 €	2 280	487 €	-3 107	487 €		1 062	107 €	456	46 €	-606	46 €		1 001	69 €	456	31 €	-545	31 €
12.00-12.30		5 399	545 €	2 444	246 €	-2 956	246 €		1 102	111 €	489	49 €	-613	49 €		943	65 €	489	34 €	-455	34 €
12.30-13.00		5 653	570 €	2 444	246 €	-3 209	246 €		1 118	113 €	489	49 €	-630	49 €		1 057	73 €	489	34 €	-569	34 €
13.00-13.30		5 430	548 €	2 293	231 €	-3 138	231 €		1 095	75 €	459	31 €	-637	31 €		968	66 €	459	31 €	-510	31 €
13.30-14.00		6 575	663 €	2 293	231 €	-4 284	231 €		1 244	85 €	459	31 €	-785	31 €		1 157	79 €	459	31 €	-699	31 €
14.00-14.30		6 049	610 €	2 069	209 €	-3 980	209 €		1 187	82 €	414	28 €	-774	28 €		1 131	78 €	414	28 €	-718	28 €
14.30-15.00		5 730	578 €	2 069	209 €	-3 661	209 €		1 129	78 €	414	42 €	-715	42 €		1 043	72 €	414	28 €	-630	28 €
15.00-15.30	Chelias	5 629	568 €	1 384	140 €	-4 245	140 €	Vazio normal	1 088	75 €	277	19 €	-811	19 €	Vazio normal	1 030	71 €	277	19 €	-753	19 €
15.30-16.00		5 499	555 €	1 384	140 €	-4 115	140 €		1 109	76 €	277	19 €	-832	19 €		1 006	69 €	277	19 €	-729	19 €
16.00-16.30		5 241	529 €	992	100 €	-4 249	100 €		1 075	74 €	198	14 €	-877	14 €		1 088	75 €	198	14 €	-889	14 €
16.30-17.00		5 941	599 €	992	100 €	-4 950	100 €		1 225	84 €	198	14 €	-1 027	14 €		1 189	82 €	198	14 €	-990	14 €
17.00-17.30		5 595	564 €	568	57 €	-5 027	57 €		1 150	79 €	114	8 €	-1 037	8 €		1 124	77 €	114	8 €	-1 011	8 €
17.30-18.00		5 637	568 €	568	57 €	-5 069	57 €		1 029	71 €	114	8 €	-916	8 €		1 082	74 €	114	8 €	-968	8 €
18.00-18.30		5 731	578 €	25	2 €	-5 709	2 €		1 076	74 €	5	0 €	-1 071	0 €		1 052	72 €	5	0 €	-1 047	0 €
18.30-19.00		5 642	1 205 €	25	5 €	-5 617	5 €		1 015	102 €	5	0 €	-1 010	0 €		1 079	74 €	5	0 €	-1 074	0 €
19.00-19.30		5 491	1 173 €	0	0 €	-5 491	- €		965	97 €	0	0 €	-965	- €		1 010	69 €	0	0 €	-1 010	- €
19.30-20.00	Ponta	6 578	1 405 €	0	0 €	-6 578	- €	Chelias	1 210	122 €	0	0 €	-1 210	- €	Chelias	1 216	83 €	0	0 €	-1 216	- €
20.00-20.30		5 947	1 270 €	0	0 €	-5 947	- €		1 097	111 €	0	0 €	-1 097	- €		1 095	75 €	0	0 €	-1 095	- €
20.30-21.00		5 585	1 193 €	0	0 €	-5 585	- €		992	100 €	0	0 €	-992	- €		1 078	74 €	0	0 €	-1 078	- €
21.00-21.30		4 677	472 €	0	0 €	-4 677	- €		981	99 €	0	0 €	-981	- €		1 006	69 €	0	0 €	-1 006	- €
21.30-22.00		4 222	426 €	0	0 €	-4 222	- €		951	96 €	0	0 €	-951	- €		971	67 €	0	0 €	-971	- €
22.00-22.30	Chelias	3 930	396 €	0	0 €	-3 930	- €	Vazio normal	928	64 €	0	0 €	-928	- €	Vazio normal	982	67 €	0	0 €	-982	- €
22.30-23.00		5 210	525 €	0	0 €	-5 210	- €		1 022	70 €	0	0 €	-1 022	- €		1 069	73 €	0	0 €	-1 069	- €
23.00-23.30		4 995	504 €	0	0 €	-4 995	- €		1 003	69 €	0	0 €	-1 003	- €		1 048	72 €	0	0 €	-1 048	- €
23.30-00.00		5 217	526 €	0	0 €	-5 217	- €		985	68 €	0	0 €	-985	- €		957	66 €	0	0 €	-957	- €
TOTAL		257 096	29 755 €	32 474	4 391 €	-224 621	4 391 €		51 050	3 999 €	6 495	554 €	-44 555	554 €		48 329	3 302 €	6 495	446 €	-41 835	446 €

Horário	VERÃO [30 Mar - 26 Out]																			
	Segunda a Sexta						Sábado					Domingo								
	Período	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Período	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Período	Consumo		Produção		Balanco
00.00-00.30		7 169	492 €	0	0 €	-7 169	- €	1 360	93 €	0	0 €	-1 360	- €	1 318	90 €	0	0 €	-1 318	- €	
00.30-01.00	Vazio normal	7 224	496 €	0	0 €	-7 224	- €	1 402	96 €	0	0 €	-1 402	- €	1 398	96 €	0	0 €	-1 398	- €	
01.00-01.30	Vazio normal	5 730	462 €	0	0 €	-6 730	- €	1 360	93 €	0	0 €	-1 360	- €	1 280	88 €	0	0 €	-1 280	- €	
01.30-02.00		8 267	568 €	0	0 €	-8 267	- €	1 689	116 €	0	0 €	-1 689	- €	1 571	108 €	0	0 €	-1 571	- €	
02.00-02.30		7 360	489 €	0	0 €	-7 360	- €	1 515	101 €	0	0 €	-1 515	- €	1 412	94 €	0	0 €	-1 412	- €	
02.30-03.00		6 975	464 €	0	0 €	-6 975	- €	1 337	89 €	0	0 €	-1 337	- €	1 334	89 €	0	0 €	-1 334	- €	
03.00-03.30		6 558	436 €	0	0 €	-6 558	- €	1 370	91 €	0	0 €	-1 370	- €	1 320	88 €	0	0 €	-1 320	- €	
03.30-04.00	Super vazio	6 744	448 €	0	0 €	-6 744	- €	1 313	87 €	0	0 €	-1 313	- €	1 264	84 €	0	0 €	-1 264	- €	
04.00-04.30	Super vazio	6 784	451 €	0	0 €	-6 784	- €	1 337	89 €	0	0 €	-1 337	- €	1 202	80 €	0	0 €	-1 202	- €	
04.30-05.00		7 684	511 €	0	0 €	-7 684	- €	1 690	112 €	0	0 €	-1 690	- €	1 465	97 €	0	0 €	-1 465	- €	
05.00-05.30		8 148	542 €	0	0 €	-8 148	- €	1 669	111 €	0	0 €	-1 669	- €	1 343	89 €	0	0 €	-1 343	- €	
05.30-06.00		7 864	523 €	0	0 €	-7 864	- €	1 652	110 €	0	0 €	-1 652	- €	1 247	83 €	0	0 €	-1 247	- €	
06.00-06.30	Vazio normal	7 221	496 €	0	0 €	-7 221	- €	1 475	101 €	0	0 €	-1 475	- €	1 282	88 €	0	0 €	-1 282	- €	
06.30-07.00	Vazio normal	7 568	520 €	0	0 €	-7 568	- €	1 546	106 €	0	0 €	-1 546	- €	1 249	86 €	0	0 €	-1 249	- €	
07.00-07.30		6 677	673 €	718	72 €	-5 959	72 €	1 340	92 €	144	10 €	-1 197	10 €	1 230	84 €	144	10 €	-1 087	10 €	
07.30-08.00		8 458	853 €	718	72 €	-7 740	72 €	1 685	116 €	144	10 €	-1 542	10 €	1 506	103 €	144	10 €	-1 362	10 €	
08.00-08.30	Chelias	7 635	770 €	1 803	182 €	-5 832	182 €	1 523	105 €	361	25 €	-1 162	25 €	1 345	92 €	361	25 €	-985	25 €	
08.30-09.00	Chelias	7 049	711 €	1 803	182 €	-5 246	182 €	1 467	101 €	361	25 €	-1 106	25 €	1 337	92 €	361	25 €	-976	25 €	
09.00-09.30		6 884	694 €	3 598	363 €	-3 286	363 €	1 361	137 €	720	73 €	-642	73 €	1 200	82 €	720	49 €	-481	49 €	
09.30-10.00		7 049	1 505 €	3 598	768 €	-3 451	768 €	1 386	140 €	720	73 €	-666	73 €	1 317	90 €	720	49 €	-598	49 €	
10.00-10.30		6 897	1 473 €	5 020	1 072 €	-1 877	1 072 €	1 391	140 €	1 004	101 €	-387	101 €	1 230	84 €	1 004	69 €	-226	69 €	
10.30-11.00	Ponta	7 950	1 698 €	5 020	1 072 €	-2 931	1 072 €	1 531	154 €	1 004	101 €	-527	101 €	1 481	102 €	1 004	69 €	-477	69 €	
11.00-11.30	Ponta	7 505	1 603 €	5 542	1 183 €	-1 963	1 183 €	1 547	156 €	1 108	112 €	-438	112 €	1 440	99 €	1 108	76 €	-332	76 €	
11.30-12.00	Ponta	7 554	1 613 €	5 542	1 183 €	-2 012	1 183 €	1 490	150 €	1 108	112 €	-381	112 €	1 403	96 €	1 108	76 €	-295	76 €	
12.00-12.30		7 570	1 617 €	5 993	1 280 €	-1 577	1 280 €	1 545	156 €	1 199	121 €	-346	121 €	1 323	91 €	1 199	82 €	-124	82 €	
12.30-13.00		7 926	799 €	5 993	604 €	-1 933	604 €	1 568	158 €	1 199	121 €	-369	121 €	1 483	102 €	1 199	82 €	-284	82 €	
13.00-13.30		7 614	768 €	5 726	577 €	-1 889	577 €	1 536	155 €	1 145	115 €	-391	115 €	1 358	93 €	1 145	79 €	-213	79 €	
13.30-14.00		9 221	930 €	5 726	577 €	-3 495	577 €	1 745	176 €	1 145	115 €	-599	115 €	1 623	111 €	1 145	79 €	-478	79 €	
14.00-14.30		8 482	855 €	5 275	532 €	-3 207	532 €	1 665	114 €	1 055	72 €	-610	72 €	1 587	109 €	1 055	72 €	-532	72 €	
14.30-15.00		8 034	810 €	5 275	532 €	-2 760	532 €	1 583	109 €	1 055	72 €	-529	72 €	1 463	100 €	1 055	72 €	-408	72 €	
15.00-15.30		7 893	796 €	4 202	424 €	-3 690	424 €	1 525	105 €	840	58 €	-685	58 €	1 444	99 €	840	58 €	-603	58 €	
15.30-16.00		7 711	778 €	4 202	424 €	-3 508	424 €	1 555	107 €	840	58 €	-715	58 €	1 411	97 €	840	58 €	-570	58 €	
16.00-16.30		7 349	741 €	3 209	324 €	-4 140	324 €	1 508	104 €	642	44 €	-866	44 €	1 525	105 €	642	44 €	-883	44 €	
16.30-17.00		8 331	840 €	3 209	324 €	-5 122	324 €	1 718	118 €	642	44 €	-1 076	44 €	1 667	114 €	642	44 €	-1 025	44 €	
17.00-17.30		7 845	791 €	2 419	244 €	-5 425	244 €	1 613	111 €	484	33 €	-1 129	33 €	1 577	108 €	484	33 €	-1 093	33 €	
17.30-18.00		7 904	797 €	2 419	244 €	-5 485	244 €	1 443	99 €	484	33 €	-959	33 €	1 517	104 €	484	33 €	-1 033	33 €	
18.00-18.30	Chelias	8 039	811 €	1 435	145 €	-6 604	145 €	1 509	104 €	287	20 €	-1 222	20 €	1 475	101 €	287	20 €	-1 188	20 €	
18.30-19.00	Chelias	7 911	798 €	1 435	145 €	-6 476	145 €	1 423	98 €	287	20 €	-1 136	20 €	1 512	104 €	287	20 €	-1 225	20 €	
19.00-19.30		7 700	777 €	229	23 €	-7 470	23 €	1 353	93 €	46	3 €	-1 307	3 €	1 416	97 €	46	3 €	-1 370	3 €	
19.30-20.00		9 224	930 €	229	23 €	-8 994	23 €	1 696	116 €	46	3 €	-1 651	3 €	1 705	117 €	46	3 €	-1 660	3 €	
20.00-20.30		8 339	841 €	0	0 €	-8 339	- €	1 538	155 €	0	0 €	-1 538	- €	1 536	105 €	0	0 €	-1 536	- €	
20.30-21.00		7 831	790 €	0	0 €	-7 831	- €	1 391	140 €	0	0 €	-1 391	- €	1 511	104 €	0	0 €	-1 511	- €	
21.00-21.30		6 557	661 €	0	0 €	-6 557	- €	1 375	139 €	0	0 €	-1 375	- €	1 411	97 €	0	0 €	-1 411	- €	
21.30-22.00		5 921	597 €	0	0 €	-5 921	- €	1 333	134 €	0	0 €	-1 333	- €	1 361	93 €	0	0 €	-1 361	- €	
22.00-22.30		5 510	556 €	0	0 €	-5 510	- €	1 301	89 €	0	0 €	-1 301	- €	1 377	95 €	0	0 €	-1 377	- €	
22.30-23.00		7 305	737 €	0	0 €	-7 305	- €	1 433	98 €	0	0 €	-1 433	- €	1 498	103 €	0	0 €	-1 498	- €	
23.00-23.30		7 005	706 €	0	0 €	-7 005	- €	1 406	97 €	0	0 €	-1 406	- €	1 470	101 €	0	0 €	-1 470	- €	
23.30-00.00		7 316	738 €	0	0 €	-7 316	- €	1 381	95 €	0	0 €	-1 381	- €	1 342	92 €	0	0 €	-1 342	- €	
Total		360 490	37 954 €	90 940	12 572 €	-270 150	12 572 €	71 581	5 596 €	18 068	1 574 €	-53 513	1 574 €	67 766	4 629 €	18 068	1 240 €	-49 698	1 240 €	

Local: Gemieira, Ponte de Lima																						
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total
Potência Instalada [kWp]	116,60																					
Potência nominal [kW]	100																					
Investimento	112 752 €																					
Aumento anual (energia + redes +php)	0%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	
Performance módulo	100%	97,0%	96,3%	95,6%	95,0%	94,3%	93,6%	92,9%	92,2%	91,6%	90,9%	90,2%	89,5%	88,8%	88,2%	87,5%	86,8%	86,1%	85,4%	84,8%	84,1%	
Energia Anual Produzida [MWh]	171,9	166,8	165,6	164,4	163,3	162,1	160,9	159,8	158,6	157,4	156,3	155,1	153,9	152,8	151,6	150,4	149,2	148,1	146,9	145,7	144,6	3 113,49
Energia Consumida [MWh]	0	158,7	157,6	156,5	155,4	154,3	153,2	152,1	150,9	149,8	148,7	147,6	146,5	145,4	144,3	143,2	142,0	140,9	139,8	138,7	137,6	2 963,34
Energia Excedente [MWh]		8,0	8,0	7,9	7,9	7,8	7,8	7,7	7,6	7,6	7,5	7,5	7,4	7,4	7,3	7,3	7,2	7,1	7,1	7,0	7,0	150,15
Tarifa Média Evitada [€/kWh]	0,1208 €		0,1245	0,1282	0,1320	0,1360	0,1401	0,1443	0,1486	0,1531	0,1577	0,1624	0,1673	0,1723	0,1775	0,1828	0,1883	0,1939	0,1997	0,2057	0,2119	
Energia Anual Produzida [K€]	0	20,15	20,61	21,08	21,56	22,05	22,55	23,05	23,57	24,10	24,64	25,19	25,75	26,32	26,90	27,49	28,10	28,71	29,34	29,98	30,63	501 785 €
Energia Consumida [K€]	0	19,79	20,25	20,72	21,20	21,69	22,19	22,70	23,23	23,76	24,30	24,85	25,41	25,99	26,57	27,17	27,77	28,39	29,02	29,66	30,32	494 997 €
Energia Excedente [K€]	0	0,36	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	6 789 €
Manutenção Anual [K€]	0	-1,17	-1,18	-1,19	-1,20	-1,21	-1,23	-1,24	-1,25	-1,26	-1,28	-1,29	-1,30	-1,31	-1,33	-1,34	-1,35	-1,37	-1,38	-1,39	-1,41	-25 674 €
Cash Flow [K€]	-112,752	18,99	19,44	19,89	20,36	20,83	21,32	21,82	22,32	22,84	23,36	23,90	24,45	25,00	25,57	26,15	26,74	27,35	27,96	28,59	29,23	476 111 €
Cash Flow acumulado actualizado [K€]	-112,752	-93,76	-74,33	-54,43	-34,08	-13,24	8,08	29,90	52,22	75,05	98,42	122,32	146,76	171,77	197,34	223,49	250,24	277,58	305,55	334,13	363,36	363 359 €
Payback c/ Manutenção [Anos]		5,4200																				
TIR [20 anos]		18,23%																				



Anexo E. Relatorio PVSyst UPAC Benavente

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : <i>Projeto de Energia Solar para a Escola Secundária de Santo Estevão</i>				
Geographical Site	Benavente	Country	Portugal	
Situation Time defined as	Latitude	39.0°N	Longitude	8.8°W
	Legal Time	Time zone UT	Altitude	13 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Santo Estevão	Synthetic - Meteocnorm 7.1 (1991-2010), Sat=87%		

Simulation variant : <i>Projeto_v2017</i>	
Simulation date	03/04/17 17h58

Simulation parameters				
4 orientations	Tilts/Azimuths	15°/-10°, 15°/15°, 15°/-15°, 6°/-10°		
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteocnorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Arrays Characteristics (8 kinds of array defined)				
PV module	SI-poly	Model	JKM 270PP-60	
<small>Custom parameters definition</small>	Manufacturer	Jinkosolar		
Sub-array "Sub-array #1"				
Number of PV modules	Orientation	#1	Tilt/Azimuth	15°/-10°
Total number of PV modules	In series	22 modules	In parallel	8 strings
Array global power	Nb. modules	176	Unit Nom. Power	270 Wp
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	47.5 kWp	At operating cond.	42.5 kWp (50°C)
	U mpp	617 V	I mpp	69 A
Sub-array "Sub-array #2"				
Number of PV modules	Orientation	#1	Tilt/Azimuth	15°/-10°
Total number of PV modules	In series	21 modules	In parallel	10 strings
Array global power	Nb. modules	210	Unit Nom. Power	270 Wp
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	56.7 kWp	At operating cond.	50.7 kWp (50°C)
	U mpp	589 V	I mpp	86 A
Sub-array "Sub-array #3"				
Number of PV modules	Orientation	#1	Tilt/Azimuth	15°/-10°
Total number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	3 strings
Array global power	Nb. modules	54	Unit Nom. Power	270 Wp
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	14.58 kWp	At operating cond.	13.05 kWp (50°C)
	U mpp	505 V	I mpp	26 A
Sub-array "Sub-array #4"				
Number of PV modules	Orientation	#2	Tilt/Azimuth	15°/15°
Total number of PV modules	In series	21 modules	In parallel	50 strings
Array global power	Nb. modules	1050	Unit Nom. Power	270 Wp
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	284 kWp	At operating cond.	254 kWp (50°C)
	U mpp	589 V	I mpp	431 A
Sub-array "Sub-array #5"				
Number of PV modules	Orientation	#2	Tilt/Azimuth	15°/15°
Total number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	4 strings
Array global power	Nb. modules	72	Unit Nom. Power	270 Wp
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	19.44 kWp	At operating cond.	17.40 kWp (50°C)
	U mpp	505 V	I mpp	34 A

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

Sub-array "Sub-array #6"			
Number of PV modules	Orientation	#3	Tilt/Azimuth
Total number of PV modules	In series	20 modules	In parallel
Array global power	Nb. modules	500	Unit Nom. Power
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	135 kWp	At operating cond.
	U mpp	561 V	I mpp
			215 A
Sub-array "Sub-array #7"			
Number of PV modules	Orientation	#4	Tilt/Azimuth
Total number of PV modules	In series	21 modules	In parallel
Array global power	Nb. modules	420	Unit Nom. Power
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	113 kWp	At operating cond.
	U mpp	589 V	I mpp
			172 A
Sub-array "Sub-array #8"			
Number of PV modules	Orientation	#4	Tilt/Azimuth
Total number of PV modules	In series	21 modules	In parallel
Array global power	Nb. modules	63	Unit Nom. Power
Array operating characteristics (50°C)	Nominal (STC)	17.01 kWp	At operating cond.
	U mpp	589 V	I mpp
			26 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	687 kWp	Total
	Module area	4166 m²	Cell area
			3716 m ²
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 20000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	320-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	2 units	Total Power
			20.0 kWac
			40 kWac
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	2 units	Total Power
			25.0 kWac
			50 kWac
Sub-array "Sub-array #3" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 12000TL-20	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	440-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	1 units	Total Power
			12.0 kWac
			12.0 kWac
Sub-array "Sub-array #4" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	10 units	Total Power
			25.0 kWac
			250 kWac
Sub-array "Sub-array #5" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 17000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	400-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	1 units	Total Power
			17.0 kWac
			17.0 kWac
Sub-array "Sub-array #6" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	5 units	Total Power
			25.0 kWac
			125 kWac
Sub-array "Sub-array #7" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	4 units	Total Power
			25.0 kWac
			100 kWac
Sub-array "Sub-array #8" : Inverter			
	Model	Sunny Tripower 15000TL-10	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power
	Nb. of inverters	1 units	Total Power
			15.0 kWac
			15.0 kWac
Total	Nb. of inverters	26	Total Power
			609 kWac

Project presented to: SHARHAT Energy Services S.A. (Portugal)

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² /K	Uv (wind)	0.0 W/m ² /K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	152 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2	116 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#3	332 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#4	23 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#5	249 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#6	44 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#7	58 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#8	387 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	bo Param.	0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

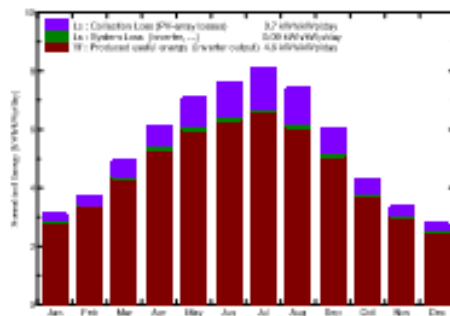
Grid-Connected System: Main results

Project : *Projet de construction d'un parc photovoltaïque*
Simulation variant : *Simulation_v2017*

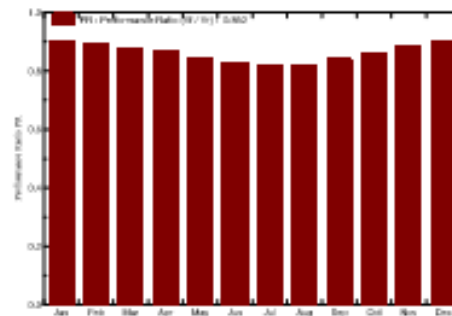
Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	4 orientations	Tilt/Azimuth = 15°/-10°, 15°/15°, 15°/-15°, 6°/-10°	
PV modules	Model	JKM 270PP-60	Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	2545	Pnom total 687 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TL-30	20.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-20	12.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 17000TL-30	17.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	26.0	Pnom total 609 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 1154016284 W/year Specific prod. 1679 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 85.2 %

Normalized production (per installed kWp): Nominal power 687 kWp



Performance Ratio PR



Simulation: v2017

Balance and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EFFarr %	EFFsysR %
January	73.9	10.66	96.8	82.6	61383	60216	15.22	14.60
February	86.8	12.02	106.0	101.0	85637	84677	15.08	14.70
March	136.1	14.13	153.3	146.2	94191	92940	14.75	14.46
April	173.2	15.10	184.0	176.3	111805	109589	14.59	14.30
May	215.2	18.03	219.4	212.7	130082	127447	14.23	13.95
June	228.1	21.27	228.7	222.2	133103	130396	13.97	13.68
July	247.6	22.71	250.2	243.5	143996	140557	13.78	13.48
August	219.6	23.28	229.8	223.2	132219	129471	13.81	13.53
September	162.6	21.31	181.0	175.5	109952	106511	14.14	13.86
October	114.9	18.49	134.4	129.5	81143	79550	14.49	14.21
November	78.9	13.60	101.3	87.1	63051	61841	14.94	14.65
December	63.4	11.64	80.3	62.2	54555	53527	15.19	14.90
Year	1799.4	16.60	1970.2	1905.8	1177727	1154016	14.35	14.06

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

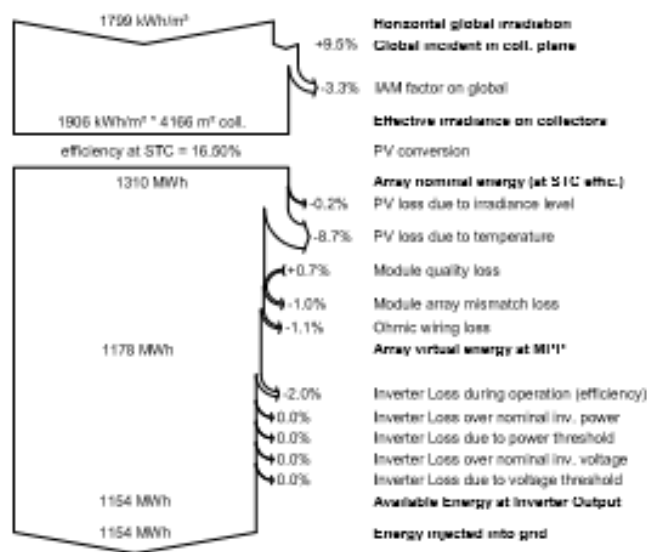
Projet Licencé à: Smartwall Energy Services, S.A. (France)

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : *****
Simulation variant : *****_v2017

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	4 orientations	Tilt/Azimuth = 15°/-10°, 15°/15°, 15°/-15°, 6°/-10°		
PV modules	Model	JKM 270PP-60	Prnom	270 Wp
PV Array	Nb. of modules	2545	Prnom total	687 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-20		12.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 17000TL-30		17.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 15000TL-10		15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	26.0	Prnom total	609 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Projet Losses to: Startest Energy Service, S.A. (France)

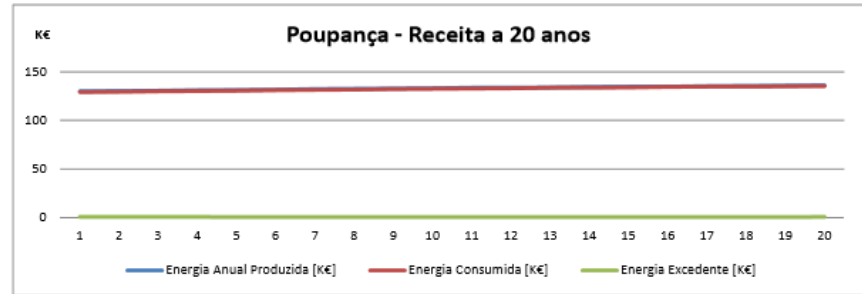
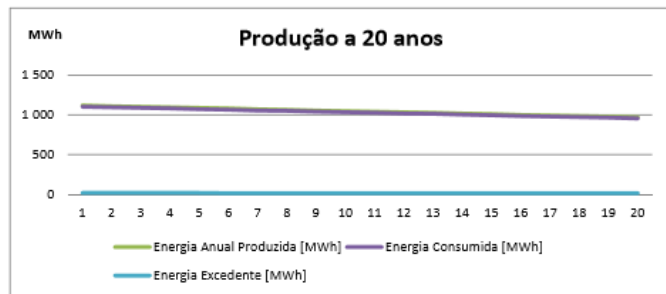
Anexo F. Analise economica UPAC Benavente

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal

Horário	INVERNO [27 Out - 29 Mar]																				
	Segunda a Sexta							Sábado							Domingo						
	Período	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Período	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Período	Consumo		Produção		Balanco	Saldo
00.00-00.30		54 853	4 161 €	0	0 €	-54 853	- €		7 985	606 €	0	0 €	-7 985	- €		6 653	505 €	0	0 €	-6 653	- €
00.30-01.00	Vazio normal	54 661	4 147 €	0	0 €	-54 661	- €	Vazio normal	7 438	564 €	0	0 €	-7 438	- €	Vazio normal	6 734	511 €	0	0 €	-6 734	- €
01.00-01.30		54 648	4 146 €	0	0 €	-54 648	- €		7 331	556 €	0	0 €	-7 331	- €		6 641	504 €	0	0 €	-6 641	- €
01.30-02.00		55 411	4 203 €	0	0 €	-55 411	- €		7 361	558 €	0	0 €	-7 361	- €		6 571	498 €	0	0 €	-6 571	- €
02.00-02.30		55 628	3 741 €	0	0 €	-55 628	- €		7 383	496 €	0	0 €	-7 383	- €		6 622	445 €	0	0 €	-6 622	- €
02.30-03.00		55 819	3 754 €	0	0 €	-55 819	- €		7 436	500 €	0	0 €	-7 436	- €		6 633	446 €	0	0 €	-6 633	- €
03.00-03.30		55 842	3 755 €	0	0 €	-55 842	- €		7 415	499 €	0	0 €	-7 415	- €		6 615	445 €	0	0 €	-6 615	- €
03.30-04.00	Super vazio	55 752	3 749 €	0	0 €	-55 752	- €	Super vazio	7 435	500 €	0	0 €	-7 435	- €	Super vazio	6 631	446 €	0	0 €	-6 631	- €
04.00-04.30		55 692	3 745 €	0	0 €	-55 692	- €		7 425	499 €	0	0 €	-7 425	- €		6 630	446 €	0	0 €	-6 630	- €
04.30-05.00		54 761	3 683 €	0	0 €	-54 761	- €		7 375	496 €	0	0 €	-7 375	- €		6 678	449 €	0	0 €	-6 678	- €
05.00-05.30		55 160	3 709 €	0	0 €	-55 160	- €		7 354	495 €	0	0 €	-7 354	- €		6 596	444 €	0	0 €	-6 596	- €
05.30-06.00		55 981	3 765 €	0	0 €	-55 981	- €		7 262	488 €	0	0 €	-7 262	- €		6 584	443 €	0	0 €	-6 584	- €
06.00-06.30	Vazio normal	56 869	4 314 €	0	0 €	-56 869	- €		7 148	542 €	0	0 €	-7 148	- €		6 698	508 €	0	0 €	-6 698	- €
06.30-07.00		57 610	4 370 €	0	0 €	-57 610	- €		7 134	541 €	0	0 €	-7 134	- €		6 746	512 €	0	0 €	-6 746	- €
07.00-07.30		58 012	5 563 €	1 853	178 €	-56 159	178 €		7 109	539 €	371	28 €	-6 738	28 €		6 792	515 €	371	28 €	-6 421	28 €
07.30-08.00		59 347	5 691 €	1 853	178 €	-57 494	178 €	Vazio normal	7 119	540 €	371	28 €	-6 749	28 €		6 705	509 €	371	28 €	-6 335	28 €
08.00-08.30	Cheias	60 575	5 809 €	4 192	402 €	-56 383	402 €		7 021	533 €	838	64 €	-6 182	64 €		6 673	506 €	838	64 €	-5 835	64 €
08.30-09.00		61 691	5 916 €	4 192	402 €	-57 499	402 €		6 926	525 €	838	64 €	-6 087	64 €		6 650	504 €	838	64 €	-5 812	64 €
09.00-09.30		61 903	5 936 €	10 683	1 024 €	-51 220	1 024 €		6 929	526 €	2 137	162 €	-4 792	162 €		6 614	502 €	2 137	162 €	-4 477	162 €
09.30-10.00		62 548	12 475 €	10 683	2 131 €	-51 865	2 131 €		7 033	674 €	2 137	205 €	-4 897	205 €		6 594	500 €	2 137	162 €	-4 457	162 €
10.00-10.30		62 925	12 550 €	14 412	2 874 €	-48 514	2 874 €		7 061	676 €	2 882	276 €	-4 168	276 €		6 671	506 €	2 882	219 €	-3 788	219 €
10.30-11.00	Ponta	63 523	12 669 €	14 412	2 874 €	-49 112	2 874 €		7 250	695 €	2 882	276 €	-4 368	276 €		6 602	501 €	2 882	219 €	-3 720	219 €
11.00-11.30		63 956	12 755 €	16 916	3 374 €	-47 040	3 374 €	Cheias	7 285	699 €	3 383	324 €	-3 901	324 €		6 577	499 €	3 383	257 €	-3 194	257 €
11.30-12.00		64 094	12 771 €	16 916	3 374 €	-47 118	3 374 €		7 249	695 €	3 383	324 €	-3 866	324 €		6 619	502 €	3 383	257 €	-3 236	257 €
12.00-12.30		63 481	6 088 €	18 129	1 738 €	-45 353	1 738 €		7 079	679 €	3 626	348 €	-3 453	348 €		6 708	509 €	3 626	275 €	-3 082	275 €
12.30-13.00		62 269	5 971 €	18 129	1 738 €	-44 140	1 738 €		7 026	674 €	3 626	348 €	-3 400	348 €		6 755	512 €	3 626	275 €	-3 129	275 €
13.00-13.30		61 792	5 926 €	17 008	1 631 €	-44 784	1 631 €		6 946	527 €	3 402	258 €	-3 544	258 €		6 769	514 €	3 402	258 €	-3 368	258 €
13.30-14.00		62 846	6 027 €	17 008	1 631 €	-45 838	1 631 €		6 827	518 €	3 402	258 €	-3 426	258 €		6 674	506 €	3 402	258 €	-3 272	258 €
14.00-14.30		63 293	6 070 €	15 349	1 472 €	-47 944	1 472 €		6 866	521 €	3 070	233 €	-3 796	233 €		6 691	508 €	3 070	233 €	-3 621	233 €
14.30-15.00		63 386	6 079 €	15 349	1 472 €	-48 037	1 472 €		6 933	526 €	3 070	294 €	-3 863	294 €		6 669	506 €	3 070	233 €	-3 599	233 €
15.00-15.30	Cheias	63 025	6 044 €	10 295	987 €	-52 730	987 €		6 959	528 €	2 059	156 €	-4 900	156 €	Vazio normal	6 639	504 €	2 059	156 €	-4 580	156 €
15.30-16.00		63 048	6 046 €	10 295	987 €	-52 753	987 €		6 938	526 €	2 059	156 €	-4 879	156 €		6 647	504 €	2 059	156 €	-4 588	156 €
16.00-16.30		61 923	5 938 €	7 378	708 €	-54 545	708 €		6 770	514 €	1 476	112 €	-5 295	112 €		6 616	502 €	1 476	112 €	-5 140	112 €
16.30-17.00		62 441	5 988 €	7 378	708 €	-55 064	708 €		6 711	509 €	1 476	112 €	-5 235	112 €		6 595	500 €	1 476	112 €	-5 139	112 €
17.00-17.30		61 933	5 939 €	4 233	406 €	-57 700	406 €		6 743	512 €	847	64 €	-5 896	64 €		6 590	498 €	847	64 €	-5 714	64 €
17.30-18.00		61 805	5 927 €	4 233	406 €	-57 573	406 €		6 774	514 €	847	64 €	-5 927	64 €		6 528	495 €	847	64 €	-5 681	64 €
18.00-18.30		61 466	5 894 €	183	18 €	-61 283	18 €		6 870	521 €	37	3 €	-6 833	3 €		6 518	494 €	37	3 €	-6 482	3 €
18.30-19.00		61 157	12 197 €	183	37 €	-60 974	37 €		6 911	663 €	37	4 €	-6 875	4 €		6 613	502 €	37	3 €	-6 576	3 €
19.00-19.30		61 198	12 205 €	0	0 €	-61 198	- €		6 830	655 €	0	0 €	-6 830	- €		6 642	504 €	0	0 €	-6 642	- €
19.30-20.00	Ponta	60 787	12 134 €	0	0 €	-60 787	- €		6 834	655 €	0	0 €	-6 834	- €		6 601	501 €	0	0 €	-6 601	- €
20.00-20.30		60 332	12 033 €	0	0 €	-60 332	- €	Cheias	6 783	650 €	0	0 €	-6 783	- €		6 667	505 €	0	0 €	-6 667	- €
20.30-21.00		58 818	11 731 €	0	0 €	-58 818	- €		6 722	645 €	0	0 €	-6 722	- €		6 621	502 €	0	0 €	-6 621	- €
21.00-21.30		58 272	5 588 €	0	0 €	-58 272	- €		6 756	648 €	0	0 €	-6 756	- €		6 557	497 €	0	0 €	-6 557	- €
21.30-22.00		59 279	5 685 €	0	0 €	-59 279	- €		6 775	650 €	0	0 €	-6 775	- €		6 509	494 €	0	0 €	-6 509	- €
22.00-22.30		59 104	5 668 €	0	0 €	-59 104	- €		6 722	510 €	0	0 €	-6 722	- €		6 467	491 €	0	0 €	-6 467	- €
22.30-23.00	Cheias	58 560	5 616 €	0	0 €	-58 560	- €		6 647	504 €	0	0 €	-6 647	- €		6 555	497 €	0	0 €	-6 555	- €
23.00-23.30		57 609	5 525 €	0	0 €	-57 609	- €	Vazio normal	6 635	503 €	0	0 €	-6 635	- €		6 905	524 €	0	0 €	-6 905	- €
23.30-00.00		56 849	5 452 €	0	0 €	-56 849	- €		6 679	507 €	0	0 €	-6 679	- €		7 352	558 €	0	0 €	-7 352	- €
TOTAL		319 136 €	241 260	30 749 €	-2 620 613	30 749 €		338 187	27 101 €	48 252	4 162 €	-289 935	4 162 €		319 386	23 772 €	48 252	3 660 €	-271 134	3 660 €	

Horário	VERÃO [30 Mar - 26 Out]																					
	Segunda a Sexta						Sábado					Domingo										
	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	Periodo	Consumo		Produção		Balanco	Saldo	
00.00-00.30		76 912	5 835 €	0	0 €	-76 912	-	€	11 196	849 €	0	0 €	-11 196	-	€	9 328	708 €	0	0 €	-9 328	-	€
00.30-01.00	Vazio normal	76 644	5 814 €	0	0 €	-76 644	-	€	10 429	791 €	0	0 €	-10 429	-	€	9 442	716 €	0	0 €	-9 442	-	€
01.00-01.30	Vazio normal	76 625	5 813 €	0	0 €	-76 625	-	€	10 279	780 €	0	0 €	-10 279	-	€	9 312	706 €	0	0 €	-9 312	-	€
01.30-02.00		77 695	5 894 €	0	0 €	-77 695	-	€	10 321	783 €	0	0 €	-10 321	-	€	9 213	699 €	0	0 €	-9 213	-	€
02.00-02.30		78 000	5 245 €	0	0 €	-78 000	-	€	10 352	696 €	0	0 €	-10 352	-	€	9 285	624 €	0	0 €	-9 285	-	€
02.30-03.00		78 267	5 263 €	0	0 €	-78 267	-	€	10 426	701 €	0	0 €	-10 426	-	€	9 300	625 €	0	0 €	-9 300	-	€
03.00-03.30		78 299	5 266 €	0	0 €	-78 299	-	€	10 397	699 €	0	0 €	-10 397	-	€	9 275	624 €	0	0 €	-9 275	-	€
03.30-04.00	Super vazio	78 174	5 257 €	0	0 €	-78 174	-	€	10 426	701 €	0	0 €	-10 426	-	€	9 297	625 €	0	0 €	-9 297	-	€
04.00-04.30	Super vazio	78 089	5 251 €	0	0 €	-78 089	-	€	10 412	700 €	0	0 €	-10 412	-	€	9 296	625 €	0	0 €	-9 296	-	€
04.30-05.00		76 784	5 164 €	0	0 €	-76 784	-	€	10 341	695 €	0	0 €	-10 341	-	€	9 364	630 €	0	0 €	-9 364	-	€
05.00-05.30		77 343	5 201 €	0	0 €	-77 343	-	€	10 311	693 €	0	0 €	-10 311	-	€	9 249	622 €	0	0 €	-9 249	-	€
05.30-06.00		78 495	5 279 €	0	0 €	-78 495	-	€	10 182	685 €	0	0 €	-10 182	-	€	9 231	621 €	0	0 €	-9 231	-	€
06.00-06.30	Vazio normal	79 739	6 049 €	0	0 €	-79 739	-	€	10 022	760 €	0	0 €	-10 022	-	€	9 392	712 €	0	0 €	-9 392	-	€
06.30-07.00	Vazio normal	80 779	6 128 €	0	0 €	-80 779	-	€	10 004	759 €	0	0 €	-10 004	-	€	9 459	718 €	0	0 €	-9 459	-	€
07.00-07.30		81 342	7 800 €	4 595	441 €	-76 747	441	€	9 968	756 €	919	70 €	-9 049	70	€	9 524	722 €	919	70 €	-8 605	70	€
07.30-08.00		83 214	7 980 €	4 595	441 €	-78 619	441	€	9 982	757 €	919	70 €	-9 063	70	€	9 403	713 €	919	70 €	-8 484	70	€
08.00-08.30	Cheias	84 937	8 145 €	11 636	1 116 €	-73 300	1 116	€	9 844	747 €	2 327	177 €	-7 517	177	€	9 357	710 €	2 327	177 €	-7 030	177	€
08.30-09.00	Cheias	86 501	8 295 €	11 636	1 116 €	-74 865	1 116	€	9 711	737 €	2 327	177 €	-7 384	177	€	9 324	707 €	2 327	177 €	-6 997	177	€
09.00-09.30		86 798	8 324 €	23 124	2 218 €	-63 674	2 218	€	9 715	932 €	4 625	444 €	-5 090	444	€	9 274	703 €	4 625	351 €	-4 649	351	€
09.30-10.00		87 702	17 491 €	23 124	4 612 €	-64 578	4 612	€	9 862	946 €	4 625	444 €	-5 237	444	€	9 246	701 €	4 625	351 €	-4 621	351	€
10.00-10.30		88 232	17 597 €	32 359	6 454 €	-55 872	6 454	€	9 886	948 €	6 472	621 €	-3 414	621	€	9 353	710 €	6 472	491 €	-2 881	491	€
10.30-11.00	Ponta	89 070	17 764 €	32 359	6 454 €	-56 711	6 454	€	10 166	975 €	6 472	621 €	-3 694	621	€	9 258	702 €	6 472	491 €	-2 786	491	€
11.00-11.30	Ponta	89 677	17 885 €	35 798	7 140 €	-53 879	7 140	€	10 214	980 €	7 160	687 €	-3 055	687	€	9 222	700 €	7 160	543 €	-2 063	543	€
11.30-12.00	Ponta	89 787	17 907 €	35 798	7 140 €	-53 989	7 140	€	10 164	975 €	7 160	687 €	-3 004	687	€	9 281	704 €	7 160	543 €	-2 121	543	€
12.00-12.30		89 011	17 753 €	38 707	7 720 €	-50 305	7 720	€	9 925	952 €	7 741	742 €	-2 184	742	€	9 405	713 €	7 741	587 €	-1 664	587	€
12.30-13.00		87 311	8 373 €	38 707	3 712 €	-48 604	3 712	€	9 851	945 €	7 741	742 €	-2 110	742	€	9 471	718 €	7 741	587 €	-1 730	587	€
13.00-13.30		86 642	8 309 €	37 021	3 550 €	-49 621	3 550	€	9 739	934 €	7 404	710 €	-2 335	710	€	9 491	720 €	7 404	562 €	-2 087	562	€
13.30-14.00		88 120	8 450 €	37 021	3 550 €	-51 099	3 550	€	9 573	918 €	7 404	710 €	-2 169	710	€	9 358	710 €	7 404	562 €	-1 954	562	€
14.00-14.30		88 748	8 511 €	34 112	3 271 €	-54 636	3 271	€	9 627	730 €	6 822	518 €	-2 805	518	€	9 381	712 €	6 822	518 €	-2 559	518	€
14.30-15.00		88 878	8 523 €	34 112	3 271 €	-54 766	3 271	€	9 721	737 €	6 822	518 €	-2 898	518	€	9 351	709 €	6 822	518 €	-2 529	518	€
15.00-15.30		88 371	8 474 €	27 148	2 603 €	-61 222	2 603	€	9 758	740 €	5 430	412 €	-4 328	412	€	9 308	706 €	5 430	412 €	-3 879	412	€
15.30-16.00		88 403	8 478 €	27 148	2 603 €	-61 255	2 603	€	9 728	738 €	5 430	412 €	-4 299	412	€	9 321	707 €	5 430	412 €	-3 891	412	€
16.00-16.30		86 826	8 326 €	20 719	1 987 €	-66 107	1 987	€	9 493	720 €	4 144	314 €	-5 349	314	€	9 276	704 €	4 144	314 €	-5 133	314	€
16.30-17.00		87 553	8 395 €	20 719	1 987 €	-66 834	1 987	€	9 410	714 €	4 144	314 €	-5 266	314	€	9 247	701 €	4 144	314 €	-5 103	314	€
17.00-17.30		86 840	8 328 €	15 594	1 495 €	-71 245	1 495	€	9 455	717 €	3 119	237 €	-6 336	237	€	9 198	698 €	3 119	237 €	-6 080	237	€
17.30-18.00		86 661	8 311 €	15 594	1 495 €	-71 067	1 495	€	9 498	721 €	3 119	237 €	-6 379	237	€	9 153	694 €	3 119	237 €	-6 034	237	€
18.00-18.30	Cheias	86 185	8 265 €	9 275	889 €	-76 911	889	€	9 633	731 €	1 855	141 €	-7 778	141	€	9 140	693 €	1 855	141 €	-7 285	141	€
18.30-19.00		85 753	8 223 €	9 275	889 €	-76 478	889	€	9 691	735 €	1 855	141 €	-7 836	141	€	9 272	703 €	1 855	141 €	-7 417	141	€
19.00-19.30		85 810	8 229 €	1 430	137 €	-84 380	137	€	9 577	727 €	286	22 €	-9 291	22	€	9 313	707 €	286	22 €	-9 027	22	€
19.30-20.00		85 234	8 174 €	1 430	137 €	-83 804	137	€	9 582	727 €	286	22 €	-9 296	22	€	9 255	702 €	286	22 €	-8 969	22	€
20.00-20.30		84 595	8 112 €	0	0 €	-84 595	-	€	9 511	912 €	0	0 €	-9 511	-	€	9 349	709 €	0	0 €	-9 349	-	€
20.30-21.00		82 472	7 909 €	0	0 €	-82 472	-	€	9 426	904 €	0	0 €	-9 426	-	€	9 283	704 €	0	0 €	-9 283	-	€
21.00-21.30		81 706	7 835 €	0	0 €	-81 706	-	€	9 473	908 €	0	0 €	-9 473	-	€	9 195	698 €	0	0 €	-9 195	-	€
21.30-22.00		83 119	7 971 €	0	0 €	-83 119	-	€	9 499	911 €	0	0 €	-9 499	-	€	9 127	692 €	0	0 €	-9 127	-	€
22.00-22.30		82 874	7 947 €	0	0 €	-82 874	-	€	9 425	715 €	0	0 €	-9 425	-	€	9 068	688 €	0	0 €	-9 068	-	€
22.30-23.00		82 110	7 874 €	0	0 €	-82 110	-	€	9 320	707 €	0	0 €	-9 320	-	€	9 191	697 €	0	0 €	-9 191	-	€
23.00-23.30		80 777	7 745 €	0	0 €	-80 777	-	€	9 304	706 €	0	0 €	-9 304	-	€	9 683	735 €	0	0 €	-9 683	-	€
23.30-00.00		79 711	7 644 €	0	0 €	-79 711	-	€	9 365	710 €	0	0 €	-9 365	-	€	10 309	782 €	0	0 €	-10 309	-	€
Total		447 832	412 809 €	583 636	76 428 €	-3 429 778	76 428 €		474 193	38 004 €	116 607	10 184 €	-357 586	10 184 €		447 832	33 333 €	116 607	8 846 €	-331 225	8 846 €	

Local: Benavente																						
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total
Potência Instalada [kWp]	687,15																					
Potência nominal [kW]	609																					
Investimento	664 474 €																					
Aumento anual (energia + redes + php)	0%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	
Performance módulo	100%	97,0%	96,3%	95,6%	95,0%	94,3%	93,6%	92,9%	92,2%	91,6%	90,9%	90,2%	89,5%	88,8%	88,2%	87,5%	86,8%	86,1%	85,4%	84,8%	84,1%	
Energia Anual Produzida [MWh]	1154,0	1 119,4	1 111,5	1 103,7	1 095,9	1 088,0	1 080,2	1 072,3	1 064,5	1 056,6	1 048,8	1 040,9	1 033,1	1 025,2	1 017,4	1 009,5	1 001,7	993,8	986,0	978,1	970,3	20 896,89
Energia Consumida [MWh]	0	1 103,7	1 096,0	1 088,2	1 080,5	1 072,8	1 065,0	1 057,3	1 049,6	1 041,8	1 034,1	1 026,3	1 018,6	1 010,9	1 003,1	995,4	987,7	979,9	972,2	964,4	956,7	20 604,33
Energia Excedente [MWh]	0	15,7	15,6	15,5	15,3	15,2	15,1	15,0	14,9	14,8	14,7	14,6	14,5	14,4	14,2	14,1	14,0	13,9	13,8	13,7	13,6	292,56
Tarifa Média Evitada [€/kWh]	0,1161 €	0,1173	0,1185	0,1197	0,1209	0,1221	0,1233	0,1245	0,1258	0,1270	0,1283	0,1296	0,1309	0,1322	0,1335	0,1348	0,1362	0,1375	0,1389	0,1403		
Energia Anual Produzida [K€]	0	130,01	130,39	130,76	131,13	131,49	131,85	132,20	132,55	132,89	133,22	133,54	133,86	134,17	134,48	134,77	135,06	135,35	135,62	135,89	136,14	2 665 373 €
Energia Consumida [K€]	0	129,30	129,68	130,06	130,44	130,80	131,17	131,52	131,87	132,22	132,55	132,88	133,21	133,52	133,83	134,14	134,43	134,72	135,00	135,27	135,53	2 652 145 €
Energia Excedente [K€]	0	0,71	0,70	0,70	0,69	0,69	0,68	0,68	0,67	0,67	0,66	0,66	0,65	0,65	0,64	0,64	0,63	0,63	0,62	0,62	0,61	13 227 €
Manutenção Anual [K€]	0	-6,87	-6,94	-7,01	-7,08	-7,15	-7,22	-7,29	-7,37	-7,44	-7,52	-7,59	-7,67	-7,74	-7,82	-7,90	-7,98	-8,06	-8,14	-8,22	-8,30	-151 304 €
Cash Flow [K€]	-664,474	123,14	123,45	123,75	124,05	124,34	124,63	124,91	125,18	125,44	125,70	125,95	126,19	126,43	126,66	126,88	127,09	127,29	127,48	127,67	127,84	2 514 069 €
Cash Flow acumulado atualizado [K€]	-664,474	-541,34	-417,89	-294,14	-170,09	-45,74	78,89	203,79	328,97	454,42	580,12	706,07	832,27	958,70	1085,35	1212,23	1339,31	1466,60	1594,09	1721,75	1849,60	1 849 595 €
Payback c/ Manutenção [Anos]				5,40																		
TIR [20 anos]											18,06%											



Anexo G. Relatório PVSyst UPP

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : MB_Fase 5_Qta Gandarinha_Sul

Geographical Site Coimbra Country Portugal

Situation Latitude 40.2°N Longitude 8.4°W
 Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 50 m
 Albedo 0.20

Meteo data: Coimbra Synthetic - MeteoNorm 7.1 station

Simulation variant : New simulation variant
 Simulation date 11/04/17 13h46

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module	Si-poly	Model	G Series Genius 265
<small>Custom parameters definition</small>	Manufacturer	Mprime	

Sub-array "Sub-array #1"

Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel	3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	66	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power	Nominal (STC)	17.49 kWp	At operating cond.	15.58 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	599 V	I mpp	26 A

Sub-array "Sub-array #2"

Number of PV modules	In series	22 modules	In parallel	20 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	440	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power	Nominal (STC)	117 kWp	At operating cond.	104 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	599 V	I mpp	173 A

Total Arrays global power	Nominal (STC)	134 kWp	Total	506 modules
	Module area	823 m ²	Cell area	739 m ²

Sub-array "Sub-array #1" : Inverter

	Model	Sunny Tripower 15000TL-10		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	15.0 kWac

Sub-array "Sub-array #2" : Inverter

	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power	25.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power	100 kWac

Total	Nb. of inverters	5	Total Power	115 kWac
--------------	------------------	---	-------------	----------

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	390 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2	58 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

User's needs : Unlimited load (grid)

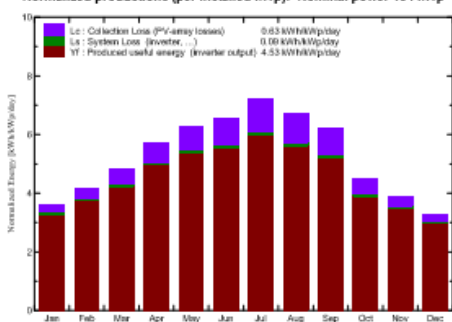
Grid-Connected System: Main results

Project : MB_Fase 5_Qta Gandarinha_Sul
Simulation variant : New simulation variant

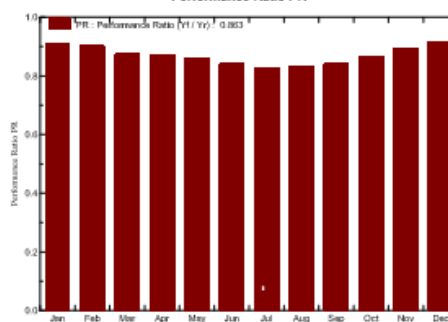
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	G Series Genius 265	Pnom	265 Wp
PV Array	Nb. of modules	506	Pnom total	134 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 15000TL-10		15.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	115 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	221770 kWh/year	Specific prod.	1654 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	86.3 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 134 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	67.7	9.76	111.9	109.0	13953	13680	15.14	14.85
February	82.0	10.73	116.5	113.3	14367	14089	14.99	14.70
March	123.5	13.05	150.0	145.9	17961	17602	14.55	14.26
April	158.3	13.63	171.2	165.9	20383	19972	14.47	14.18
May	194.9	16.35	193.5	187.0	22781	22330	14.30	14.02
June	206.6	19.24	197.2	190.9	22712	22244	13.99	13.70
July	230.6	20.34	223.7	216.8	25370	24850	13.78	13.50
August	197.9	20.99	208.9	202.8	23782	23301	13.83	13.55
September	154.8	19.45	186.1	181.3	21422	20992	13.98	13.70
October	102.7	16.97	139.5	135.8	16558	16230	14.42	14.14
November	73.4	12.33	117.1	113.9	14326	14050	14.87	14.58
December	57.2	10.44	101.1	98.1	12671	12428	15.23	14.94
Year	1649.6	15.30	1916.5	1860.7	226286	221770	14.34	14.06

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

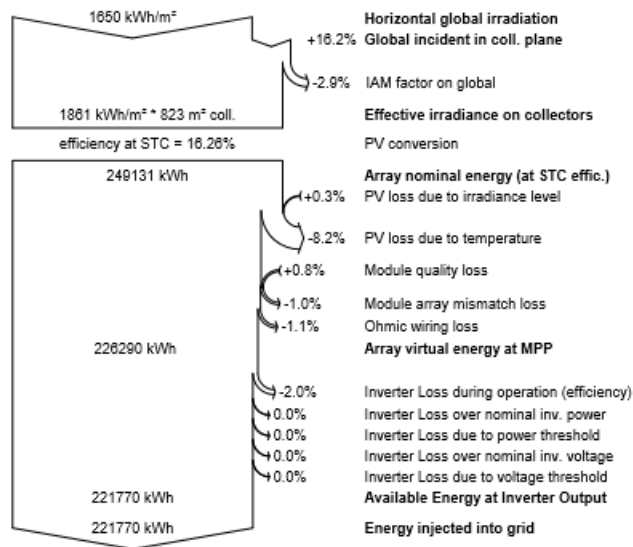
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : MB_Fase 5_Qta Gandarinha_Sul

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	G Series Genius 265	Pnom	265 Wp
PV Array	Nb. of modules	506	Pnom total	134 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 15000TL-10		15.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	115 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



PVsynt Licensed to Smartwall Energy Services, S.A. (Portugal)

Anexo H. Calculo cablagem AC UPP

Folha de resultados

Dimensionamento

Alimentação: Trifásica

Corrente de Serviço (I_B) = 36,084 A $\cos \phi = 1$

Tipo de Instalação: Quinta da Gandarinha QP1, QP2, QP3

Material condutor: Alumínio

Secção Fase: 25 mm² $I_z = 111$ A

Secção Neutro: 25 mm² L = 60 m (comprimento)

Canalização Eléctrica

Seleção da canalização: Cabos monocondutores

Situação: Enterradas

Modo de instalação: Condutas circulares

Isolamento dos condutores: XLPE/EPR

Designação:

Cabos mono ou multicondutores, em condutas enterradas

Metodo de referência: D

Quadro: Q 52-C30

Factores de correcção (K)

Temperatura Solo : 30°C K = 0,93

Agrupamento cabos/condutas

Quadro 52-E1 K = 1

Quadro 52-E2 K = 1

Quadro 52-E3 K = 1

Quadro 52-E4 K = 1

Quadro 52-E5 K = 1

Resistividade térmica do solo

Quadro 52-E6 K = 1

$K_e = 0,744$

I_z corrigido

$I_z = 82,58$ A

Queda de Tensão

$\Delta U = 3,12$ V 1,4%

Dimensionamento da Protecção

Protecção: Disjuntor $I_n = 63$ A $I_2 = 91$ A

I_B I_n I_z
36,08 A ≤ 63 A ≤ 82,584 A

I_2 $1,45 \times I_z$
91 A ≤ 119,7 A

Informação:

Condições satisfeitas

Curto circuito e Fadiga Térmica

Natureza do isolamento dos condutores de protecção ou bainha exterior de cabos XLPE/EPR

K = 116

Corrente curto-circuito

$I_{cc} = 1064,815$ A

Fadiga Térmica

$I_{cc t=3s} = 1296,9$ A

Curto-circuito:

Fase-Neutro

Folha de resultados

Dimensionamento

Alimentação: Trifásica

Corrente de Serviço (I_b) = 165,99 A $\cos \varphi = 1$

Tipo de Instalação: Qta da Gandarinha

Material condutor: Alumínio

Secção Fase: 300 mm² $I_z = 600$ A

Secção Neutro: 300 mm² L = 140 m (comprimento)

Canalização Eléctrica

Seleção da canalização: Cabos monocondutores

Situação: Enterradas

Modo de instalação: Condutas circulares

Isolamento dos condutores: XLPE/EPR

Designação:

Cabos mono ou multicondutores, em condutas enterradas

Metodo de referência: D	Quadro: Q 52-C30
-------------------------	------------------

Factores de correcção (K)

Temperatura Solo : 30°C K = 0,93

Agrupamento cabos/condutas

Quadro 52-E1 K = 1

Quadro 52-E2 K = 1

Quadro 52-E3 K = 1

Quadro 52-E4 K = 1

Quadro 52-E5 K = 1

Resistividade térmica do solo

Quadro 52-E6 K = 1

$K_e = 0,744$

I_z corrigido

$I_z = 446,4$ A

Queda de Tensão

$\Delta U = 2,79$ V 1,2%

Dimensionamento da Protecção

Protecção: Fusível $I_n = 250$ A $I_z = 400$ A

I_b I_n I_z
 165,99 A ≤ 250 A ≤ 446,4 A

I_z $1,45 \times I_z$
 400 A ≤ 647,3 A

Informação:

Condições satisfeitas

Curto circuito e Fadiga Térmica

Natureza do isolamento dos condutores de protecção ou bainha exterior de cabos XLPE/EPR

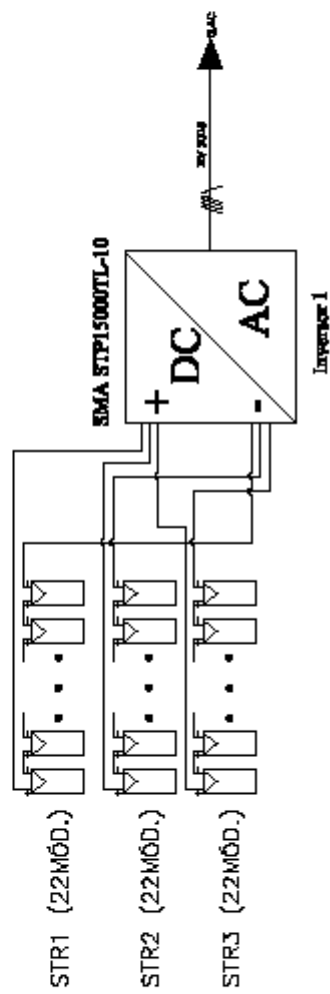
K = 116

Corrente curto-circuito
 $I_{CC} = 5476,19$ A

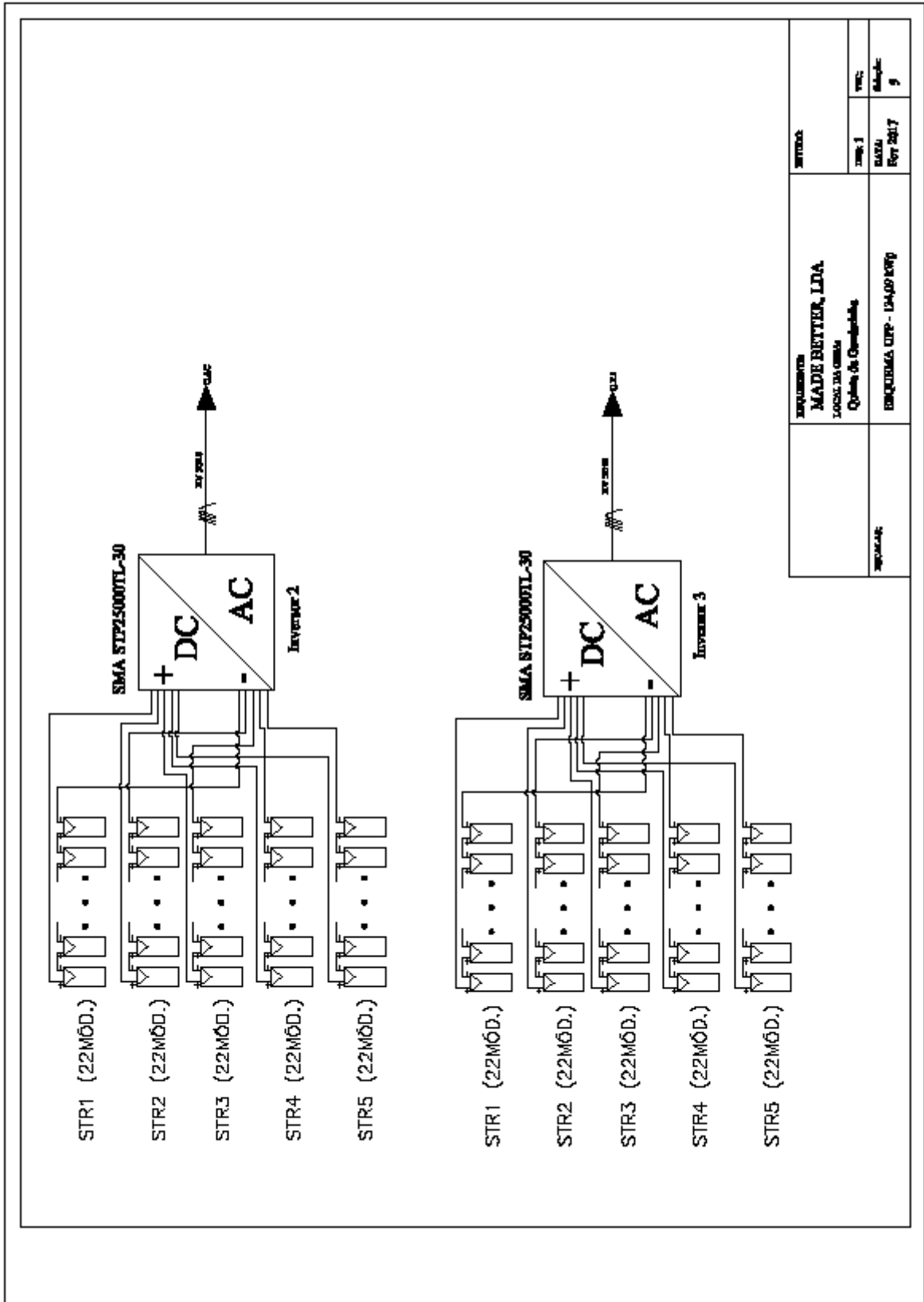
Fadiga Térmica
 $I_{CC t=5s} = 15563,0$ A

Curto-circuito:
 Fase-Neutro

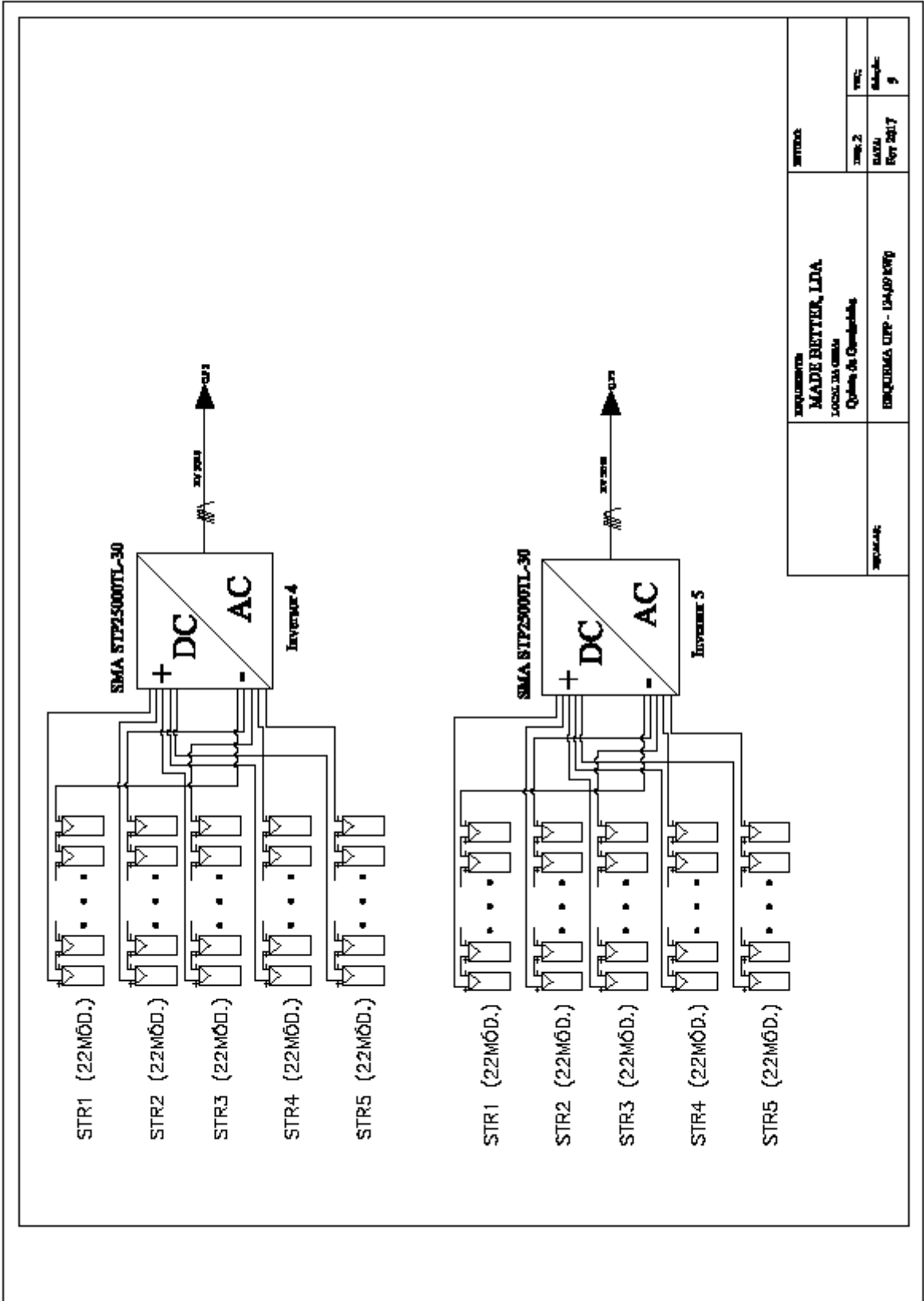
Anexo I. Esquemas Unifilares UPP



EMPRESA	SITIO	
	NUM 3	PARC
EMPRESA	DATA	
MADE BETTER, LDA	17/07/2017	
LOCAL DA OBRA	SITIO	
Quilom de Chardalhos	9	
PROJETO	REQUISITO CTP - 134/09/2009	



INSTRUMENTOS	MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Quilom. do Condado	DATA	REC.
		16/09/2017	9
PROJETADE	ENCOMENDA OFP - 124-00-1070		



INVENTOR MADE BETTER, LDA LOCAL DA CASA Quinta de Choupalhão	DATA 16/07/2017	
	Nº: 2	Pág: 9
Nº: 2014	EMPRESA CUF - 134.091.000	



Quadro Parcial AC 1

	INSCRIÇÃO MADE BETTER, LDA LOCAL DA UNIDADE Quinta do Casquilhão	SERVIÇOS	
		DATA 01/01/2017	Nº 9
LOCAL BORGES DE FREixo	IDENTIFICADOR BORGES DE FREixo - 124-00-1200		



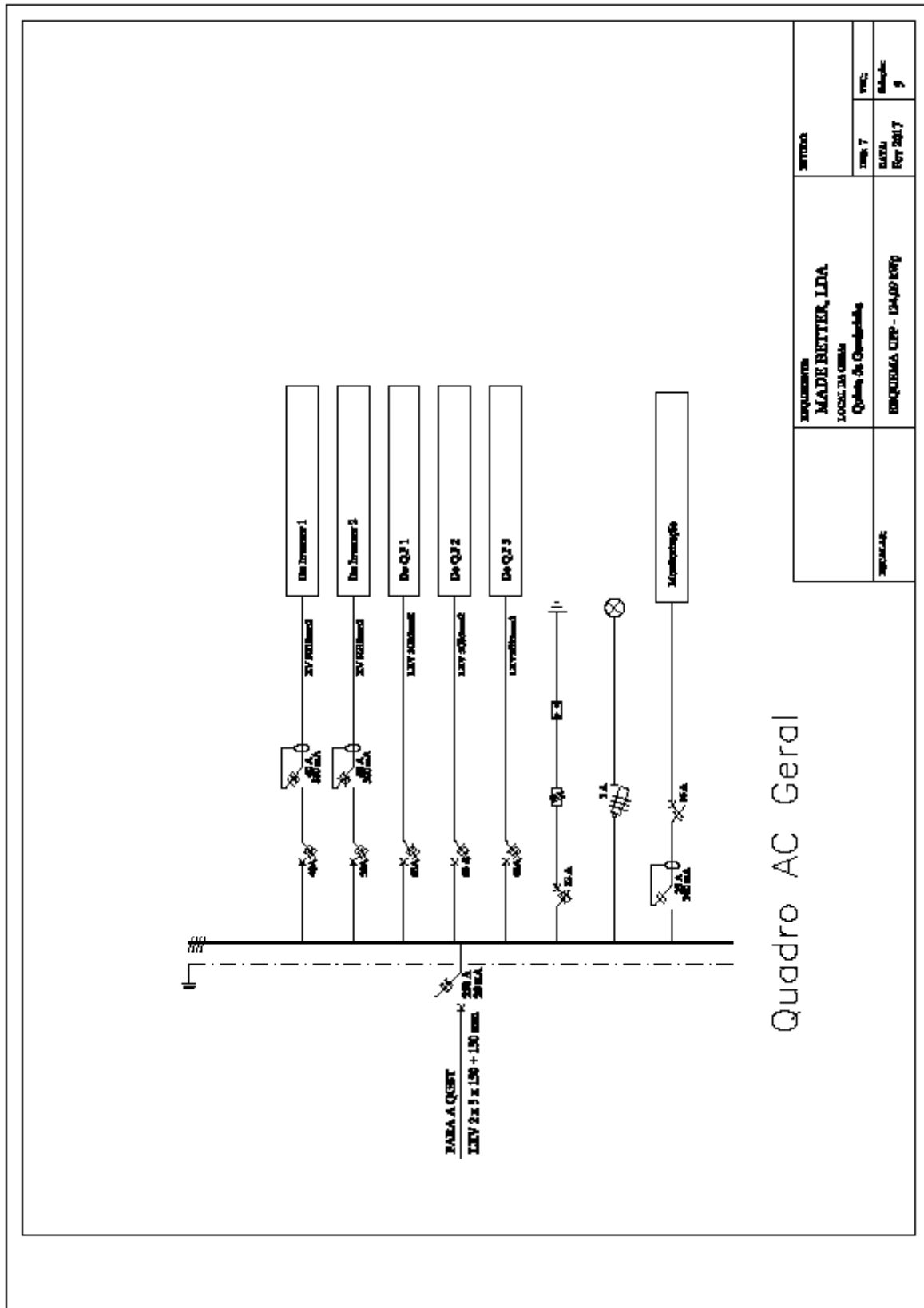
Quadro Parcial AC 2

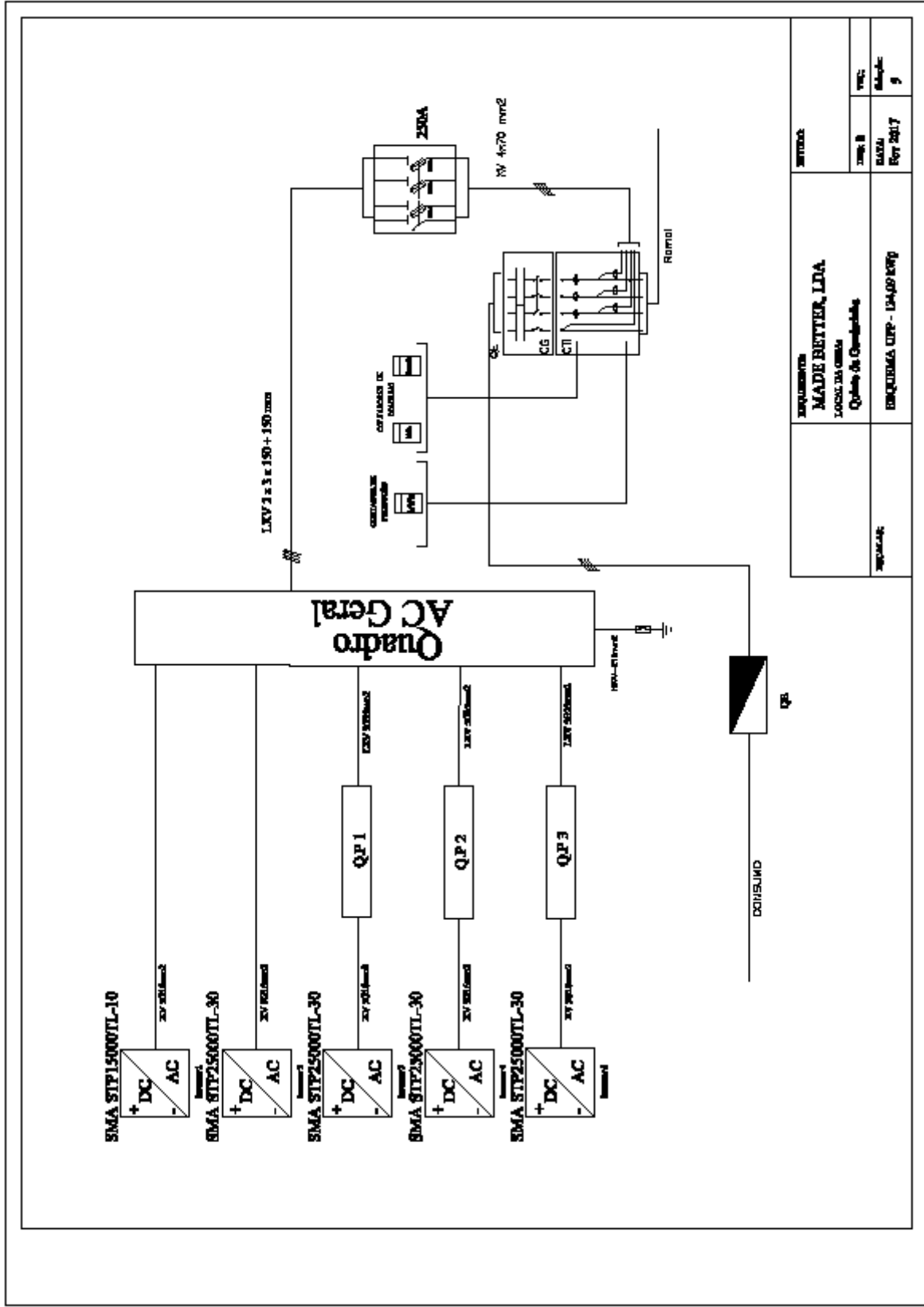
REQUISITOS	MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Quinta de Casquilhos	MATERIAL	
		QUANT. 5	UNID. 9
REQUISITO	REQUISITO CUP - 124.09.009	MATERIAL	
		QUANT. 5	UNID. 9



Quadro Parcial AC 3

	INVENTARIO MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Obras de Construção	SERVIDOR	
		NUM. S	DESCR.
NOME S: INVENTARIO	INVENTARIO 134-09-1000	DATA 01/01/2017	QUANT. 3





REQUISITOS MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Quito do Condado		REVISÃO DATA Rev 2017	REC. DATA 9
REQUISITOS MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Quito do Condado		REVISÃO DATA Rev 2017	REC. DATA 9

REQUISITOS MADE BETTER, LDA LOCAL DA OBRA Quito do Condado	REVISÃO DATA Rev 2017	REC. DATA 9
---	------------------------------------	--------------------------

Anexo J. *Datasheet* MPRIME GENIUS 265 W

G Series GENIUS 4BB
250 / 255 / 260 / 265



MODULE STRENGTHS

- Excellent low light performance
- Positive power tolerance 0~+5 Watts
- Suitable under extreme mechanical loading pressure of 5400 Pa
- 100% EL Double Inspection
- Resistant to ammonia corrosion
- Highly resistant to salt-mist corrosion

Certified by

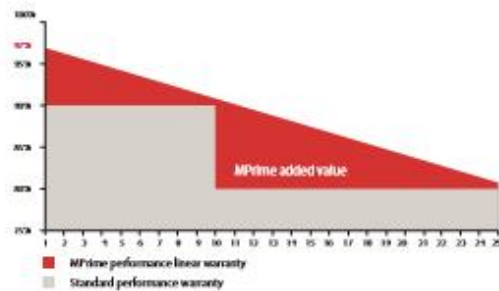


WARRANTY

- Product warranty: 10 years.
- Performance linear warranty: 25 years.

CERTIFICATION

- TÜV Certificate
- MCS Certificate
- IEC 61215(ed.2)
- IEC 61730-1(ed.1) & IEC 61730-2(ed.1)
- Plus salt-mist (IEC 61701) & Ammonia (IEC 62716)



ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Nominal Power (Wp)	P_{nom}	250	255	260	265
Positive Power Tolerance		0--+5W			
MPP Current (A)	I_{mpp}	8,32	8,43	8,52	8,59
MPP Voltage (V)	V_{mpp}/U_{mpp}	30,0	30,2	30,5	30,8
Open Circuit Voltage (V)	V_{oc}/U_{oc}	37,3	37,6	37,8	38,1
Short Circuit Current (A)	I_{sc}	8,91	8,99	9,06	9,16
Module Efficiency	η (%)	15,4	15,7	16,0	16,3
Maximum System Voltage (V)	V_{max}	IEC:1000 / UL:1000			
Maximum Series Fuse Rating (A)	I	15			
Permitted module temperature on continuous duty		-40°C up to +85°C			
NOCT (°C)		46±2			
Temperature Coefficients:					
Power	$\gamma(P_{nom})$	-0,43%/°C			
Voltage	$\beta(V_{oc})$	-0,33%/°C			
Current	$\alpha(I_{sc})$	+0,06%/°C			

* Values at Standard Test Conditions (STC): air mass AM 1,5G, irradiance 1000 W/m² and cell temperature (25±2)°C.

MECHANICAL SPECIFICATIONS

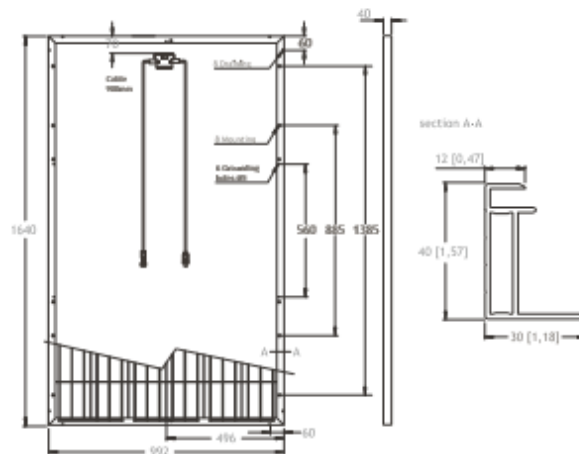
Dimensions	1640 x 992 x 40 mm / 64,57" x 39,06" x 1,57"
Weight	18,5 kg / 40,7 lb
Solar Cells	6" Polycrystalline (156 x 156 mm)
Cell Connection	60 cells (6 x 10)
Glass	High transparency tempered glass 3,2 mm (0,13")
Frame	Anodized aluminium alloy
Diodes	3 diodes
Junction Box	IP-65 or IP-67 rated
Cable	Length 900mm* diameter 4 mm ² each
Connectors	MC4 compatible

* 1200mm optional: delivery time subject to confirmation.

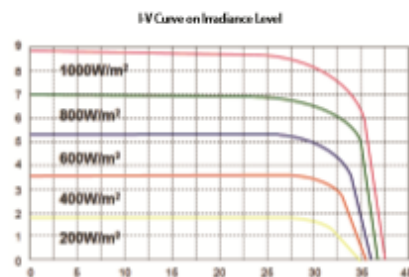
PACKAGING

Modules per pallet	26 pcs
Pallets per container	28 pallets
Modules per container	728 pcs

DIMENSIONS All figures are in mm [Inch]



I-V CURVES



CAUTION: read safety and installation instructions before using the product. (available in WWW.MPRIME.SOLAR.COM).

DISCLAIMER: specifications included in this datasheet are subject to change without notice from the company. In case of any conflicts/problems that may arise due to misinterpretation, prevailing conditions are the ones described in the original version (in English).

PI065-TC0-GSG/HR/05/12.15(D0)

Mprime
by MPARTIFIER SOLAR

MPRIME SOLAR SOLUTIONS, S.A. ZONA INDUSTRIAL, APARTADO 17 / 3684-001 OLIVEIRA DE FRADES, PORTUGAL
TEL. +351 232 811 381 FAX. +352 232 767 750 INFO.PT@MPRIMESOLAR.COM WWW.MPRIMESOLAR.COM

Anexo K. *Datasheet* JINKO SOLAR 270PP-60

JKM270PP-60

255-270 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(4BB)



KEY FEATURES



4 Busbar Solar Cell:

4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for roof installation.



High Power Output:

Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 270Wp.



Anti-PID Guarantee:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect guaranteed under 60°C/85% RH condition for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance 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.



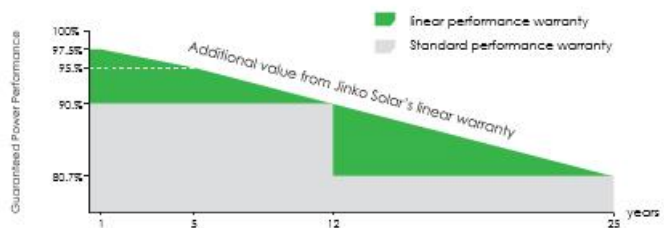
Temperature Coefficient:

Improved temperature coefficient decreases power loss during hi temperatures.

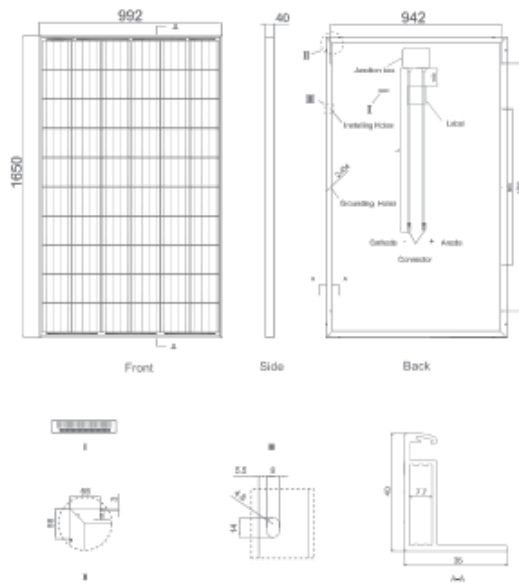


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

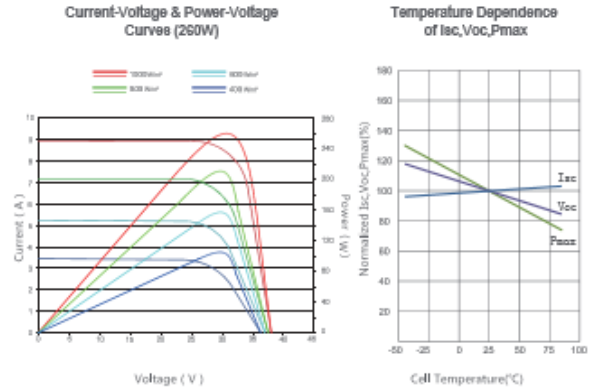


Packaging Configuration

(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 1×4.0mm², Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255PP		JKM260PP		JKM285PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	265Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	15.58%		15.89%		16.19%		16.50%	
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	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°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%

Anexo L. *Datasheet* SMA 10 kW – 25 kW



SUNNY TRIPOWER 15000TL



NEW - With Cutting-Edge
Grid Management Functions

Efficient

- Maximum efficiency of 98.2 %
- SMA OptiTrac Global Peak MPPT tracking for best MPPT tracking efficiency

Reliable

- Triple protection with Optiprotect—electronic string fuse, self-learning string failure detection, integrable DC surge arrester (SPD Type II)

Flexible

- DC input voltage of up to 1000 V
- Tailor-made system design with Optiflex

Innovative

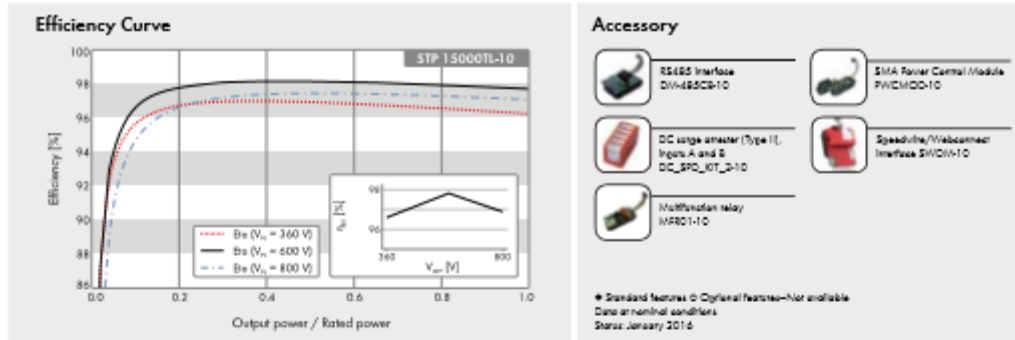
- Cutting-edge grid management functions
- Reactive power available 24/7 [Q on Demand]*

SUNNY TRIPOWER 15000TL

The Three-Phase Inverter for Easy PV System Design

The Sunny Tripower 15000TL has new, cutting-edge features: The integration of grid management functions, including Integrated Plant Control, allows the inverter to regulate reactive power at the grid-connection point. This means that upstream regulator units are no longer needed, and system costs are lowered. Another innovation is around-the-clock provision of reactive power [Q on Demand 24/7].

Optiflex technology and the Optiprotect safety concept remain proven standards: Optiflex provides enormous design flexibility with the two MPPT inputs in connection with a broad input voltage range - and does it for almost all module configurations. The Optiprotect safety concept, with its self-learning string failure detection, electronic string fuse and integrable DC surge arrester type II, ensures maximum reliability.



Technical Data	Sunny Tripower 15000TL
Input (DC)	
Max. DC power (at cos $\phi = 1$) / DC rated power	15340 W / 15340 W
Max. input voltage	1000 V
MPP Voltage range / rated input voltage	360 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A
Max. input current per string input A1 / input B1	40 A / 12.5 A
Max. DC short-circuit current input A / input B	50 A / 17 A
Number of independent MPP inputs/strings per MPP input	2 / A,5; B,1
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W
Max. AC apparent power	15000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
AC voltage range	160 V to 280 V
AC power frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	24 A / 24 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 lagging to 0 leading
THD	$\leq 3\%$
Feed-in phases/connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 97.8%
Protective devices	
Inputs/disconnection point	•
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •
DC surge arrester SPD type III / SPD type II	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit / Electronic string current monitoring	• / •
Protection class (as per IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC, III; DC, II
General Data	
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inches)
Weight	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission, typical	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
Features / function	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire / Webcamer	• / • / •
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	• / •
Multifunction relay / Power Control Module	• / •
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	• / • / •
Off-Grid capable/SMA Fuel Save Controller compatible	• / •
Warranty: 5/10/15/20/25 years	• / • / • / • / •
Certificates and approvals (others available upon request)	
<small>AS 4777, IEC 60384-1, IEC 60384-2, IEC 60384-3, IEC 60384-4, IEC 60384-5, IEC 60384-6, IEC 60384-7, IEC 60384-8, IEC 60384-9, IEC 60384-10, IEC 60384-11, IEC 60384-12, IEC 60384-13, IEC 60384-14, IEC 60384-15, IEC 60384-16, IEC 60384-17, IEC 60384-18, IEC 60384-19, IEC 60384-20, IEC 60384-21, IEC 60384-22, IEC 60384-23, IEC 60384-24, IEC 60384-25, IEC 60384-26, IEC 60384-27, IEC 60384-28, IEC 60384-29, IEC 60384-30, IEC 60384-31, IEC 60384-32, IEC 60384-33, IEC 60384-34, IEC 60384-35, IEC 60384-36, IEC 60384-37, IEC 60384-38, IEC 60384-39, IEC 60384-40, IEC 60384-41, IEC 60384-42, IEC 60384-43, IEC 60384-44, IEC 60384-45, IEC 60384-46, IEC 60384-47, IEC 60384-48, IEC 60384-49, IEC 60384-50, IEC 60384-51, IEC 60384-52, IEC 60384-53, IEC 60384-54, IEC 60384-55, IEC 60384-56, IEC 60384-57, IEC 60384-58, IEC 60384-59, IEC 60384-60, IEC 60384-61, IEC 60384-62, IEC 60384-63, IEC 60384-64, IEC 60384-65, IEC 60384-66, IEC 60384-67, IEC 60384-68, IEC 60384-69, IEC 60384-70, IEC 60384-71, IEC 60384-72, IEC 60384-73, IEC 60384-74, IEC 60384-75, IEC 60384-76, IEC 60384-77, IEC 60384-78, IEC 60384-79, IEC 60384-80, IEC 60384-81, IEC 60384-82, IEC 60384-83, IEC 60384-84, IEC 60384-85, IEC 60384-86, IEC 60384-87, IEC 60384-88, IEC 60384-89, IEC 60384-90, IEC 60384-91, IEC 60384-92, IEC 60384-93, IEC 60384-94, IEC 60384-95, IEC 60384-96, IEC 60384-97, IEC 60384-98, IEC 60384-99, IEC 60384-100, IEC 60384-101, IEC 60384-102, IEC 60384-103, IEC 60384-104, IEC 60384-105, IEC 60384-106, IEC 60384-107, IEC 60384-108, IEC 60384-109, IEC 60384-110, IEC 60384-111, IEC 60384-112, IEC 60384-113, IEC 60384-114, IEC 60384-115, IEC 60384-116, IEC 60384-117, IEC 60384-118, IEC 60384-119, IEC 60384-120, IEC 60384-121, IEC 60384-122, IEC 60384-123, IEC 60384-124, IEC 60384-125, IEC 60384-126, IEC 60384-127, IEC 60384-128, IEC 60384-129, IEC 60384-130, IEC 60384-131, IEC 60384-132, IEC 60384-133, IEC 60384-134, IEC 60384-135, IEC 60384-136, IEC 60384-137, IEC 60384-138, IEC 60384-139, IEC 60384-140, IEC 60384-141, IEC 60384-142, IEC 60384-143, IEC 60384-144, IEC 60384-145, IEC 60384-146, IEC 60384-147, IEC 60384-148, IEC 60384-149, IEC 60384-150, IEC 60384-151, IEC 60384-152, IEC 60384-153, IEC 60384-154, IEC 60384-155, IEC 60384-156, IEC 60384-157, IEC 60384-158, IEC 60384-159, IEC 60384-160, IEC 60384-161, IEC 60384-162, IEC 60384-163, IEC 60384-164, IEC 60384-165, IEC 60384-166, IEC 60384-167, IEC 60384-168, IEC 60384-169, IEC 60384-170, IEC 60384-171, IEC 60384-172, IEC 60384-173, IEC 60384-174, IEC 60384-175, IEC 60384-176, IEC 60384-177, IEC 60384-178, IEC 60384-179, IEC 60384-180, IEC 60384-181, IEC 60384-182, IEC 60384-183, IEC 60384-184, IEC 60384-185, IEC 60384-186, IEC 60384-187, IEC 60384-188, IEC 60384-189, IEC 60384-190, IEC 60384-191, IEC 60384-192, IEC 60384-193, IEC 60384-194, IEC 60384-195, IEC 60384-196, IEC 60384-197, IEC 60384-198, IEC 60384-199, IEC 60384-200, IEC 60384-201, IEC 60384-202, IEC 60384-203, IEC 60384-204, IEC 60384-205, IEC 60384-206, IEC 60384-207, IEC 60384-208, IEC 60384-209, IEC 60384-210, IEC 60384-211, IEC 60384-212, IEC 60384-213, IEC 60384-214, IEC 60384-215, IEC 60384-216, IEC 60384-217, IEC 60384-218, IEC 60384-219, IEC 60384-220, IEC 60384-221, IEC 60384-222, IEC 60384-223, IEC 60384-224, IEC 60384-225, IEC 60384-226, IEC 60384-227, IEC 60384-228, IEC 60384-229, IEC 60384-230, IEC 60384-231, IEC 60384-232, IEC 60384-233, IEC 60384-234, IEC 60384-235, IEC 60384-236, IEC 60384-237, IEC 60384-238, IEC 60384-239, IEC 60384-240, IEC 60384-241, IEC 60384-242, IEC 60384-243, IEC 60384-244, IEC 60384-245, IEC 60384-246, IEC 60384-247, IEC 60384-248, IEC 60384-249, IEC 60384-250, IEC 60384-251, IEC 60384-252, IEC 60384-253, IEC 60384-254, IEC 60384-255, IEC 60384-256, IEC 60384-257, IEC 60384-258, IEC 60384-259, IEC 60384-260, IEC 60384-261, IEC 60384-262, IEC 60384-263, IEC 60384-264, IEC 60384-265, IEC 60384-266, IEC 60384-267, IEC 60384-268, IEC 60384-269, IEC 60384-270, IEC 60384-271, IEC 60384-272, IEC 60384-273, IEC 60384-274, IEC 60384-275, IEC 60384-276, IEC 60384-277, IEC 60384-278, IEC 60384-279, IEC 60384-280, IEC 60384-281, IEC 60384-282, IEC 60384-283, IEC 60384-284, IEC 60384-285, IEC 60384-286, IEC 60384-287, IEC 60384-288, IEC 60384-289, IEC 60384-290, IEC 60384-291, IEC 60384-292, IEC 60384-293, IEC 60384-294, IEC 60384-295, IEC 60384-296, IEC 60384-297, IEC 60384-298, IEC 60384-299, IEC 60384-300, IEC 60384-301, IEC 60384-302, IEC 60384-303, IEC 60384-304, IEC 60384-305, IEC 60384-306, IEC 60384-307, IEC 60384-308, IEC 60384-309, IEC 60384-310, IEC 60384-311, IEC 60384-312, IEC 60384-313, IEC 60384-314, IEC 60384-315, IEC 60384-316, IEC 60384-317, IEC 60384-318, IEC 60384-319, IEC 60384-320, IEC 60384-321, IEC 60384-322, IEC 60384-323, IEC 60384-324, IEC 60384-325, IEC 60384-326, IEC 60384-327, IEC 60384-328, IEC 60384-329, IEC 60384-330, IEC 60384-331, IEC 60384-332, IEC 60384-333, IEC 60384-334, IEC 60384-335, IEC 60384-336, IEC 60384-337, IEC 60384-338, IEC 60384-339, IEC 60384-340, IEC 60384-341, IEC 60384-342, IEC 60384-343, IEC 60384-344, IEC 60384-345, IEC 60384-346, IEC 60384-347, IEC 60384-348, IEC 60384-349, IEC 60384-350, IEC 60384-351, IEC 60384-352, IEC 60384-353, IEC 60384-354, IEC 60384-355, IEC 60384-356, IEC 60384-357, IEC 60384-358, IEC 60384-359, IEC 60384-360, IEC 60384-361, IEC 60384-362, IEC 60384-363, IEC 60384-364, IEC 60384-365, IEC 60384-366, IEC 60384-367, IEC 60384-368, IEC 60384-369, IEC 60384-370, IEC 60384-371, IEC 60384-372, IEC 60384-373, IEC 60384-374, IEC 60384-375, IEC 60384-376, IEC 60384-377, IEC 60384-378, IEC 60384-379, IEC 60384-380, IEC 60384-381, IEC 60384-382, IEC 60384-383, IEC 60384-384, IEC 60384-385, IEC 60384-386, IEC 60384-387, IEC 60384-388, IEC 60384-389, IEC 60384-390, IEC 60384-391, IEC 60384-392, IEC 60384-393, IEC 60384-394, IEC 60384-395, IEC 60384-396, IEC 60384-397, IEC 60384-398, IEC 60384-399, IEC 60384-400, IEC 60384-401, IEC 60384-402, IEC 60384-403, IEC 60384-404, IEC 60384-405, IEC 60384-406, IEC 60384-407, IEC 60384-408, IEC 60384-409, IEC 60384-410, IEC 60384-411, IEC 60384-412, IEC 60384-413, IEC 60384-414, IEC 60384-415, IEC 60384-416, IEC 60384-417, IEC 60384-418, IEC 60384-419, IEC 60384-420, IEC 60384-421, IEC 60384-422, IEC 60384-423, IEC 60384-424, IEC 60384-425, IEC 60384-426, IEC 60384-427, IEC 60384-428, IEC 60384-429, IEC 60384-430, IEC 60384-431, IEC 60384-432, IEC 60384-433, IEC 60384-434, IEC 60384-435, IEC 60384-436, IEC 60384-437, IEC 60384-438, IEC 60384-439, IEC 60384-440, IEC 60384-441, IEC 60384-442, IEC 60384-443, IEC 60384-444, IEC 60384-445, IEC 60384-446, IEC 60384-447, IEC 60384-448, IEC 60384-449, IEC 60384-450, IEC 60384-451, IEC 60384-452, IEC 60384-453, IEC 60384-454, IEC 60384-455, IEC 60384-456, IEC 60384-457, IEC 60384-458, IEC 60384-459, IEC 60384-460, IEC 60384-461, IEC 60384-462, IEC 60384-463, IEC 60384-464, IEC 60384-465, IEC 60384-466, IEC 60384-467, IEC 60384-468, IEC 60384-469, IEC 60384-470, IEC 60384-471, IEC 60384-472, IEC 60384-473, IEC 60384-474, IEC 60384-475, IEC 60384-476, IEC 60384-477, IEC 60384-478, IEC 60384-479, IEC 60384-480, IEC 60384-481, IEC 60384-482, IEC 60384-483, IEC 60384-484, IEC 60384-485, IEC 60384-486, IEC 60384-487, IEC 60384-488, IEC 60384-489, IEC 60384-490, IEC 60384-491, IEC 60384-492, IEC 60384-493, IEC 60384-494, IEC 60384-495, IEC 60384-496, IEC 60384-497, IEC 60384-498, IEC 60384-499, IEC 60384-500, IEC 60384-501, IEC 60384-502, IEC 60384-503, IEC 60384-504, IEC 60384-505, IEC 60384-506, IEC 60384-507, IEC 60384-508, IEC 60384-509, IEC 60384-510, IEC 60384-511, IEC 60384-512, IEC 60384-513, IEC 60384-514, IEC 60384-515, IEC 60384-516, IEC 60384-517, IEC 60384-518, IEC 60384-519, IEC 60384-520, IEC 60384-521, IEC 60384-522, IEC 60384-523, IEC 60384-524, IEC 60384-525, IEC 60384-526, IEC 60384-527, IEC 60384-528, IEC 60384-529, IEC 60384-530, IEC 60384-531, IEC 60384-532, IEC 60384-533, IEC 60384-534, IEC 60384-535, IEC 60384-536, IEC 60384-537, IEC 60384-538, IEC 60384-539, IEC 60384-540, IEC 60384-541, IEC 60384-542, IEC 60384-543, IEC 60384-544, IEC 60384-545, IEC 60384-546, IEC 60384-547, IEC 60384-548, IEC 60384-549, IEC 60384-550, IEC 60384-551, IEC 60384-552, IEC 60384-553, IEC 60384-554, IEC 60384-555, IEC 60384-556, IEC 60384-557, IEC 60384-558, IEC 60384-559, IEC 60384-560, IEC 60384-561, IEC 60384-562, IEC 60384-563, IEC 60384-564, IEC 60384-565, IEC 60384-566, IEC 60384-567, IEC 60384-568, IEC 60384-569, IEC 60384-570, IEC 60384-571, IEC 60384-572, IEC 60384-573, IEC 60384-574, IEC 60384-575, IEC 60384-576, IEC 60384-577, IEC 60384-578, IEC 60384-579, IEC 60384-580, IEC 60384-581, IEC 60384-582, IEC 60384-583, IEC 60384-584, IEC 60384-585, IEC 60384-586, IEC 60384-587, IEC 60384-588, IEC 60384-589, IEC 60384-590, IEC 60384-591, IEC 60384-592, IEC 60384-593, IEC 60384-594, IEC 60384-595, IEC 60384-596, IEC 60384-597, IEC 60384-598, IEC 60384-599, IEC 60384-600, IEC 60384-601, IEC 60384-602, IEC 60384-603, IEC 60384-604, IEC 60384-605, IEC 60384-606, IEC 60384-607, IEC 60384-608, IEC 60384-609, IEC 60384-610, IEC 60384-611, IEC 60384-612, IEC 60384-613, IEC 60384-614, IEC 60384-615, IEC 60384-616, IEC 60384-617, IEC 60384-618, IEC 60384-619, IEC 60384-620, IEC 60384-621, IEC 60384-622, IEC 60384-623, IEC 60384-624, IEC 60384-625, IEC 60384-626, IEC 60384-627, IEC 60384-628, IEC 60384-629, IEC 60384-630, IEC 60384-631, IEC 60384-632, IEC 60384-633, IEC 60384-634, IEC 60384-635, IEC 60384-636, IEC 60384-637, IEC 60384-638, IEC 60384-639, IEC 60384-640, IEC 60384-641, IEC 60384-642, IEC 60384-643, IEC 60384-644, IEC 60384-645, IEC 60384-646, IEC 60384-647, IEC 60384-648, IEC 60384-649, IEC 60384-650, IEC 60384-651, IEC 60384-652, IEC 60384-653, IEC 60384-654, IEC 60384-655, IEC 60384-656, IEC 60384-657, IEC 60384-658, IEC 60384-659, IEC 60384-660, IEC 60384-661, IEC 60384-662, IEC 60384-663, IEC 60384-664, IEC 60384-665, IEC 60384-666, IEC 60384-667, IEC 60384-668, IEC 60384-669, IEC 60384-670, IEC 60384-671, IEC 60384-672, IEC 60384-673, IEC 60384-674, IEC 60384-675, IEC 60384-676, IEC 60384-677, IEC 60384-678, IEC 60384-679, IEC 60384-680, IEC 60384-681, IEC 60384-682, IEC 60384-683, IEC 60384-684, IEC 60384-685, IEC 60384-686, IEC 60384-687, IEC 60384-688, IEC 60384-689, IEC 60384-690, IEC 60384-691, IEC 60384-692, IEC 60384-693, IEC 60384-694, IEC 60384-695, IEC 60384-696, IEC 60384-697, IEC 60384-698, IEC 60384-699, IEC 60384-700, IEC 60384-701, IEC 60384-702, IEC 60384-703, IEC 60384-704, IEC 60384-705, IEC 60384-706, IEC 60384-707, IEC 60384-708, IEC 60384-709, IEC 60384-710, IEC 60384-711, IEC 60384-712, IEC 60384-713, IEC 60384-714, IEC 60384-715, IEC 60384-716, IEC 60384-717, IEC 60384-718, IEC 60384-719, IEC 60384-720, IEC 60384-721, IEC 60384-722, IEC 60384-723, IEC 60384-724, IEC 60384-725, IEC 60384-726, IEC 60384-727, IEC 60384-728, IEC 60384-729, IEC 60384-730, IEC 60384-731, IEC 60384-732, IEC 60384-733, IEC 60384-734, IEC 60384-735, IEC 60384-736, IEC 60384-737, IEC 60384-738, IEC 60384-739, IEC 60384-740, IEC 60384-741, IEC 60384-742, IEC 60384-743, IEC 60384-744, IEC 60384-745, IEC 60384-746, IEC 60384-747, IEC 60384-748, IEC 60384-749, IEC 60384-750, IEC 60384-751, IEC 60384-752, IEC 60384-753, IEC 60384-754, IEC 60384-755, IEC 60384-756, IEC 60384-757, IEC 60384-758, IEC 60384-759, IEC 60384-760, IEC 60384-761, IEC 60384-762, IEC 60384-763, IEC 60384-764, IEC 60384-765, IEC 60384-766, IEC 60384-767, IEC 60384-768, IEC 60384-769, IEC 60384-770, IEC 60384-771, IEC 60384-772, IEC 60384-773, IEC 60384-774, IEC 60384-775, IEC 60384-776, IEC 60384-777, IEC 60384-778, IEC 60384-779, IEC 60384-780, IEC 60384-781, IEC 60384-782, IEC 60384-783, IEC 60384-784, IEC 60384-</small>	

SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL



Efficient

- Maximum efficiency of 98.4 %

Safe

- DC surge arrester (SPD type II) can be integrated

Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Multistring capability for optimum system design

Innovative

- Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control*
- Reactive power available 24/7 (QonDemand24/7)*

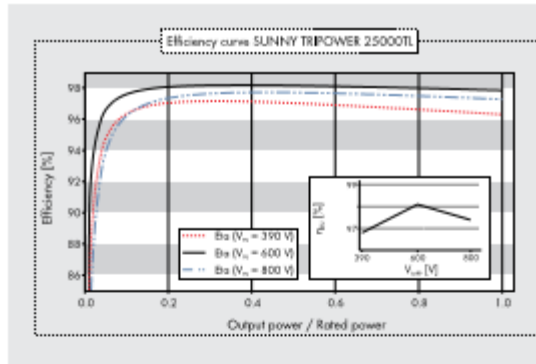
SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower 20000TL/25000TL is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4 %, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower 20000TL/25000TL comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control*, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (QonDemand24/7).*

*In preparation



Accessories



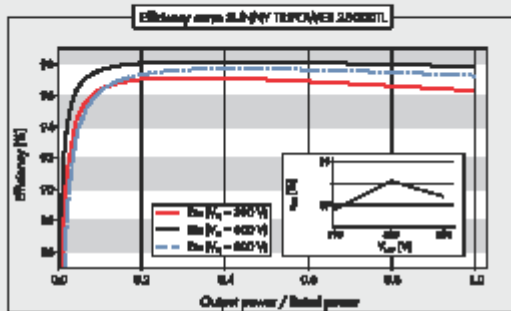
* Does not apply to all national appendices of EN 50438

● Standard features ○ Optional features – Not available
Data at nominal conditions
Last updated: August 2014

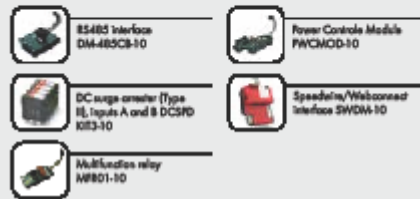
Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC) Input [DC]		
Max. DC power (☑ cos φ = 1)	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;3; B;3	2 / A;3; B;3
Output (AC)		
Rated power (☑ 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V to 280 V	160 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	29 A	36.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0 overexcited to 0 underexcited	0 overexcited to 0 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4 % / 98.0 %	98.3 % / 98.1 %
Protective devices		
DC side disconnection device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester (type II) can be integrated	○	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Selfconsumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Optical	Transformerless / Optical
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCUX / spring-cage terminal	SUNCUX / spring-cage terminal
Display	-	-
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	○ / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Planned certificates and permits (more available on request)	AS 4777, 80EW 2008, C10/11, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438*, G59/3, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PFC, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15.712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014	
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology



Accessories



¹ Does not apply to all national appendices of EN 50438
 Data at nominal conditions
 last updated: August 2014

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC) Input (DC)		
Max. DC power (at cos $\phi = 1$)	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V to 280 V	160 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	29 A	36,2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0 overexcited to 0 underexcited	0 overexcited to 0 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.4 % / 98.0 %	98.3 % / 98.1 %
Protective devices		
DC-side disconnection device	☑	☑
Ground fault monitoring / grid monitoring	☑ / ☑	☑ / ☑
DC surge arrester (type II) can be integrated	☑	☑
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	☑ / ☑ / -	☑ / ☑ / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	☑	☑
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	Transformerless / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	-	-
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	☑ / ☑	☑ / ☑
Multifunction relay / Power Control Module	☑ / ☑	☑ / ☑
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	☑ / ☑ / ☑ / ☑ / ☑	☑ / ☑ / ☑ / ☑ / ☑
Planned certifications and permits (where available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEB 0-16, CEB 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, NRS 0972-1, RFC, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

1) Does not apply to all national appendices of EN 50438. Data at nominal conditions. Last updated: August 2014.

Anexo M. Datasheet Lightway 255W

ELECTRICAL DATA @ STC

Module Type		LW260(29) P1640×990	LW255(29) P1640×990	LW250(29) P1640×990	LW245(29) P1640×990	LW240(29) P1640×990	LW235(29) P1640×990
Peak Power_Pmax	W	260	255	250	245	240	235
Power tolerance_ΔPmax	W	0,+5					
Voltage at Pmax_Vmpp	V	30.25	30.10	29.95	29.80	29.65	29.50
Current at Pmax_Imp	A	8.61	8.48	8.36	8.24	8.11	7.98
Open Circuit Voltage_Voc	V	37.95	37.88	37.80	37.50	37.40	37.30
Short Circuit Current_Isc	A	9.06	8.90	8.78	8.69	8.56	8.45
Module Efficiency_η		16.01%	15.71%	15.40%	15.09%	14.78%	14.47%

Values at standard test condition STC: air mass AM 1.5, irradiance 1000W/m², cells temperature 25 C

ELECTRICAL DATA @ NOCT

Module Type		LW260(29) P1640×990	LW255(29) P1640×990	LW250(29) P1640×990	LW245(29) P1640×990	LW240(29) P1640×990	LW235(29) P1640×990
Peak Power_Pmax	W	192	188	185	180	176	173
Voltage at Pmax_Vmpp	V	28.46	28.42	28.28	27.94	27.77	27.59
Current at Pmax_Imp	A	6.73	6.63	6.53	6.45	6.35	6.26
Open Circuit Voltage_Voc	V	35.09	35.04	34.93	34.61	34.50	34.39
Short Circuit Current_Isc	A	7.34	7.21	7.12	7.04	6.94	6.85

Nominal operating cell temperature NOCT: irradiance 800W/m², ambient temperature 20 C, wind speed 1m/s

TEMPERATURE RATING

Nominal operating cell temperature(NOCT)	C	45±2
Temperature Coefficient of Pmax	%/C	-0.4204
Temperature Coefficient of Isc	%/C	0.0654
Temperature Coefficient of Voc	%/C	-0.3215

MAXIMUM RATING

Max. System Voltage	1000Vdc
Operating Temperature	-40 ~ +85 C
Max. Series Fuse Rating	15A
Max. Reverse Current	15A
Max. Mechanical load	5400Pa

CONSTRUCTION MATERIALS

Solar cells	60-multicrystalline silicon cells, 156mm*156mm
Glass	3.2mm low-iron tempered glass
Encapsulant	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame	anodized aluminium alloy(Silver)
Junction Box	±IP65 rated, 3/6 diodes
Cable	4mm ² PV cable, 900mm/1200mm
Connector	MC4 compatible

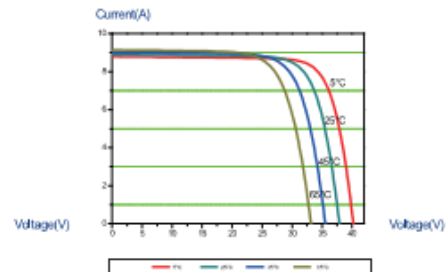
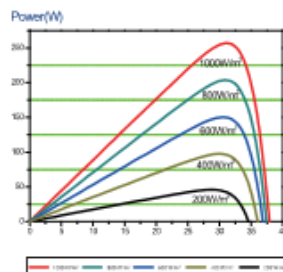
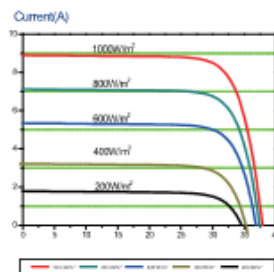
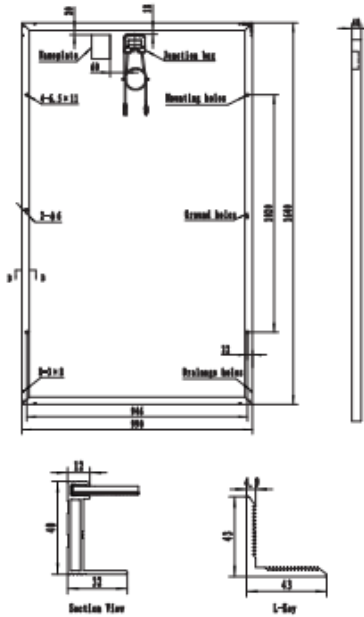
GENERAL DATA

Module Dimension(L*W*H)	1640*990*40mm
Weight	18.5kg

PACKING

Modules per pallet	26
Pallets per 40' container	28
Packing box dimension(L*W*H)	1700*1140*1020mm

Unit:mm



Anexo N. Datasheet Danfoss TLX 10/15 kW



For additional technical data and functional descriptions please refer to the reference manual found on www.danfoss.com/solar

Unit	Parameter	TLX series				
AC						
[S]	Rated apparent power	6.0 kVA	8.0 kVA	10 kVA	12.5 kVA	15 kVA
$P_{ac,r}$	Rated active power ¹⁾	6.0 kW	8.0 kW	10 kW	12.5 kW	15 kW
	Reactive power range	0-3.6 kVAr	0-4.8 kVAr	0-6.0 kVAr	0-7.5 kVAr	0-9.0 kVAr
$V_{ac,r}$	Rated grid voltage (range)	3P + N + PE – 230 V / 400 V (± 20 %)				
	Nominal current AC	3 × 8.7 A	3 × 11.6 A	3 × 14.5 A	3 × 18.1 A	3 × 21.7 A
$I_{ac,max}$	Max. current AC	3 × 9.0 A	3 × 11.9 A	3 × 14.9 A	3 × 18.7 A	3 × 22.4 A
	AC current distortion (THD %)	< 4 %		< 5 %		
$\cos\phi_{ac,r}$	Power factor – unregulated	> 0.99 at 100 % load and 0.95 at 20 % load				
	Power factor – regulated	0.8 over-excited – 0.8 under-excited (TLX+ and TLX Pro+)				
	Connecting power loss	10 W				
	Night-time power loss (off grid)	< 5 W				
f_r	Rated grid frequency (range)	50 Hz ± 5 Hz				
DC						
$P_{pvpp,max}$	Maximum PV input power per MPPT	8.0 kW				
$\Sigma P_{pvpp,max}$	Max./nom. converted PV input power, total	6.2 kW	8.25 kW	10.3 kW	12.9 kW	15.5 kW
$V_{dc,r}$	Nominal voltage DC	700 V				
$V_{pvpp,min}$ - $V_{pvpp,max}$	MPP voltage-nominal power ²⁾	260 - 800 V	345-800 V	430-800 V	358-800 V	430-800 V
	MPP tracker	2 (2 × MC4)		3 (3 × MC4)		
$V_{dc,max}$	Max. DC voltage	1000 V				
$V_{dc,start}$	Turn on voltage	250 V				
$V_{dc,stop}$	Turn off voltage	250 V				
$I_{dc,max}$	Max. current DC	2 × 12 A			3 × 12 A	
	Max. short circuit current DC at STC	2 × 12 A			3 × 12 A	
	Min. on grid power	20 W				
Efficiency						
	Max. efficiency	97.8 %	97.9 %		98 %	
	Euro efficiency at $V_{ac,r}$	96.5 %	97.0 %	97.0 %	97.3 %	97.4 %
	MPP efficiency, static	99.9 %				
Enclosure						
	Dimensions (H, W, D)	700 × 525 × 250 mm				
	Weight	35 kg				
	Acoustic noise level	max. 56 db(A)				
	Operation temperature range	-25..60 °C (45..60 °C – degrading at high loads)				
	Storage temperature	-25..60 °C				
	Relative humidity	95 % (non-condensing)				
Ancillary Services						
	Active power	Fixed, set point curves, remotely controlled, Fault Ride Through				
	Reactive power	Constant, set point curves, remotely controlled, Fault Ride Through (TLX+ and TLX Pro+)				
Safety						
	Approvals and certificates	www.danfoss.com/solar → Download				
	Electrical Safety	IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded – communication part Class II, PELV)				
	Functional safety	Voltage and frequency monitoring, islanding detection, residual current monitoring				

¹⁾ At rated grid voltage ($V_{ac,r}$), $\cos(\phi) = 1$

²⁾ At symmetric input configuration. At asymmetrical input configuration, $V_{pvpp,min}$ can be as low as 250 V.