

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Dimensionamento de sistemas de produção de
electricidade baseados em energia solar
fotovoltaica**

Vitor Alexandre Moreira Alves

Relatório de Projecto realizado no âmbito do Mestrado Integrado em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Machado e Moura
Co-orientador: Eng. Francisco Ribeiro

Junho de 2008

© Vitor Alves, 2008

Resumo

Este documento apresenta o trabalho desenvolvido no âmbito da disciplina de “Dissertação/Projecto”, do 5º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

Tem como objectivo a apresentação dos sistemas solares fotovoltaicos enquanto produtores de electricidade, bem como a descrição da metodologia de dimensionamento duma instalação desta natureza. O trabalho foi realizado com o apoio da empresa Jayme da Costa, localizada em Grijó, Vila Nova de Gaia.

O documento incide essencialmente na análise de uma central fotovoltaica já em funcionamento, a central de Lamelas, em Freixo de Espada à Cinta, com 124,2 kWp instalados. A central foi alvo de um estudo técnico-económico com o objectivo de procurar uma solução alternativa aos painéis fotovoltaicos e inversores utilizados.

Recorrendo aos valores da produção eléctrica da central para o último ano, foi realizado um estudo para avaliar a credibilidade de alguns programas de simulação existentes no mercado. O estudo consistiu na comparação entre a produção de electricidade estimada pelos programas e a produção efectivada da central de Lamelas.

Para a realização deste trabalho foi necessário adquirir conhecimentos básicos sobre os equipamentos utilizados pelos sistemas fotovoltaicos, bem como sobre as condições técnicas de funcionamento e regulamentação que os regem.

Abstract

This report presents the developed work in scope of the discipline of "Dissertation/Project", of the 5th year of the Integrated Masters in Electrical and Computer Engineering.

It has the aim to present the solar photovoltaic systems as producers of electricity and a description of the methodology of sizing a facility of this nature. The work was conducted with the support of the company Jayme da Costa, located in Grijó, Vila Nova de Gaia.

The document focuses on analysis of a central photovoltaic already in operation, the central of Lamelas, in Freixo de Espada à Cinta, with 124.2 kWp installed. The central was the subject of a techno-economic study with the aim of seeking an alternative solution to the photovoltaic panels and inverters used.

Using the values of electricity generation for the central of Lamelas of last year, was made a study to evaluate the credibility of some simulation programmes in the market. The study consisted in comparing the production of electricity estimated by the programs with the effective production of the central of Lamelas.

For this work was necessary to gain basic knowledge about the equipment used by photovoltaic systems, as well of technical conditions of operation and regulations governing them.

Agradecimentos

Este trabalho só foi possível graças à ajuda e colaboração de diversas pessoas, sem as quais não poderia ter usufruído desta experiência tão enriquecedora. Pelo que gostaria de registar o meu agradecimento às seguintes pessoas e entidades:

Ao meu orientador, Professor Doutor António Machado e Moura, por me ter facultado a oportunidade de realizar este trabalho junto da Jayme da Costa, pela disponibilidade e contributo que prestou na supervisão do trabalho e também pelas sugestões dadas.

Ao meu co-orientador da Jayme da Costa, Sr. Engenheiro Francisco Ribeiro, por toda a colaboração e disponibilidade demonstradas ao longo do trabalho.

Ao Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, por todo o apoio prestado para o desenvolvimento do trabalho.

Às restantes pessoas, que me apoiaram e ajudaram ao longo do trabalho e também do meu percurso académico, em especial à minha família e amigos pelo apoio incondicional demonstrado.

A todos o meu sincero agradecimento,

Vitor Alves

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Considerações gerais.....	1
1.2 - Motivações	2
1.3 - Organização do projecto	3
Capítulo 2	5
Sistemas fotovoltaicos.....	5
2.1 - Considerações gerais.....	5
2.2 - Radiação solar.....	6
2.2.1 - Definição e distribuição	6
2.2.2 - Radiação directa e difusa	8
2.2.3 - Posição do sol.....	9
2.2.4 - Orientação solar.....	10
2.2.5 - Sombreamentos artificiais.....	11
2.3 - Células fotovoltaicas.....	11
2.3.1 - Princípio de funcionamento.....	11
2.3.2 - Propriedades eléctricas e modelos das células.....	13
2.3.3 - Tipos de células	15
2.4 - Equipamentos do sistema	18
2.4.1 - Painéis ou Módulos fotovoltaicos.....	18
2.4.2 - Baterias	20
2.4.3 - Inversores	22
2.4.4 - Controladores fotovoltaicos	23
2.4.5 - Sunny backup	23
2.5 - Sistemas e aplicações.....	25
2.5.1 - Sistemas de corrente contínua	26
2.5.2 - Sistemas de corrente alternada	26
2.5.3 - Sistemas com ou sem baterias.....	27
2.5.4 - Sistemas isolados	27

2.5.5 - Sistemas ligados à rede.....	28
2.5.6 - Sistemas híbridos.....	29
Capítulo 3.....	31
Situação actual e futuro da energia fotovoltaica	31
3.1 - Panorama actual.....	31
3.1.1 - Situação Internacional.....	31
3.1.2 - Situação em Portugal.....	41
3.2 - Perspectivas futuras	43
Capítulo 4.....	47
Metodologia de projecto de sistemas fotovoltaicos integrados na rede	47
4.1 - Análise do local.....	47
4.1.1 - Análise de sombreamentos.....	47
4.2 - Escolha dos equipamentos.....	50
4.2.1 - Painéis fotovoltaicos.....	50
4.2.2 - Inversores.....	50
4.2.3 - Baterias	54
4.2.4 - Caixa de junção.....	55
4.2.5 - Interruptor principal DC	55
4.3 - Dimensionamento de cabos e protecções	56
4.3.1 - Cabos	56
4.3.2 - Protecções	60
4.3.3 - Ligações à terra e equipotenciais	61
4.4 - Protecções contra descargas atmosféricas.....	61
4.4.1 - Protecção contra descargas atmosféricas directas	62
4.4.2 - Protecção contra descargas atmosféricas indirectas	62
4.5 - Ligação à rede eléctrica.....	63
4.5.1 - Protecção da rede eléctrica	64
4.5.2 - Contador de energia.....	64
Capítulo 5.....	65
Sistema fotovoltaico desenvolvido	65
5.1 - Considerações gerais	65
5.2 - Dimensionamento	66
5.2.1 - Cálculo eléctrico.....	66
5.2.2 - Manutenção da central.....	72
5.3 - Análise de soluções diferentes.....	72
5.3.1 - Preços utilizados ao longo do projecto	72
5.3.2 - Escolha dos equipamentos	73
5.3.3 - Análise das opções propostas	73
5.3.4 - Resultados do programa de simulação PVSYST	75
5.4 - Viabilidade económica.....	77
5.4.1 - Orçamentação.....	77
5.4.2 - Cálculo da remuneração mensal	77
5.4.3 - Estudo económico.....	78
Capítulo 6.....	81
Comparação entre programas de simulação	81
6.1 - Programas de simulação	81
6.2 - Dados de entrada	81
6.3 - Resultados obtidos	83
6.4 - Aproximações dos programas de simulação.....	84
Capítulo 7.....	87
Conclusões.....	87

Glossário	89
Referências.....	91
Bibliografia	95
Anexos	A
Anexo 1	A1.1
Junção p-n.....	A1.1
Anexo 2	A2.1
Dimensionamento - Central de Lamelas.....	A2.1
Dimensionamento - Opção 1	A2.7
Dimensionamento - Opção 2	A2.13
Dimensionamento - Opção 3	A2.19
Anexo 3	A3.1
Anexo 3.1	
Preços dos equipamentos/material/diversos utilizados no projecto	A3.1
Anexo 3.2	
Análise das opções	A3.3
Anexo 3.3	
Orçamento - Central de Lamelas	A3.5
Orçamento - Opção 1.....	A3.6
Orçamento - Opção 2.....	A3.7
Orçamento - Opção 3.....	A3.8
Anexo 3.4	
Cálculo da remuneração mensal	A3.9
Anexo 3.5	
Estudo económico - Central de Lamelas	A3.13
Estudo económico - Opção 1.....	A3.14
Estudo económico - Opção 2.....	A3.15
Estudo económico - Opção 3.....	A3.16
Anexo 4	A4.1
Relatório do PVSYST - Central de Lamelas	A4.1
Relatório do PVSYST - Painel Suntech STP 200	A4.4
Relatório do PVSYST - Painel Suntech STP 180	A4.7
Relatório do PVSYST - Painel Sanyo HIP 200	A4.10
Relatório do PVSYST - Painel Mistubishi MA-100 / Opção 1	A4.13
Relatório do PVSYST - Opção 2	A4.16
Relatório do PVSYST - Opção 3	A4.19
Relatório do PVSYST - Distância entre filas de 2,5m	A4.22
Relatório do PVSYST - Inclinação dos painéis 25°.....	A4.25
Relatório do PVSYST - Inclinação dos painéis 35°.....	A4.28
Anexo 5	A5.1
Anexo 5.1	
Dados utilizados nos programas de simulação.....	A5.1
Anexo 5.2	
Relatório do PVSYST - Central de Lamelas	A5.3
Relatório do Homer - Central de Lamelas.....	A5.6
Relatório do RETScreen - Central de Lamelas.....	A5.7
Relatório do PVGIS - Central de Lamelas	A5.8

Anexo 6.....	A6.1
Anexo 6.1	
Layout da central fotovoltaica	A6.1
Anexo 6.2	
Esquema unifilar da central fotovoltaica	A6.3
Anexo 6.3	
Esquema unifilar e layout do PT	A6.5
Anexo 6.4	
Layout da central fotovoltaica (Opção 2).....	A6.7
Anexo 6.5	
Layout da central fotovoltaica (Opção 1).....	A6.9
Anexo 6.6	
Esquema unifilar da central fotovoltaica (Opção 1).....	A6.11

Lista de figuras

Figura 1.1 – Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede eléctrica [F1].....	2
Figura 2.1 – Irradiância: Fora da atmosfera, nível do mar e 10 m abaixo do nível do mar [F2].....	7
Figura 2.2 – Mapa da irradiação média na Europa [F3].....	8
Figura 2.3 – Radiação directa e difusa [F4].	9
Figura 2.4 – Determinação da posição do sol [F5].	9
Figura 2.5 – Solstício de Inverno e Solstício de Verão [F6].	10
Figura 2.6 – Sombreamento de uma célula de um painel fotovoltaico.	11
Figura 2.7 – Relação entre a irradiância incidente na célula e a sua curva característica [F7].....	12
Figura 2.8 – Curvas características de uma célula fotovoltaica [F8].	13
Figura 2.9 – Circuito ideal de uma célula fotovoltaica.....	13
Figura 2.10 – Circuito real de uma célula fotovoltaica.	14
Figura 2.11 – Painel de silício monocristalino [F9] e policristalino [F10].	16
Figura 2.12 – Painel de silício amorfo [F11].....	17
Figura 2.13 – Curvas características dos painéis [F12].	19
Figura 2.14 – Funcionamento dos díodos de bypass.	20
Figura 2.15 – Esquema de ligações do Sunny Backup [F13].	25
Figura 2.16 – Sistemas de corrente contínua [F14].	26
Figura 2.17 – Sistema de corrente alternada [F15].....	26
Figura 2.18 – Sistema sem baterias [F16].	27
Figura 2.19 – Sistema isolado [F17].....	28
Figura 2.20 – Sistema ligado à rede eléctrica (Central de Lamelas) [F18].....	29

Figura 2.21 – Sistema híbrido [F19].	29
Figura 3.1 – Produção de electricidade dos sistemas fotovoltaicos, em 2007.	32
Figura 3.2 – Crescimento anual da potência instalada (centrais de larga escala) [F20].	32
Figura 3.3 – Tipos de instalação de sistemas fotovoltaicos no mercado global, em 2007.	33
Figura 3.4 – Evolução da eficiência das células fotovoltaicas [F21].	34
Figura 3.5 – Distribuição das diversas tecnologias pelos sistemas existentes em 2007.....	35
Figura 3.6 – Cotas dos maiores produtores de células fotovoltaicas no mercado, em 2007	36
Figura 3.7 – Diagrama das políticas de apoio dos sistemas fotovoltaicos [F22].	36
Figura 3.8 – Resultados da tarifa de entrada no mercado na Alemanha [F22].	39
Figura 3.9 – Investimento anual na produção de energia [F23].	40
Figura 3.10 – Custo estimado dos efeitos negativos para cada tecnologia de produção de electricidade [F24].	40
Figura 3.11 – Previsão do crescimento das aplicações dos sistemas fotovoltaicos [F25].	44
Figura 3.12 – Evolução dos custos de produção de electricidade [F26].	45
Figura 4.1 – Parâmetros de cálculo de sombreamento [F27].	48
Figura 4.2 – Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado [F27].	49
Figura 4.3 – Curva da eficiência de um inversor [F28].	51
Figura 6.1 – Resultados obtidos através dos programas de simulação.	83
Figura 6.2 – Erro percentual cometido face ao valor real.	84
Figura 6.3 – Irradiação do local, utilizada pelos programas na simulação.	85

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Eficiência e área necessária por kWp, para as várias tecnologias dos painéis existentes no mercado.	18
Tabela 3.1 – As 10 instalações fotovoltaicas maiores do mundo, em Janeiro de 2008.	33
Tabela 5.1 – Informação técnica da Central de Lamelas.	65
Tabela 5.2 – Características do painel fotovoltaico Kaneka GEA 60.	66
Tabela 5.3 – Características do inversor Fronius IG 60HV.	66
Tabela 5.4 – Distribuição dos painéis por inversor.	67
Tabela 5.5 – Limites: painéis por fileira e máximo de fileiras por inversor.	68
Tabela 5.6 – Número de fileiras por inversor.	68
Tabela 5.7 – Dimensionamento do interruptor de corte geral DC.	68
Tabela 5.8 – Secção mínima dos cabos de fileira.	69
Tabela 5.9 – Cabos principais DC.	69
Tabela 5.10 – Cálculo da corrente AC.	70
Tabela 5.11 – Secção mínima para o cabo principal AC.	71
Tabela 5.12 – Painéis escolhidos para o estudo técnico-económico.	73
Tabela 5.13 – Inversor escolhido para estudo técnico-económico.	73
Tabela 5.14 – Análise dos preços relacionados com painéis fotovoltaicos em estudo.	74
Tabela 5.15 – Produção estimada pelo PVSYST para os vários painéis (kWh).	75
Tabela 5.16 – Produção estimada pelo PVSYST para as várias opções em estudo (kWh).	76
Tabela 5.17 – Preços das várias opções em estudo.	77
Tabela 5.18 – Resultados dos estudos económicos para as várias opções.	78
Tabela 6.1 – Produção estimada pelos programas de simulação.	83

Tabela 6.2 – Temperatura de referência utilizada pelos programas na simulação. 85

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	Corrente alternada (<i>Alternating Current</i>)
DC	Corrente contínua (<i>Direct current</i>)
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DRE	Direcção Regional de Economia
INE	Instituto Nacional de Estatística
MPP	Ponto de máximo potência (<i>Maximum Power Point</i>)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RLIE	Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão
SRM	Sistema de Registo de Microgeração
STC	Condições de referência (<i>Standard Test Conditions</i>)
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Actualizado Líquido

Lista de símbolos

γ	Ângulo de elevação
b	Altura do painel fotovoltaico
β	Ângulo de inclinação do painel
$\cos \varphi$	Factor de potência
d	Distância
h_1	Altura do sistema fotovoltaico
h_2	Altura do objecto que provoca a sombra
I	Corrente fornecida à carga.
I_{cabo}	Corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar

I_{CC}^{PV}	Corrente de curto-circuito do gerador
I_D	Corrente do díodo
I_{DC}	Corrente DC
I_{FI}	Corrente nominal da fileira
I_L	Corrente gerada através do efeito fotovoltaico
I_{max}^{INV}	Corrente máxima DC admissível pelo inversor
I_n	Corrente nominal do fusível
I_n^{PV}	Corrente nominal do gerador
I_{nAC}	Corrente nominal em AC
I_{nF}	Corrente de não fusão do fusível
I_{ns}	Corrente nominal do gerador
I_0	Corrente inversa do díodo
I_Z	Corrente máxima suportada pelo cabo
k	Constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
κ	Condutividade eléctrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio)
L_{cabo}	Comprimento do cabo
L_{caboAC}	Comprimento do cabo AC
m	Factor de idealidade do díodo (1 ou 2 para baixas ou altas tensões, respectivamente)
n_{max}	Número máximo de painéis por fileira
n_{min}	Número mínimo de painéis por fileira
$N_{max}^{Fileira}$	Número máximo de fileiras
N	Número de fileiras do gerador
$N_{painéis}$	Número de painéis da central
$N_{pain./inv.}$	Número de painéis por inversor
P	Potência
P_{AC}	Potência de perdas no cabo AC
$P_{Central}$	Potência instalada na central
P_{DC}	Potência de perdas no cabo DC
$P_{Disponível}$	Potência Disponível

P_{FI}	Potência da fileira
P_M	Potência de perdas
P_{painel}	Potência do painel
$P_{Útil}$	Potência útil
R	Resistência dos cabos
R_{AC}	Resistência do circuito de corrente alternada
R_P	Resistência paralelo
R_S	Resistência série
S_{cabo}	Secção do cabo
S_{caboAC}	Secção do cabo AC
T	Temperatura em Kelvin
ΔU	Variação de tensão por °C
U_n	Tensão nominal
U_{nc}	Tensão nominal composta
U_{ns}	Tensão nominal simples
U_{MPP}	Tensão para o MPP
U_{Max}^{INV}	Tensão máxima admissível pelo inversor
U_{MPPmin}^{INV}	Tensão mínima de MPP do inversor
$U_{MPP(70^\circ C)}^{Painel}$	Tensão MPP do painel para uma temperatura de 70°C
$U_{MPP(STC)}^{Painel}$	Tensão MPP do painel para as condições de referência
$U_{OC(-10^\circ C)}^{Painel}$	Tensão em circuito aberto do painel para uma temperatura de -10°C
U_{OC}^{STC}	Tensão em circuito aberto do painel para às condições de referência
V_D	Tensão aos terminais do díodo
V_0	Tensão de saída aos terminais da carga
V_t	Tensão térmica
q	Carga do electrão ($1,609 \times 10^{-19}$ C)

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Considerações gerais

O desenvolvimento das energias renováveis teve início com as crises petrolíferas da década de 70 e com a consciencialização da humanidade de que os recursos fósseis se esgotarão um dia.

Desde então, a questão energética tem vindo a adquirir uma importância cada vez maior. Tornou-se evidente que a utilização do carvão e do petróleo não correspondia à nova exigência de um desenvolvimento sustentável. Além disso, a tomada de consciência dos enormes danos que esse tipo de recursos provoca no planeta passou a adquirir um lugar de destaque. Danos que se traduzem no aquecimento global, no declínio da qualidade do ar e nas suas consequências para a saúde pública.

Esta preocupação conduziu ao protocolo de Quioto, assinado a 11 de Dezembro de 1997, no qual a Europa se comprometeu em reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) em 8% até 2012. Recentemente, a União Europeia assumiu a dianteira desta luta ao estabelecer um novo limite para as energias renováveis, 20% da energia produzida até 2020. Estes acordos e a preocupação com o futuro do nosso planeta levaram ao desenvolvimento de novas formas de produção de energia eléctrica, surgindo assim as energias renováveis.

As energias renováveis assumem cada vez mais um papel de extrema importância na produção de electricidade. Naturalmente, não é de estranhar o elevado crescimento destas energias nos últimos anos, com principal destaque para as energias eólica e solar fotovoltaica. Contudo, o preço da electricidade produzida a partir destas energias é superior ao preço praticado pelas energias convencionais. Por esse motivo, as energias renováveis necessitam de apoios políticos e financeiros para fazerem frente aos combustíveis fósseis. Actualmente, o investimento anual para a produção de energia, com base nas energias renováveis, apresenta apenas um valor próximo de 10% do investimento total. Na última década, essa percentagem manteve-se praticamente igual, o que dificulta bastante a afirmação das energias renováveis no mercado eléctrico.

Os geradores fotovoltaicos utilizam a luz solar para produzir energia eléctrica, recorrendo ao efeito fotovoltaico. Este efeito foi descoberto pelo físico francês Alexandre Edmond

Becquerel, decorria o ano de 1839. Desde o aparecimento da primeira célula fotovoltaica que este tipo de produção de electricidade tem captado a atenção de várias instituições. A indústria espacial foi a primeira a manifestar interesse nesta tecnologia, não sendo por isso de estranhar que a primeira aplicação de um sistema fotovoltaico tenha sido num satélite.

Esta tecnologia de produção de energia eléctrica apresenta como grandes vantagens sua extrema simplicidade e fiabilidade. Além disso, estes sistemas não poluem e são bastante adequados para a integração no meio urbano, uma vez que podem ser aplicados de diversas formas. É uma fonte energética tradicionalmente atractiva em locais onde a rede eléctrica convencional não existe. Devido aos recentes incentivos oferecidos, os sistemas fotovoltaicos passaram a ser economicamente interessantes para aplicações conectadas à rede eléctrica pública, nomeadamente a microgeração. Para tal, contribui bastante a entrada em vigor do Decreto-Lei 363/2007.

Um sistema deste género é normalmente constituído por painéis fotovoltaicos, inversor e o contador de energia, tal como indicado na figura 1.1. Dependendo da aplicação, pode ainda incorporar baterias, que têm como função armazenar a energia produzida. O sistema é dotado de protecções adequadas para garantir o bom funcionamento de toda a instalação eléctrica.

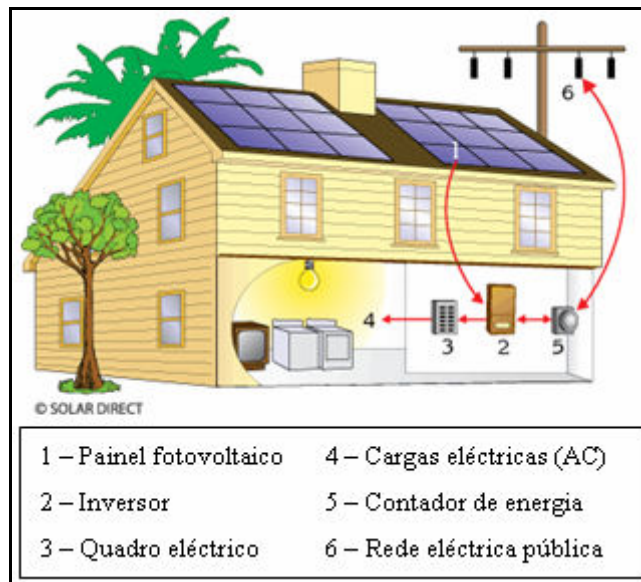


Figura 1.1 – Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede eléctrica [F1].

Os painéis fotovoltaicos podem ser agrupados de forma a criar uma central fotovoltaica de alguns MW's, ou simplesmente formar um pequeno gerador eléctrico para alimentar um determinado equipamento de baixa potência. A versatilidade destes sistemas é bastante grande, pois a qualquer momento é possível acoplar um ou mais painéis, aumentando a potência gerada.

1.2 - Motivações

Actualmente a maior parte da energia utilizada pela humanidade provém de combustíveis fósseis, tais como: petróleo, carvão mineral, xisto, etc. A vida moderna tem sido movida à custa de recursos esgotáveis que levaram milhões de anos para se formar. O uso desses combustíveis em larga escala tem mudado substancialmente a composição da atmosfera e o

balanço térmico do planeta provocando o aquecimento global, degelo nos pólos, chuvas ácidas e envenenamento da atmosfera e todo o meio-ambiente. A continuação do seu uso faz prever efeitos catastróficos para um futuro próximo. Por isso, devem ser procuradas soluções limpas e ambientalmente correctas.

A utilização das energias renováveis em substituição dos combustíveis fósseis é uma direcção viável e vantajosa. Além de serem praticamente inesgotáveis, as energias renováveis podem apresentar impacto ambiental muito baixo ou quase nulo, sem afectar o balanço térmico ou composição atmosférica do planeta.

A grande vantagem da energia solar fotovoltaica face às restantes energias renováveis é o facto dos sistemas serem modulares, o que lhes permite uma grande capacidade de adaptação em variadíssimas aplicações. Para além disso, a potência pode ser facilmente aumentada sem a necessidade de substituição de todo o sistema. O Sol é a fonte de energia destes sistemas, proporcionando uma produção máxima durante as horas de maior consumo. A energia fotovoltaica é por isso uma óptima solução para descongestionar as redes eléctricas em centros urbanos, tendo em conta que os consumidores podem produzir a própria energia que consomem.

Face aos problemas ambientais que têm assolado todo o planeta, que muito tem gerado polémica e estudos de forma a preservar o meio ambiente, o qual tem sido fortemente agredido. É de referir também que, este assunto não foi particularmente aprofundado no decorrer do percurso académico, pelo que este documento poderá ser uma mais valia para aqueles que poderão estar interessados no tema em questão.

1.3 - Organização do projecto

O presente documento encontra-se estruturado em diversos capítulos, divididos consoante o tema a tratar.

O capítulo 2 expõe os conhecimentos elementares necessários para uma melhor compreensão dos sistemas fotovoltaicos. São apresentadas as vantagens e desvantagens, bem como as principais características da radiação solar, fonte de energia destes sistemas. A orientação dos painéis fotovoltaicos e a existência de sombreamentos são factores essenciais na produção de energia, sendo por isso assuntos abordados. É descrito o funcionamento das células fotovoltaicas, sendo explicados detalhadamente os seus modelos eléctricos. Neste capítulo também são apresentadas as várias tecnologias dos painéis fotovoltaicos, os equipamentos que constituem o sistema e algumas aplicações deste tipo de produção de energia.

No capítulo 3 é exposta a situação actual do mercado fotovoltaico a nível mundial e em Portugal, sendo referida a evolução das células fotovoltaicas e ainda os vários apoios financeiros e políticos disponibilizados para o sector fotovoltaico. É mencionada a legislação em vigor, assim como uma breve descrição do procedimento de licenciamento numa instalação de produção de electricidade baseada em energias renováveis. Na parte final são apresentadas as perspectivas de crescimento e desenvolvimento do mercado fotovoltaico para o futuro, onde é focada a evolução da tecnologia actual prevista, bem como alguns aspectos socio-económicos.

O capítulo 4 descreve detalhadamente a metodologia utilizada na concepção destas instalações, desde a análise do local até ao dimensionamento dos cabos e as respectivas protecções, passando pela escolha dos vários equipamentos. São ainda referidas algumas

características da ligação à rede, bem como a eventual necessidade de um sistema de protecção contra descargas atmosféricas.

O capítulo 5 descreve detalhadamente todo o dimensionamento eléctrico e as opções tomadas durante a concepção da central fotovoltaica estudada. São apresentadas outras opções relativas aos equipamentos a utilizar, devidamente avaliadas com o respectivo estudo técnico-económico.

No capítulo 6 é realizada uma análise de alguns dos programas de simulação utilizados para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

As conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo 7.

Capítulo 2

Sistemas fotovoltaicos

2.1 - Considerações gerais

Nos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos afirmaram-se no mercado da produção de energia eléctrica como sendo uma alternativa extremamente atraente face aos recursos fósseis. Esta evolução deveu-se, em parte, aos investimentos na pesquisa e optimização da tecnologia, o que contribuiu para a redução do preço destes sistemas. Desta forma, a energia fotovoltaica passou a ser considerada economicamente viável. A longo prazo será de prever um aumento generalizado da implementação de geradores fotovoltaicos.

A produção de energia eléctrica através destes sistemas possui vantagens substanciais face à produção através de meios convencionais. Contudo, também possuem algumas desvantagens associadas, tal como indicado em [18]:

Vantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Simplicidade – Devido à inexistência de partes móveis no sistema;
- Elevada fiabilidade – Funcionam mesmo em condições exigentes;
- Durabilidade – O tempo médio de vida é cerca de 25 anos e a garantia oferecida pelo fabricante é igual ou superior a 25 anos;
- Reduzido custo de manutenção – Praticamente inexistente em sistemas fixos;
- Modularidade – Facilidade no aumento da potência instalada;
- Poluição sonora nula – Não emite qualquer som;
- Independência – Podem funcionar como sistemas isolados;
- Segurança – Sistemas extremamente seguros;
- Performance em altitudes elevadas – São insensíveis à altitude.

Desvantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Investimento inicial – O investimento inicial é elevado;
- Recurso solar – Limitados a locais com boa radiação solar;
- Armazenamento – Através de baterias o que aumenta os custos e complexidade;

- Rendimento – Possuem baixo rendimento, consoante o tipo de tecnologia.

O rendimento de um gerador fotovoltaico pode ser determinado através da expressão (2.1). Sendo que, a potência disponível e a potência útil estão directamente relacionadas com a área do gerador. O aumento da área traduz-se num aumento destas potências. Por sua vez, a área disponível para o gerador tem um custo associado, pelo que existe a necessidade de encontrar um equilíbrio entre a potência útil e o custo do sistema.

$$\eta = \frac{P_{\text{Útil}}}{P_{\text{Disponível}}} \quad , \quad (2.1)$$

onde $P_{\text{Útil}}$ é a potência produzida pelo gerador e $P_{\text{Disponível}}$ é a potência disponível para o gerador.

2.2 - Radiação solar

2.2.1 - Definição e distribuição

O sol é uma fonte indispensável para a existência de vida, irradiando a sua energia por todo o sistema solar. A quantidade de energia irradiada, anualmente pelo sol, sobre a superfície do planeta é cerca de 10 000 vezes superior ao consumo energético de todo o planeta, para o mesmo período.

A radiação solar é a designação atribuída à energia emitida pelo sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação electromagnética. A energia do sol é essencialmente constituída por radiação visível, infravermelha e ultravioleta, sendo que a radiação visível é aproximadamente metade da energia irradiada pelo sol. A radiação solar emitida pelo sol para a atmosfera terrestre é $1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano, como explicitado em [24].

Apenas uma parte da energia emitida pelo sol atinge definitivamente a superfície do planeta. Esta atenuação está relacionada com a reflexão e a absorção da radiação solar na atmosfera, e nas nuvens e ainda devido à difusão provocada por partículas de pó, vapor de água e gases poluentes que se encontrem presentes no ar. Naturalmente, a irradiância solar na superfície do planeta será menor que no exterior da atmosfera. Para um dia com céu limpo, o valor da irradiância média é próximo de 1000 W/m^2 para a gama do espectro da luz visível, [400;700] nm, tal como se pode observar na figura 2.1.

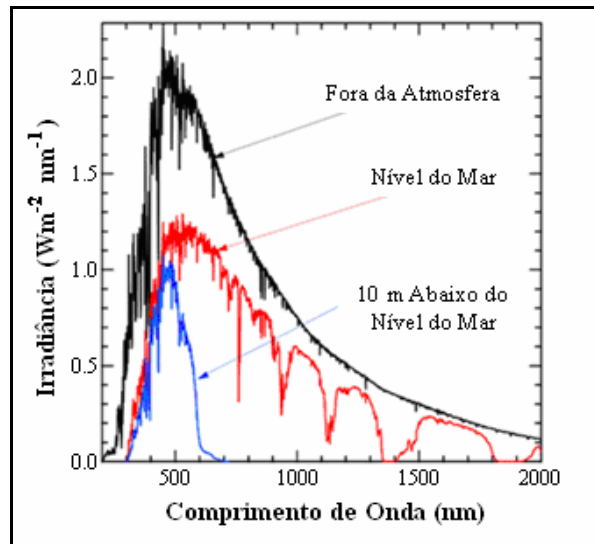


Figura 2.1 – Irradiância: Fora da atmosfera, nível do mar e 10 m abaixo do nível do mar [F2].

O valor da irradiância é afectado pela distância entre o sol e a terra. Portanto, este valor será menor na estação de Inverno, pois a terra encontra-se mais afastada do sol. É de salientar a variação da irradiância em função da latitude e longitude do local para o qual é projectado o sistema fotovoltaico.

Nesta fase é indispensável a presença de um mapa geográfico ou de uma tabela com valor da irradiação desse mesmo local. Existem, na imensidão da *world wide web*, mapas com a distribuição da irradiação em função das coordenadas do local desejado, os quais são designados de *photovoltaic geography information system (PVGIS)*. A figura 2.2 apresenta um mapa da irradiação média para a Europa.

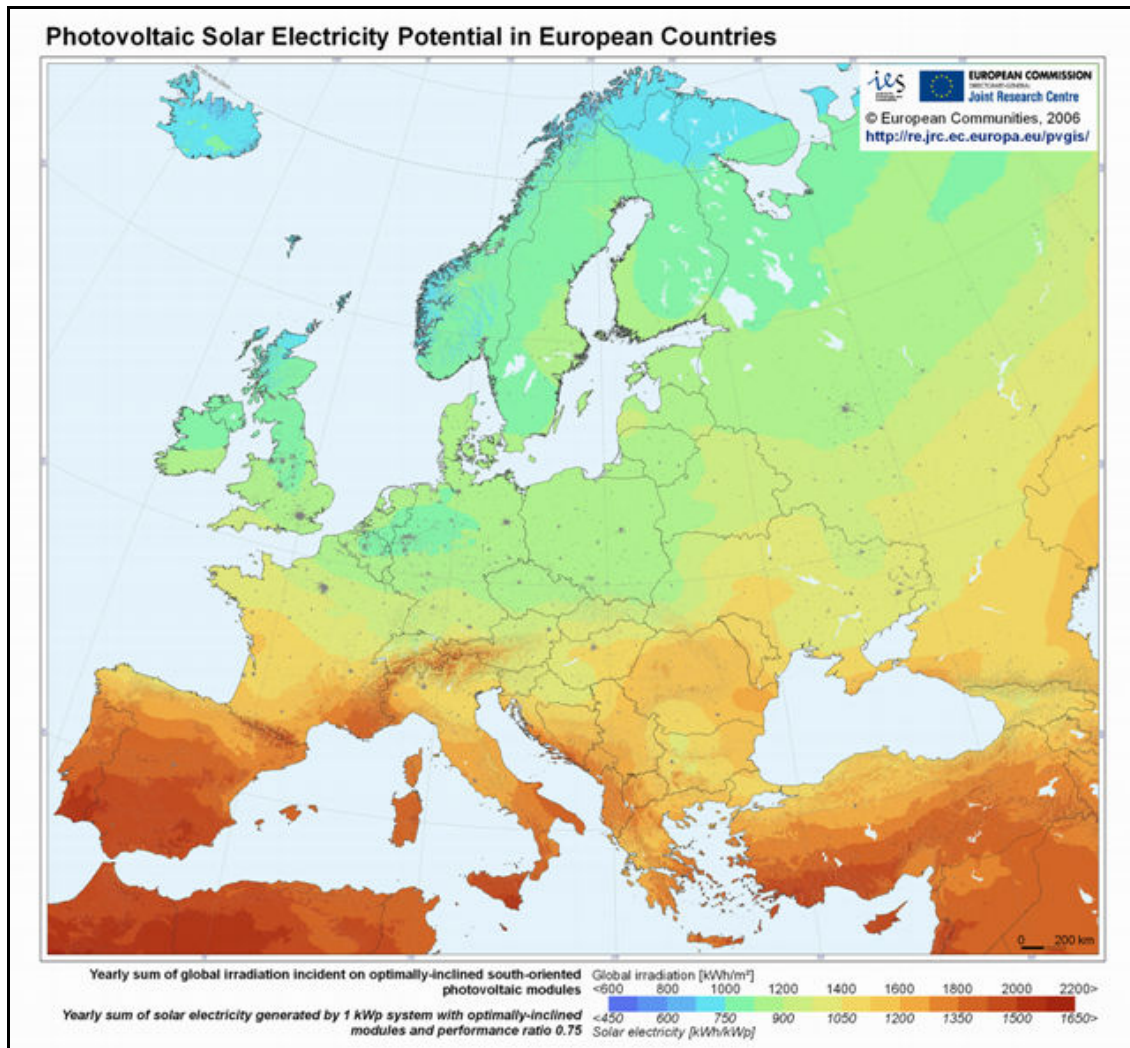


Figura 2.2 – Mapa da irradiação média na Europa [F3].

Ao observar a figura 2.2 verifica-se que os países mais propícios para a implementação de sistemas fotovoltaicos situam-se no sul da Europa. Portugal e Espanha são os países da Europa mais favoráveis para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, com níveis de irradiação na ordem dos 1500 a 2200 kWh/m².

Na inexistência destes mapas recorre-se a registos históricos de estações meteorológicas próximas do local de instalação do sistema, obtendo os seguintes dados:

- Irradiação global (kWh/m²) – Incidente numa superfície horizontal;
- N° de horas de sol – Número de horas diárias em que a radiação solar é superior a um dado valor;
- Temperatura média – Temperatura necessária para ajustar a eficiência do painel.

2.2.2 - Radiação directa e difusa

A radiação solar que atinge a superfície da terra consiste essencialmente em duas componentes: radiação directa e radiação difusa ou indirecta. A radiação directa é emitida segundo a direcção do sol, sem qualquer perturbação. A radiação difusa, dado ter sido dispersada pelas partículas de pó e de água existentes no ar, não tem uma direcção definida.

Os painéis fotovoltaicos recorrem a estes dois tipos de radiação para produzir electricidade. Em dias encobertos, especialmente de Inverno, os painéis produzem electricidade quase exclusivamente da radiação difusa, como explicitado em [11].

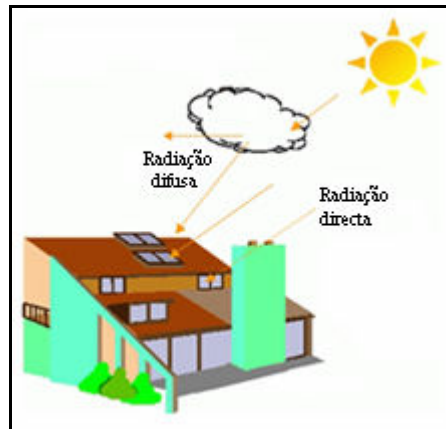


Figura 2.3 – Radiação directa e difusa [F4].

2.2.3 - Posição do sol

Na concepção de sistemas fotovoltaicos é indispensável conhecer a posição do sol, só assim é possível conhecer a radiação solar do local em questão. A posição do sol fica perfeitamente definida para qualquer local através do conhecimento da altura e do azimute, correspondente. Azimute representa a direcção, medida em graus, a que se encontra o sol face ao seu observador. O ângulo de referência é normalmente atribuído ao sul, seguindo os restantes ângulos a direcção dos ponteiros do relógio.

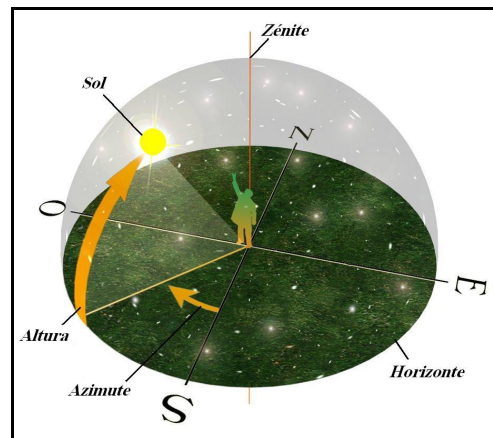


Figura 2.4 – Determinação da posição do sol [F5].

A distância entre o sol e a terra varia ao longo das quatro estações do ano, devido à forma elíptica da órbita da terra. Este fenómeno tem como consequência uma variação na altura do sol, sendo este facto relevante para o projecto e optimização dos sistemas fotovoltaicos. A distância entre os dois corpos celestes possui uma relação inversa com a intensidade e número de horas solares. No Inverno a radiação solar é menor, bem como o tempo de exposição solar, pois a distância entre os dois corpos celestes é maior, acontecendo o oposto no Verão.

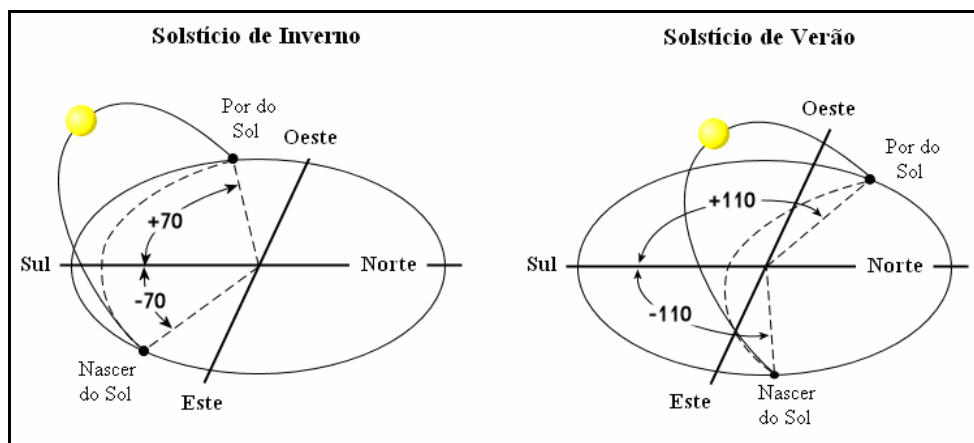


Figura 2.5 – Solstício de Inverno e Solstício de Verão [F6].

Um sistema fotovoltaico é, na maioria das vezes, dimensionado para uma estação ou mês específico. Isto permite garantir uma produção de electricidade mínima, quando dimensionado para o mês mais desfavorável, ou máxima quando dimensionado para o mês mais favorável. O dimensionamento de um sistema para a estação de Verão, resulta num ângulo de montagem inferior face ao dimensionamento para a estação de Inverno. O ângulo de montagem dos painéis fotovoltaicos é definido segundo a horizontal, como referido em [18].

2.2.4 - Orientação solar

A quantidade de electricidade produzida por uma unidade fotovoltaica está directamente relacionada com a radiação solar disponível. Assim, quanto maior a disponibilidade dos recursos solares maior será o potencial da produção de electricidade. É portanto evidente que os painéis fotovoltaicos necessitem de ser instalados segundo a direcção dos raios solares. A produção do painel é máxima quando este se encontra instalado perpendicularmente em relação aos raios solares. Uma vez que a altura e o azimute solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente.

A orientação do sistema fotovoltaico tem como objectivo maximizar a radiação solar incidente nos painéis, maximizando a produção de electricidade. As instalações do hemisfério norte devem ser direccionadas para sul e vice-versa. O ângulo de inclinação óptimo para os painéis é um valor próximo da latitude do local da instalação. Em Portugal estes sistemas deverão ser direccionados para sul com um ângulo de montagem de, aproximadamente 30°.

A integração destes sistemas em edifícios, tais como fachadas ou telhados, adoptando a inclinação dos mesmos, implica uma distribuição de radiação solar inferior ao valor óptimo, logo a energia produzida é menor.

A utilização de sistemas que seguem a posição do sol traduz um aumento na produção de electricidade. Em dias de céu limpo esse aumento pode atingir valores próximos a 50%, sendo máximo na estação de Verão. Estes sistemas podem ser orientáveis segundo um ou dois eixos. A complexidade da orientação sobre dois eixos reduz a utilização dos mesmos, sendo preferíveis sistemas de orientação de apenas um eixo. A presença de peças móveis reduz consideravelmente a fiabilidade e aumenta a necessidade de manutenção. Consequentemente, o investimento inicial destes sistemas é superior face aos sistemas fixos. Portanto, deve ser realizado um estudo com o intuito de encontrar o melhor sistema do ponto de vista técnico-económico.

2.2.5 - Sombreamentos artificiais

A presença de sombras sob um painel fotovoltaico tem consequências graves na produção de energia. Os sombreamentos podem estar relacionados com a localização do sistema, podendo ter como origem edifícios, cabos suspensos ou árvores. Podem também ser provocados por elementos exteriores, tais como: presença de neve, quedas de folhas, fuligem e outros tipos de sujidade. A limpeza dos painéis está relacionada com o ângulo de inclinação, sendo que, quanto maior for o ângulo melhor será a sua limpeza. Em Portugal este ângulo é elevado, normalmente 30°, o que beneficia bastante a limpeza dos painéis.

No entanto, a presença de sombreamento sobre um painel fotovoltaico pode ter consequências bem mais graves do que apenas a diminuição de produção. Quando uma célula fotovoltaica se encontrar sob uma sombra, não vai produzir electricidade. Todavia, as restantes células continuam a produzir electricidade, que virá a ser dissipada sob a forma de calor pela célula sombreada. A dissipação dessa energia provoca o aquecimento da célula, o qual a pode danificar, tal como descrito em [11]. A destruição de uma célula pode provocar a inutilização de várias outras, pois os painéis são constituídos por diversas células ligadas em série e em paralelo. A figura 2.6 apresenta a situação em que, a célula C1 não se encontra a produzir electricidade ao contrário das células restantes.

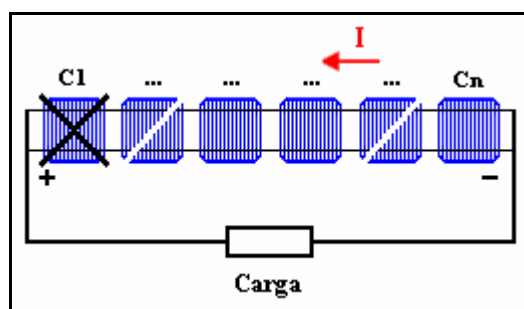


Figura 2.6 – Sombreamento de uma célula de um painel fotovoltaico.

2.3 - Células fotovoltaicas

2.3.1 - Princípio de funcionamento

O efeito fotovoltaico consiste na transformação da energia proveniente do sol em electricidade, sendo esta conversão conseguida através de células fotovoltaicas. As células têm a sua origem em semicondutores como o silício, telurieto de cádmio, disseleniuto de cobre e índio. A essência de uma célula consiste na junção de duas camadas semicondutoras, em que uma delas é dopada positivamente e outra negativamente, criando assim um campo eléctrico entre as duas. O funcionamento é muito semelhante ao de uma junção p-n, o qual é descrito no anexo 1.

A luz solar que incide sobre a célula fotovoltaica provoca a libertação de electrões, os quais são orientados pelo campo eléctrico existente na junção p-n, formando uma corrente eléctrica. O valor da corrente é proporcional à irradiância solar incidente. Deste modo, quanto maior a irradiância mais elevada será a corrente.

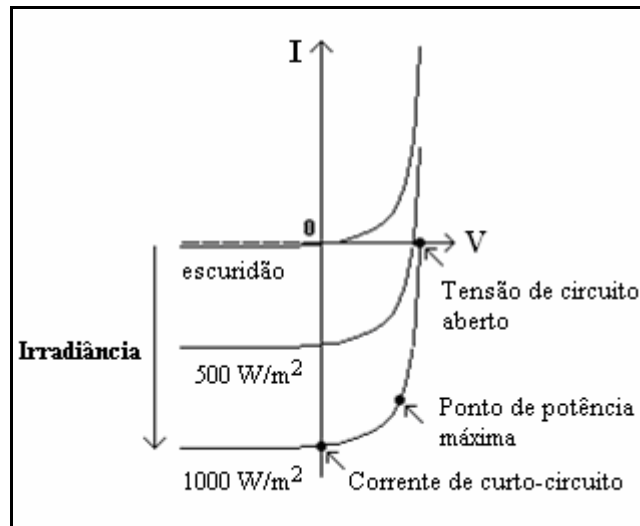


Figura 2.7 – Relação entre a irradiância incidente na célula e a sua curva característica [F7].

A figura 2.7 apresenta a característica de uma célula consoante o nível de irradiância. Existem três pontos importantes de funcionamento: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e o ponto de máxima potência. Estes parâmetros podem ser devidamente determinados através das expressões citadas em [20].

A **tensão de circuito aberto** é obtida quando a célula não possui nenhuma carga ligada aos seus terminais, ou seja, não existe circulação de corrente eléctrica. A tensão encontra-se relacionada com a temperatura de funcionamento da célula, sendo praticamente independente da irradiância que incide sobre a mesma. Devido à resistência eléctrica proveniente da junção p-n, a tensão de funcionamento é inferior à tensão de circuito aberto.

A **corrente de curto-circuito** depende da irradiância incidente na célula com frequência suficiente para provocar a excitação dos electrões, de forma que estes passem para a banda de condução. Uma pequena parte da irradiância é desperdiçada, pois existem electrões que se recombinam com as lacunas, deixando assim de fazer parte da corrente eléctrica gerada. Em funcionamento normal a célula produz uma corrente próxima deste valor. Contudo, apenas na existência de um curto-circuito externo, entre os terminais dos semicondutores p e n, é possível atingir o valor máximo da corrente, ou seja, a corrente de curto-circuito.

O **ponto de potência máxima** consiste no ponto de funcionamento da característica da célula em que a potência eléctrica gerada é máxima. Em corrente contínua, a potência é o produto entre a tensão e corrente ($V \times I$). Desta forma, a potência máxima é obtida para um valor específico de tensão e corrente. A potência máxima produzida pela célula está constantemente a variar. A variação é provocada pelas dependências que existem entre a corrente e a irradiância incidente na célula e entre a tensão e a temperatura de funcionamento da mesma. A diminuição da irradiância provoca uma diminuição na corrente gerada, assim como, o aumento da temperatura resulta na diminuição da tensão. Torna-se por isso, necessário o ajuste constante do ponto de funcionamento, sendo este conseguido através da variação da resistência da carga. Normalmente, este ajuste é realizado automaticamente pelo controlador de carga ou inversor, caso este possua capacidade para tal.

2.3.2 - Propriedades eléctricas e modelos das células

A tensão em circuito aberto de uma célula fotovoltaica varia entre 0,5 e 0,6 V, independentemente da sua dimensão. A corrente de curto-circuito é obtida através da ligação dos dois terminais da célula. Desta forma, obtém-se os dois pontos do limite da curva de funcionamento da célula. Para se obter a curva completa realiza-se um ensaio, em que se varia a carga ligada. A potência fornecida pela célula não é sempre constante, por isso, deve-se procurar situar o ponto de funcionamento próximo do “joelho”, pois esse é o ponto em que a potência fornecida é máxima (MPP). A radiação solar, eficiência e o tamanho da célula são factores que intervêm no valor da corrente fornecida e conseqüentemente na potência da mesma. As curvas características das células encontram-se representadas na figura 2.8.

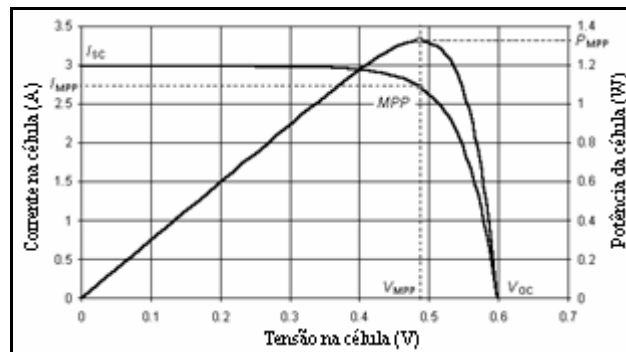


Figura 2.8 – Curvas características de uma célula fotovoltaica [F8].

Ao modelizar uma célula fotovoltaica deve-se ter em consideração que a propriedade mais importante reside na junção p-n. A corrente da célula tem origem na radiação solar incidente, pelo que o circuito ideal será uma fonte de corrente em paralelo com um díodo, como representado na figura 2.9, especificado em [9].

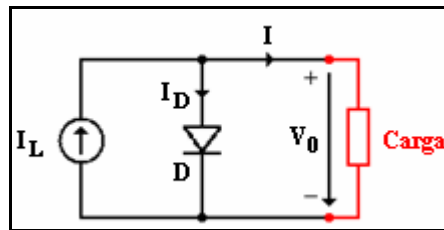


Figura 2.9 – Circuito ideal de uma célula fotovoltaica.

Analisando a figura anterior conclui-se que:

$$V_0 = V_D \quad , \quad (2.2)$$

$$I = I_L - I_D \quad , \quad (2.3)$$

onde V_0 é a tensão aos terminais da carga, V_D é a tensão aos terminais do díodo, I_L é a corrente gerada através do efeito fotovoltaico, I_D é a corrente do díodo e I é a corrente fornecida à carga.

Sabendo que:

$$I_D = I_0 \cdot \left(e^{\frac{V_0}{m \cdot V_t}} - 1 \right) , \quad (2.4)$$

$$V_t = \frac{k \cdot T}{q} , \quad (2.5)$$

É possível substituir (2.4) em (2.3), obtendo-se a seguinte expressão:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V_0}{m \cdot V_t}} - 1 \right) , \quad (2.6)$$

onde I_0 é a corrente inversa do díodo, m é o factor de idealidade do díodo (1 ou 2 para baixas ou altas tensões, respectivamente) e V_t é a tensão térmica calculada através da expressão (2.5). Sendo que, k é a constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T é a temperatura da célula em Kelvin e q é a carga do electrão ($1,609 \times 10^{-19}$ C).

No esquema anterior foram desprezadas as perdas existentes no interior da célula, daí se tratar de um circuito ideal. O esquema eléctrico correspondente à total modelização de uma célula fotovoltaica encontra-se representado na figura 2.10, como especificado em [9].

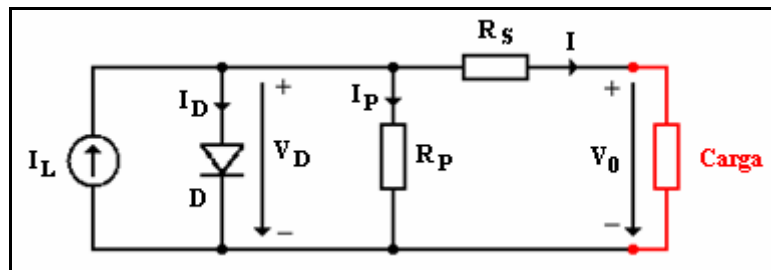


Figura 2.10 – Circuito real de uma célula fotovoltaica.

A resistência R_S representa a queda de tensão que ocorre devido à migração dos portadores de carga do semiconductor para os condutores eléctricos, sendo o seu valor na ordem dos miliohm. A corrente de fuga inversa devido à junção p-n é modelizada pela resistência R_P , tendo normalmente tem um valor superior a 10 ohm. A partir da figura 2.10, conclui-se que:

$$V_0 = V_D - R_S \times I , \quad (2.7)$$

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V_0 + R_S \times I}{m \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_0 + R_S \times I}{R_P} , \quad (2.8)$$

onde V_0 é a tensão aos terminais da carga, V_D é a tensão aos terminais do díodo, R_S é a resistência série, I é a corrente fornecida à carga, I_L é a corrente gerada através do efeito fotovoltaico, I_D é a corrente do díodo, I_0 é a corrente inversa do díodo, m é o factor de idealidade do díodo (1 ou 2 para baixas ou altas tensões, respectivamente), V_t é a tensão térmica calculada através da expressão (2.5) e R_p é a resistência em paralelo com o díodo.

2.3.3 - Tipos de células

Num sistema fotovoltaico os componentes mais importantes são, obviamente, os painéis. São constituídos por diversas células fotovoltaicas ligadas electricamente entre si. Neste tipo de aplicação, os elementos utilizados para o fabrico das células são:

- Silício cristalino, c-Si;
- Silício amorfo, a-Si;
- Telureto de cádmio, CdTe;
- Disseleneto de cobre e índio, CuInSe₂ ou CIS;
- Híbridas, HIT.

O silício é o elemento mais utilizado na produção de células. É o segundo mais abundante na superfície do nosso planeta e cerca de 100 vezes menos tóxico que os últimos três elementos citados acima. A tecnologia fotovoltaica baseada em c-Si faz uso de lâminas cristalinas relativamente espessas, [300-400] μm . As restantes tecnologias são baseadas em películas finas com espessuras na ordem de 1 μm . Devido a este aspecto construtivo as tecnologias baseadas em películas finas possuem um custo mais baixo.

Além das tecnologias apresentadas anteriormente, há que não esquecer as células de arsenieto de gálio, as quais não se encontram disponíveis para produção comercial.

Arsenieto de Gálio

As células de arsenieto de gálio (GaAs) são compostas por uma mistura de gálio e arsénio. O gálio é um subproduto da fundição de outros metais, extremamente raro, o que se traduz num custo excessivamente elevado. A sua eficiência ronda os 30%, muito superior às melhores células existentes no mercado. São células bastante finas, possuindo apenas alguns microns de espessura, praticamente insensíveis ao calor e muito resistentes aos danos provocados pela radiação, o que diminui a sua deterioração ao longo do tempo.

Porém, o custo de fabricação destas células tem sido o maior obstáculo para a sua implementação no mercado, estimado em cerca de 10 000 dólares por metro quadrado. Além disso, nenhum fabricante produz células com 1 metro quadrado devido à dificuldade apresentada pelo processo de fabricação. Sendo utilizadas apenas em painéis do tipo concentrador, com uma área máxima de 0,25 cm^2 , tal como descrito em [15].

Devido ao custo de fabricação ser extremamente elevado, torna-se proibitivo a produção comercial destas células, sendo usadas apenas em painéis solares de satélites artificiais.

Silício cristalino, c-Si

O silício cristalino é a tecnologia mais comum, apresentando o maior nível de produção comercial. Esta posição no mercado deve-se ao seu elevado grau de robustez, eficiência e

fiabilidade. A nível tecnológico o silício cristalino encontra-se dividido em dois grupos, monocristalino e policristalino.

Nas **células monocristalinas**, o silício deve possuir um nível de pureza extremamente elevado, 99,99999%. O processo para se obter este nível de pureza ocorre em reactores sob atmosfera controlada, com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas (da ordem de alguns cm/hora). As temperaturas envolvidas neste processo rondam os 1400°C, sendo necessária muita energia, o que conseqüentemente leva a custos de produção elevados. Os melhores painéis disponíveis no mercado têm uma eficiência entre 15 a 18%.

As **células policristalinas** apresentam uma eficiência de conversão de energia menor, 13 a 15%, mas em compensação o custo de produção é mais baixo. Para a produção destas células o silício é fundido num bloco, o que resulta num cristal com grande quantidade de impurezas, tornando estas células menos eficientes. Em seguida os blocos são serrados até se obterem pastilhas com espessura igual a 0,3 mm. A relação preço/potência entre estes dois tipos de células é pouco significativo.

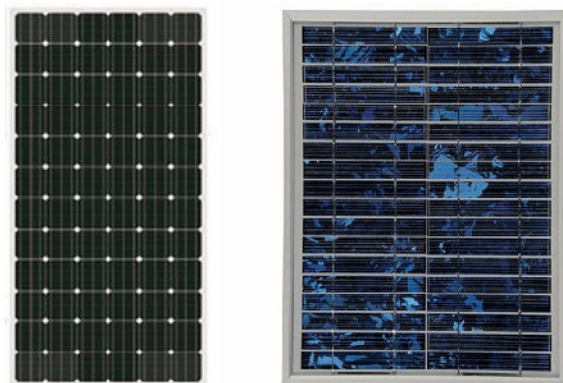


Figura 2.11 – Painel de silício monocristalino [F9] e policristalino [F10].

Silício amorfo, a-Si

No início dos anos 80 o silício amorfo era visto como a única tecnologia de películas finas economicamente viável. Estas células são ideais para aplicação em calculadoras, relógios e produtos de baixo consumo eléctrico. São particularmente interessantes devido a uma resposta espectral próxima do azul, possuindo assim uma boa eficiência sob luz artificial.

O processo de produção ocorre a temperaturas relativamente baixas, cerca de 300°C. Este aspecto construtivo possibilita que sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos. Existem no mercado painéis fotovoltaicos flexíveis, inquebráveis, semitransparentes, que estão a ampliar este mercado devido à sua versatilidade.

Estes painéis apresentam uma característica interessante, a eficiência inicial é da ordem dos 15 a 20%, vindo a estabilizar algum tempo depois nos níveis indicados pelos fabricantes. Logo, o painel adquirido apresenta uma performance superior à especificada para o produto. Após aproximadamente um ano em funcionamento a performance estabiliza nos níveis da garantia do produto. Os melhores painéis disponíveis no mercado apresentam uma eficiência entre os 5 a 8%.



Figura 2.12 – Painel de silício amorfo [F11].

Telureto de cádmio, CdTe

É uma tecnologia baseada também em películas finas, apresentando um preço atractivo, tal como o silício amorfo. Estes painéis são normalmente fabricados sob a forma de palas de vidro com um tom marrom ou azul-escuro. Esteticamente são mais atractivas do que as células cristalinas, tendo por isso as aplicações arquitectónicas como principal atracção.

Em contrapartida, a baixa abundância destes elementos e a sua toxicidade são aspectos negativos que têm travado a evolução desta tecnologia, tal como indicado em [21].

Os painéis existentes no mercado possuem uma eficiência entre 6 a 9%.

Disseleneto de cobre e índio, CuInSe₂ ou CIS

Tal como o telureto de cádmio, os painéis de tecnologia CIS apresentam uma boa aparência estética, encontrando-se normalmente em aplicações arquitectónicas. Os custos são baixos, prevendo-se que com a produção em massa venham a ser consideravelmente mais baixos do que os de silício cristalino. Contudo, o aumento da produção acarreta problemas tais como, a pouca abundância dos elementos envolvidos e o seu nível de toxicidade. As células apresentam problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos, pelo que deve ser garantida uma boa selagem contra a humidade.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos baseados nesta tecnologia é de 8 a 11%.

Híbridas, HIT

Estas células combinam duas tecnologias diferentes, trata-se da junção de uma célula de silício cristalino com uma outra de película fina. O núcleo da célula é constituído por silício cristalino, sendo este revestido por uma camada de silício amorfo. Entre os dois existe uma camada fina intrínseca que faz o contacto eléctrico. O silício amorfo possui impurezas do tipo p e a pastilha de silício cristalino possui impurezas do tipo n, formando-se assim a junção p-n.

Não existe degradação da eficiência em consequência do envelhecimento da célula, como acontece no silício amorfo. A vantagem destas células encontra-se no facto de possuírem um melhor comportamento a temperaturas elevadas face às células de silício cristalino. Sendo que, estas apresentam uma perda de eficiência de 0,45% por cada grau contra 0,33% das células HIT. A eficiência destes painéis fotovoltaicos ronda os 18%.

Comparação dos diferentes tipos

A tecnologia mais implementada no sector fotovoltaico é o silício cristalino, pois é aquela que apresenta uma maior eficiência e que necessita de menor área para instalar painéis com potência igual.

A tecnologia de películas finas é menos eficiente, apresentando como vantagem o custo inferior dos painéis e também o facto de serem mais agradáveis ao olhar. É uma tecnologia ainda em crescimento, mas quando a eficiência alcançar os níveis do silício cristalino, será certamente um produto de eleição para a produção de electricidade.

A tecnologia HIT possui uma eficiência igual aos painéis de silício cristalino e consequentemente a mesma área de instalação para painéis com a mesma potência. No entanto, o seu melhor comportamento a temperaturas elevadas pode trazer vantagens em algumas aplicações.

Tabela 2.1 – Eficiência e área necessária por kWp, para as várias tecnologias dos painéis, existentes no mercado.

Tecnologia	Silício Cristalino		Película Fina			HIT
	Monocristalino	Policristalino	Silício Amorfo (a-Si)	Telureto de Cádmio, (CdTe)	Disseleneto de Cobre e Índio (CuInSe ₂ ou CIS)	
Eficiência (%)	15 - 18	13 - 15	5 - 8	6 - 9	8 - 11	15 - 18
Área necessária por kWp (painéis)	7 m ²	8 m ²	15 m ²	11 m ²	10 m ²	7 m ²

2.4 - Equipamentos do sistema

2.4.1 - Painéis ou Módulos fotovoltaicos

A tecnologia de produção de energia eléctrica a partir da radiação solar tem como base as células fotovoltaicas. As células possuem uma potência eléctrica de funcionamento relativamente baixa, sendo ligadas electricamente entre si formando um painel. Os painéis são constituídos por um conjunto de células ligadas em série ou paralelo. A ligação em série proporciona o aumento da tensão de saída do painel, mas a corrente eléctrica permanece igual. A ligação em paralelo permite o aumento da tensão, enquanto que a corrente se mantém praticamente inalterável. Dependendo do número de células e do tipo de ligação existente entre elas, os painéis podem apresentar vários níveis de tensão e potência. As células são encapsuladas de forma a serem protegidas contra as condições meteorológicas e outros factores ambientais.

Um painel fotovoltaico possui uma curva característica I-U muito semelhante à das células, apenas variando os níveis de corrente e de tensão. A potência máxima fornecida encontra-se na zona do “joelho” da curva característica, tal como nas células. Deve-se procurar que o painel funcione o mais próximo possível desse ponto.

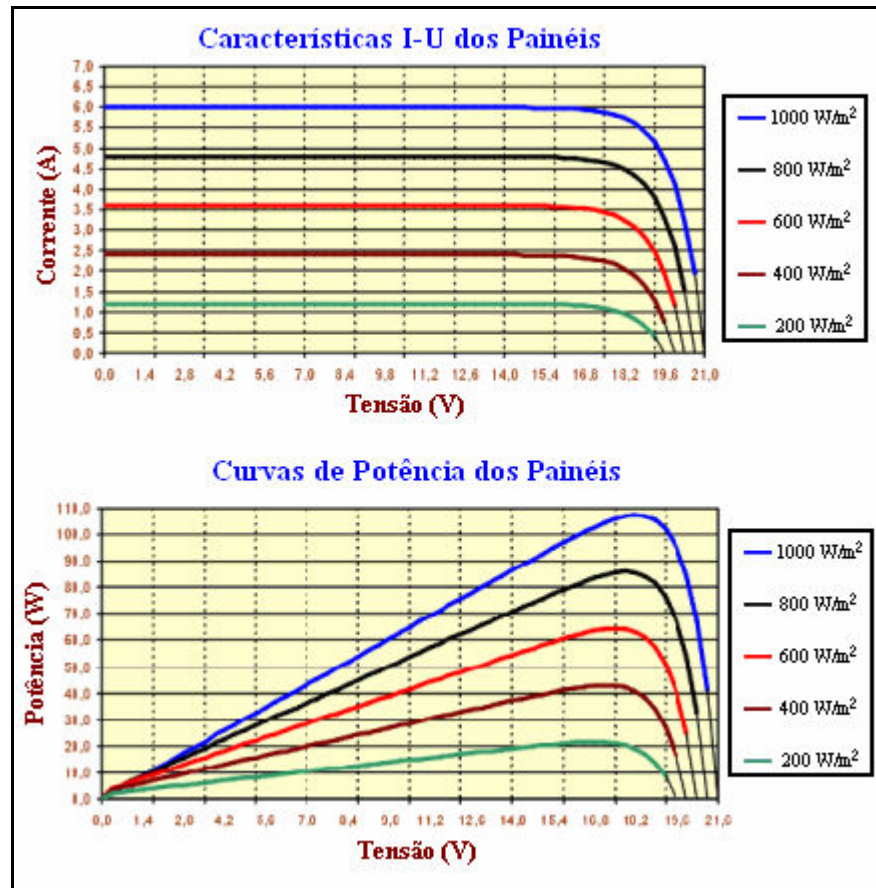


Figura 2.13 – Curvas características dos painéis [F12].

O valor da tensão varia consoante a temperatura, sendo que, o aumento de temperatura provoca o abaixamento no valor da tensão. Geralmente para temperaturas de funcionamento de 80 a 90°C, a redução de rendimento é na ordem dos 0,5% por grau. Por isso, a ventilação dos painéis deve ser considerada na realização do projecto.

A presença de sombras é outro aspecto relevante, pois a diminuição do nível de radiação solar provoca a redução da corrente eléctrica e conseqüentemente a diminuição da potência fornecida. Em situações extremas, este fenómeno pode levar ao sobreaquecimento do painel e conseqüentemente à destruição do mesmo. Para prevenir este infortúnio recorre-se à utilização de díodos de *bypass*, que têm como função desviar a corrente eléctrica por um circuito alternativo, quando uma ou mais células de um painel se encontram sombreadas. Desta forma, evita-se o aquecimento e a possível destruição das células sombreadas que constituem o painel.

Na figura 2.14 a célula Cn encontra-se sombreada, conseqüentemente, não irá produzir electricidade. A corrente eléctrica gerada pelas restantes células do circuito é desviada pelo diodo de *bypass*, evitando o sobreaquecimento da célula Cn, como descrito em [18].

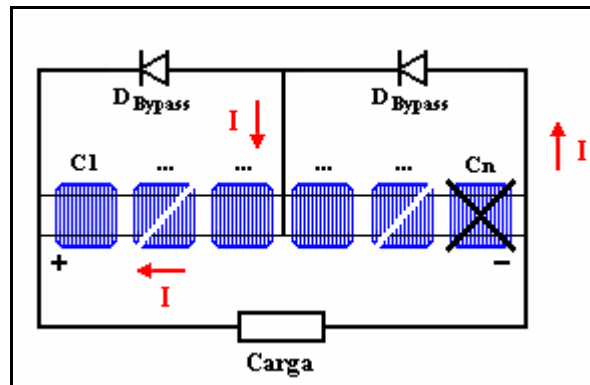


Figura 2.14 – Funcionamento dos diodos de *bypass*.

2.4.2 - Baterias

As características intermitentes de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos conduzem à existência de componentes de armazenamento de energia eléctrica. Os equipamentos utilizados para realizar esta função são as baterias, as quais armazenam a energia eléctrica sob a forma de energia química. As baterias aumentam a fiabilidade do sistema, pois permitem o contínuo fornecimento de electricidade em ocasiões de céu encoberto ou de não produção dos painéis. O rendimento destes equipamentos é limitado devido às reacções químicas que ocorrem no ciclo de carga ou descarga. A introdução de baterias nos sistemas fotovoltaicos pode levar ao aumento do número de painéis para produção de energia extra de forma a compensar as perdas introduzidas.

Geralmente as baterias mais utilizadas são:

- Ácido de chumbo;
 - Líquidas;
 - Gel;
- Alcalinas;
 - Níquel – Cádmio;
 - Hidreto metálico de Níquel.

Baterias de ácido de chumbo

Estas baterias são as mais comuns nos sistemas fotovoltaicos devido ao seu custo e fiabilidade. Apesar das baterias utilizadas no sector automóvel serem do mesmo tipo, é necessário ter em consideração as características de funcionamento de cada um dos sistemas. Nos automóveis as baterias têm de fornecer uma corrente elevada por um curto período de tempo, ou seja, durante o arranque do automóvel. Nos sistemas fotovoltaicos a corrente eléctrica é fornecida por longos períodos de tempo, com um valor mais baixo, como por exemplo à noite. Como tal, para estas duas aplicações as baterias possuem características distintas. Em sistemas fotovoltaicos são utilizadas baterias do tipo *deep cycle*, pois aguentam descargas até cerca de 80 % sem redução do tempo de vida útil, que se situa entre 3 a 10 anos. Necessitam de um controlador de carga que impeça o total descarregamento e a sobrecarga. Esta última, provoca perdas do líquido electrólito em baterias líquidas e promove a formação de gases prejudiciais à integridade das baterias de gel.

As **baterias líquidas** libertam hidrogénio quando a sua carga se encontra perto do nível máximo, o qual é posteriormente expelido. A libertação de gases para o exterior provoca uma

diminuição no nível de água. A diminuição da temperatura de funcionamento provoca a redução da capacidade da bateria. O tempo de vida útil pode ser prolongado recorrendo a um dispositivo que impede o total descarregamento, como especificado em [21].

As **baterias de Gel** são completamente seladas, não libertam gases para o exterior. São sensíveis a sobrecargas, especialmente em ambientes de temperaturas elevadas, daí a existência de uma válvula que permite a libertação de pressão em caso de sobrecarga. As principais vantagens residem no seu tempo de vida útil superior, no facto de não necessitarem de manutenção e ainda a não libertação de gases em funcionamento normal. Contudo, o custo é um pouco mais elevado quando comparado com as baterias líquidas.

Baterias alcalinas

As baterias alcalinas podem ser de **Níquel – Cádmio** ou de **Hidreto metálico de Níquel**. A gama de tensões de funcionamento bastante reduzido pode acarretar alguns problemas de compatibilidade com determinados inversores e controladores de carga. A capacidade deste tipo de baterias diminui com o aumento do número de ciclos de carga/descarga devido à existência do efeito de memória do níquel. Aguentam descargas bastante elevadas, podendo mesmo atingir cerca de 90%, e apresentam reduzidas taxas de autodescarga. As principais vantagens prendem-se com o facto de serem muito menos sensíveis à temperatura e possuírem um rendimento superior, quando comparadas com as baterias de ácido. No entanto, o custo é bastante mais elevado e, por isso, a maioria dos sistemas fotovoltaicos recorre a baterias de ácido para armazenar energia, como indicado em [21].

Escolha de baterias

A escolha das baterias para um sistema fotovoltaico deve ser criteriosa e ter em atenção certas considerações, tais como:

- Dias de autonomia;
- Capacidade das baterias;
- Taxa de descarga;
- Tempo de vida;
- Gama de Temperatura;
- Manutenção das baterias;
- Preço.

Os **dias de autonomia** que o sistema deve possuir, caso não seja possível produzir electricidade. Depende do tipo de cargas ligadas ao sistema, da prioridade e da existência ou não de um gerador auxiliar.

A **capacidade das baterias** é uma característica das mesmas, sendo medida em ampere-hora (Ah). Este valor permite calcular o número de horas que se pode alimentar as cargas do sistema, quando é conhecida a corrente das mesmas.

A **taxa de descarga** de uma bateria indica a percentagem de descarga em cada dia face à carga total. Esta taxa encontra-se inversamente relacionada com o tempo de vida das baterias, quanto mais elevada for a taxa menor será o tempo de vida. Esta relação está mais patente nas baterias ácidas do que nas alcalinas.

O **tempo de vida** representa o número de ciclos, carga e descarga que uma bateria poderá suportar. Este valor está inversamente relacionado com a taxa de descarga, quanto maior for a taxa de descarga, menor será o tempo de vida.

A **gama de temperatura** está directamente ligada com a capacidade da bateria, a diminuição da temperatura provoca a diminuição do nível da carga da bateria. A capacidade nominal da bateria encontra-se disponível para uma temperatura de 25°C.

A **manutenção das baterias** depende obviamente do tipo de bateria utilizada. Se for uma bateria de ácido de chumbo de gel não existe manutenção, caso contrário deve-se verificar o nível do electrólito regularmente.

Os **preços das baterias** são por si só uma condicionante, podendo mesmo ajudar a decidir a escolha do tipo de bateria.

A escolha das baterias a utilizar no sistema fotovoltaico deve ser deliberada segundo as considerações apresentadas, como indicado em [18]. Cada uma das baterias apresentadas tem vantagens e desvantagens associadas, não existindo uma bateria óptima em todas estas considerações. Para além disso, a escolha deve ter também em atenção tipo de aplicação.

2.4.3 - Inversores

O facto de a maioria das cargas eléctricas necessitarem de corrente alternada para funcionarem correctamente, bem como a ligação dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição eléctrica, obriga à presença de um inversor. Estes equipamentos têm como função transformar a corrente contínua em alternada.

Dividem-se em duas categorias distintas: inversores independentes, para sistemas autónomos e de sincronização exterior, para sistemas ligados à rede. Os inversores com sincronização exterior podem ser bidireccionais, ou seja, permitem a passagem de corrente eléctrica em qualquer dos sentidos. Esta característica é essencial, no caso de se tratar de um sistema que produza energia para o consumidor e o excedente para a rede. Se a potência gerada não for suficiente para alimentar as cargas, a potência restante será fornecida pela rede. Os inversores de ligação à rede devem ser dotados de controlos e protecções adequados. Só assim, se pode assegurar que os sistemas fotovoltaicos são instalados de forma segura e respeitam todas as normas impostas pelas R.T.I.E.B.T.

Os inversores podem ser trapezoidais ou de onda sinusoidal, consoante a forma de onda apresentada à saída, onda quadrada ou sinusoidal, respectivamente, como explicitado em [21].

Os **inversores trapezoidais** são caracterizados pelo controlo da tensão limitado e pela componente harmónica elevada. Podem alimentar qualquer carga, com excepção de equipamentos sensíveis à presença de harmónicos. Suportam sobrecargas elevadas durante curtos períodos de tempo. São ideais para arranques de máquinas electromotrizes.

Os **inversores de onda sinusoidal** são utilizados para equipamentos electrónicos, devido à reduzida componente harmónica. Possuem uma elevada qualidade de onda à saída. São equipamentos mais complexos, por isso o seu preço é superior aos inversores trapezoidais.

Num sistema fotovoltaico podem existir inversores centrais, inversores de módulo ou inversores multifileira. Os inversores centrais são utilizados em grandes aplicações, tais como centrais fotovoltaicas. São normalmente ligados entre si em modo *master-slave*, em que um inversor controla os outros. A ligação pode ser automaticamente alterada caso se verifique uma

anomalia ou simplesmente por uma questão de rotatividade de funções. Os inversores de módulo são geralmente utilizados em sistemas de baixa potência. Quando aplicáveis a sistemas de grande potência apresentam-se como uma solução mais económica. Neste caso, apresentam uma menor fiabilidade face à utilização de inversores centrais ou inversores de multifileira, como descrito em [14].

A eficiência destes equipamentos é bastante boa, normalmente próxima dos 95%, podendo mesmo ser superior dependendo da potência debitada pelo inversor.

2.4.4 - Controladores fotovoltaicos

Os controladores dos sistemas fotovoltaicos têm como principal função o controlo da carga das baterias de forma a evitar sobrecargas. Quando as baterias atingem o nível máximo de carga, o controlador desliga-as do sistema ou diminui significativamente a corrente de carga. Alguns controladores possuem a capacidade de limitar a descarga das baterias. Se o nível de carga atingir um valor demasiado baixo, as baterias são desligadas do sistema.

Os controladores existentes no mercado vão desde controladores *On/Off* até aos complexos MPP, passando pelos PWM, como descrito em [21].

O **controlador On/Off** assegura a monitorização do nível de carga através de um relé responsável pelo acoplamento das baterias ao sistema. Quando a carga atinge o nível máximo, o circuito eléctrico de carga é interrompido através da abertura do relé. A desvantagem deste controlador prende-se com as oscilações do nível de tensão provocadas pelas comutações do relé.

O **controlador PWM** é o tipo mais usado em sistemas fotovoltaicos. Regula o ciclo de carga das baterias sempre a uma tensão ou corrente constantes. Normalmente a tensão de carga é constante, enquanto que a corrente varia de forma a evitar o aquecimento e a produção de gases das baterias. Desta forma, o carregamento é bastante eficiente, rápido e não prejudicial para as baterias.

O **controlador MPP** coloca o sistema fotovoltaico a funcionar no ponto ideal, ou seja, a potência fornecida pelo gerador é sempre máxima. Possui um sistema de rastreio que tem como função encontrar o ponto de funcionamento ideal. Após este procedimento é realizado o ajuste da carga vista pelo painel fotovoltaico. Devido ao nível de sofisticação, o seu preço é o mais elevado de entre todos os controladores, o que limita a sua utilização.

2.4.5 - Sunny backup

Os sistemas fotovoltaicos podem ser autónomos ou ligados à rede de distribuição de electricidade. Sendo ligados à rede podem produzir energia exclusivamente para rede ou produzir para um consumidor particular, fornecendo a energia excedente à rede eléctrica. Por questões de segurança na ausência de energia na rede os sistemas fotovoltaicos desligam-se. Este procedimento permite uma intervenção na rede em segurança, sem o perigo de existir tensão proveniente do sistema fotovoltaico. No entanto, esta característica do sistema provoca a falha de energia na instalação eléctrica. Tratando-se de um consumidor privado pode não ser um problema particularmente grave, apesar de muito inconveniente. Contudo, se esse consumidor for uma empresa, ainda que pequena, a falha de energia pode significar perdas económicas significativas. A fim de resolver este problema começam a surgir no mercado equipamentos capazes de reconfigurar o sistema fotovoltaico, em caso de falha de energia na

rede. Na eventual ocorrência de uma falha de energia na rede o sistema fotovoltaico é automaticamente desconectado da rede, passando a funcionar em regime autónomo. Desta forma nunca haverá um corte de energia na instalação eléctrica. O fabricante *SMA* é um dos primeiros a possuir um sistema deste género já em comercialização, designado de *Sunny Backup*.

Apresentação do equipamento

O *Sunny Backup* é composto por um kit, possibilitando o acoplamento do sistema a uma exploração fotovoltaica já existente. Para isso, apenas é necessário garantir a compatibilidade do inversor da instalação com este equipamento. O kit é composto por dois aparelhos: *Sunny Backup* 5000 e uma caixa de contactos automática. O primeiro gere o funcionamento do sistema fotovoltaico em regime autónomo e controla a caixa de contactos automática. Enquanto que esta, é apenas responsável pelo acoplamento e desacoplamento da instalação fotovoltaica à rede eléctrica.

O funcionamento é igual a um sistema perfeitamente vulgar, excepto quando é detectada uma falha de energia na rede eléctrica. Neste caso, o *Sunny Backup* assume o controlo do sistema. Ordena a caixa de contactos automática para desacoplar o sistema da rede e encarrega-se de coordenar o mesmo. Quando a rede possuir novamente energia, o sistema retoma a configuração inicial. O funcionamento é totalmente automático e praticamente imperceptível, pois o tempo de reconfiguração nunca é superior a 20ms.

O *Sunny Backup* possui uma capacidade de sobrecarga elevada, cerca de 30% da potência nominal. A eficiência do sistema é superior a 95%, podendo ser instalado numa rede monofásica ou trifásica. No entanto, a sua potência máxima de funcionamento, encontra-se limitada a sistemas com potências inferiores a 110 kW, como indicado em [16].

Esquema de ligações

O *Sunny Backup* permite a ligação de um gerador auxiliar, o qual poderá ser útil para o caso de haver simultaneamente falha na rede eléctrica, no gerador fotovoltaico e o nível de carga das baterias for relativamente baixo. Desta forma, nunca irá ocorrer uma falha de energia na instalação eléctrica. A montagem deste sistema é bastante simples devido à sua capacidade modular, tal como se pode comprovar na figura 2.15.

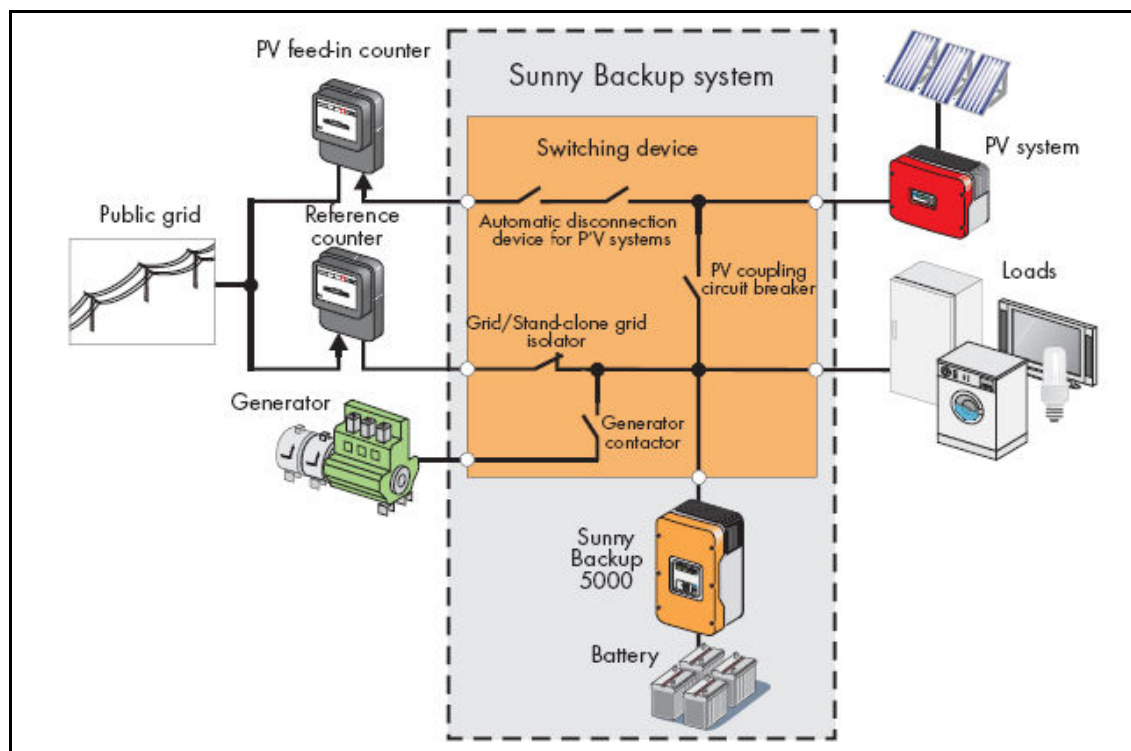


Figura 2.15 – Esquema de ligações do Sunny Backup [F13].

Aplicações com interesse

O sistema de *backup* vem expandir o mercado de aplicações para a energia solar fotovoltaica. Esta solução aumenta significativamente a fiabilidade, pois elimina todas as possíveis falhas de energia com origem externa. Desta forma, os sistemas fotovoltaicos passam a ser vistos não apenas como produtores de electricidade, mas também como uma alternativa aos geradores de emergência. Esta capacidade vem acentuar as vantagens da utilização de energia fotovoltaica, com particular interesse para consumidores privados ou instituições que necessitam de garantir a permanência absoluta de energia eléctrica. O sector industrial é um óptimo candidato ao uso deste equipamento, pois a factura da energia eléctrica pode constituir uma grande parte dos gastos financeiros. Além disso, uma falha de energia eléctrica pode implicar grandes prejuízos financeiros. A utilização de um sistema de produção de energia solar fotovoltaica com *backup* eliminaria alguns desses problemas, podendo ainda trazer lucros com a venda de energia excedente à rede eléctrica. Obviamente, a utilização de *backup* acarreta um custo inerente, pelo que, qualquer projecto deste género deve ser devidamente estudado não só tecnicamente, mas também a nível económico.

2.5 - Sistemas e aplicações

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como sendo de corrente contínua ou alternada, quanto à existência de baterias para armazenar energia eléctrica ou ainda como sistemas isolados ou ligados à rede pública. Existem também a utilização de outras tecnologias acopladas a sistemas fotovoltaicos, designados sistemas híbridos.

2.5.1 - Sistemas de corrente contínua

A corrente eléctrica produzida por um painel fotovoltaico é contínua, o que vem simplificar o acoplamento de baterias para armazenar energia. Estes sistemas são normalmente mais económicos e simples face aos de corrente alternada, pois não necessitam de inversor. São utilizados nos locais em que existem cargas alimentadas em corrente contínua. No caso de se tratar do desenvolvimento completo, sistema produtor e carga, deve procurar-se recorrer a cargas de corrente contínua. Desta forma, o sistema torna-se mais simples e económico. São normalmente aplicados em iluminação, sinalização, parquímetros electrónicos, calculadoras, brinquedos, etc.



Figura 2.16 – Sistemas de corrente contínua [F14].

2.5.2 - Sistemas de corrente alternada

Grande parte dos equipamentos eléctricos utiliza corrente alternada. Portanto, é necessário recorrer a um inversor para ser possível alimentar as cargas a partir de um sistema fotovoltaico. O incentivo à aplicação destes sistemas foi acentuado com a aprovação do Decreto-Lei nº 363/2007, aprovado em 2 de Novembro de 2007. Este Decreto-Lei veio simplificar significativamente o regulamento existente sobre microgeração. O licenciamento da instalação foi substituído por um simples registo, sendo esta sujeita a uma inspecção de conformidade técnica.

Normalmente são aplicados em bombagem, microgeração, etc.



Figura 2.17 – Sistema de corrente alternada [F15].

2.5.3 - Sistemas com ou sem baterias

Os sistemas fotovoltaicos podem possuir armazenamento de energia através de baterias. A inclusão de baterias torna o sistema mais dispendioso, devido não só à sua utilização mas também porque estas necessitam de um regulador de carga. A utilização de baterias é indispensável para alimentar cargas durante os períodos em que o sistema não produz a energia necessária. As instalações com baterias têm a capacidade de poder funcionar com cargas mais exigentes, como é o caso de motores, os quais exigem uma corrente de arranque elevada. Dependendo do tipo de baterias utilizadas, o ciclo de vigilância pode ser mais apertado, caso estas necessitem de manutenção. O tempo de vida útil das baterias é normalmente de seis anos. É portanto, muito mais curto que o tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos, o que traduz a sua substituição ao fim de alguns anos, como especificado em [18].

Contudo os sistemas sem baterias são interessantes, não só porque são mais económicos, mas também porque são mais simples. Em certas aplicações as cargas podem funcionar apenas de dia, o que dispensa a utilização de baterias como por exemplo, sistemas de bombagem com depósito.



Figura 2.18 – Sistema sem baterias [F16].

2.5.4 - Sistemas isolados

A utilização de sistemas fotovoltaicos isolados é particularmente interessante onde a rede pública de distribuição de energia eléctrica não existe por razões técnicas ou económicas. Possuem um enorme potencial para aplicação nos países em vias de desenvolvimento, onde existem vastas áreas sem fornecimento de energia eléctrica. As sucessivas evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos de produção contribuem também para a generalização deste tipo de aplicação. Podem também ser aplicados em pequenos aparelhos electrónicos como é o caso de relógios, carregadores de pilhas, lanternas, etc.

Devido à característica intermitente da geração fotovoltaica, as baterias são praticamente indispensáveis a todos os sistemas isolados. Contudo, a utilização destes equipamentos é uma desvantagem. Como referido anteriormente, além do seu custo elevado exigem manutenção mais apertada do que os painéis e possuem um tempo de vida útil mais curto.

Numa instalação fotovoltaica, os painéis podem ser montados numa estrutura fixa ou orientável. Estes sistemas são designados, *tracking systems*, e permitem a orientação dos

painéis segundo um ou dois eixos. A energia produzida pela instalação é maximizada através do seguimento da trajectória solar.

Em sistemas isolados montados numa estrutura fixa, a orientação dos painéis é normalmente otimizada para uma das estações do ano ou mês específicos. Isto deve-se à variação da posição do sol ao longo do ano, o que tem consequências na produção de energia. Assim, no caso de se desejar um valor máximo de produção de energia eléctrica deve-se otimizar a orientação para a estação de Verão. Quando for desejado garantir praticamente sempre um mínimo de produção de energia eléctrica, a orientação deve ser otimizada para a estação de Inverno. Para os *tracking systems* é necessário proceder a uma avaliação do local a fim de verificar qual a orientação que o painel deve de seguir de forma a maximizar a sua exposição solar. Deve ser realizado um estudo económico da energia extra obtida pela utilização de um sistema deste tipo face a um outro normal. Contudo, deve-se ter em atenção que a presença de peças móveis no sistema exige uma maior manutenção e também reduz a fiabilidade do sistema, como apresentado em [13].



Figura 2.19 – Sistema isolado [F17].

2.5.5 - Sistemas ligados à rede

Nos sistemas ligados à rede eléctrica não é necessário a utilização de baterias, sendo a própria rede eléctrica utilizada para esse fim. Podem ser centrais fotovoltaicas ou sistemas integrados em edifícios. Normalmente as centrais fotovoltaicas encontram-se afastadas dos centros urbanos, dado a necessidade de grandes superfícies, por vezes encontram-se em áreas desertas. Os sistemas integrados em edifícios podem ser incorporados na fachada ou no telhado, com uma orientação solar favorável.

Em sistemas fotovoltaicos residenciais ligados à rede eléctrica, sempre que a energia produzida exceder o consumo da habitação, o excesso deverá ser injectado na rede. Quando a produção de electricidade do sistema for inferior ao consumo da habitação, a energia em falta será fornecida pela rede. As instalações com estes sistemas têm ser capazes de medir a energia eléctrica que a habitação está efectivamente a consumir ou a fornecer à rede. Esta mediação é realizada por dois contadores unidireccionais ou apenas por um contador bidireccional.

Os picos de consumo são facilmente atendidos, pois estes sistemas estão permanentemente ligados à rede eléctrica. Sempre que não existir capacidade de produção para satisfazer o consumo, a energia em falta é fornecida pela rede.

Em centros urbanos o uso intensivo de equipamentos de ar-condicionado coincide com a maior oferta solar e portanto com os valores máximos de produção de energia eléctrica. Neste caso, os sistemas podem apresentar vantagens para a rede eléctrica, pois são capazes de aliviar os picos de consumo. A energia fotovoltaica pode ser considerada como uma solução capaz de adiar um futuro investimento na expansão da rede. Outra vantagem é a sua modularidade, o que permite a realização do projecto e das instalação a curto prazo, como indicado em [13].



Figura 2.20 – Sistema ligado à rede eléctrica (Central de Lamelas) [F18].

2.5.6 - Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos combinam duas fontes de produção de energia eléctrica diferentes num único sistema, em que o gerador fotovoltaico é combinado com um gerador eólico, diesel, etc. Desta forma, é possível aproveitar melhor as potencialidades de alguns locais para a produção de electricidade. A combinação de duas fontes diferentes pode ser economicamente mais interessante, pois torna possível a diminuição dos painéis fotovoltaicos e a capacidade das baterias do sistema. O acoplamento de uma outra fonte de energia introduz mais potência no sistema, sendo por isso possível o carregamento das baterias durante o período nocturno ou de tempo encoberto. Estes sistemas possuem uma maior fiabilidade, pois são constituídos por duas fontes de energia diferentes, como apresentado em [1].



Figura 2.21 – Sistema híbrido [F19].

Capítulo 3

Situação actual e futuro da energia fotovoltaica

3.1 - Panorama actual

3.1.1 - Situação Internacional

O crescimento da indústria fotovoltaica tem sido notável nos últimos anos. A procura de energias renováveis contribuiu muito para esse desenvolvimento, através do aparecimento de novos investidores e empresas no sector.

A produção de electricidade com base em sistemas fotovoltaicos atingiu um máximo de 2.826 MW em 2007, representando um crescimento na ordem dos 60% face ao ano anterior. A produção na Alemanha foi de 1.328 MW, representando 47% do mercado global. A Espanha produziu 640 MW, devido a um crescimento de 480% face ao ano anterior. Os Estados Unidos aumentaram a produção em 57%, situando-se em 220 MW. A contribuição do Japão no mercado diminuiu cerca de 23% face a 2006, como indicado em [19]. O mercado de produção de electricidade com base em sistemas fotovoltaicos encontra-se representado na figura 3.1.

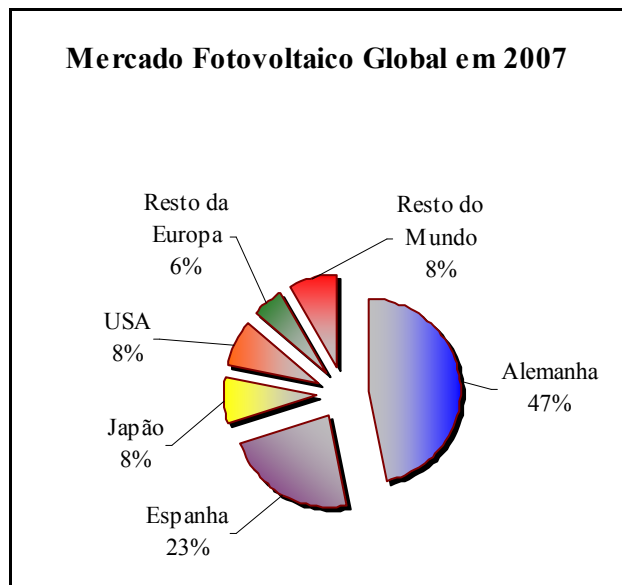


Figura 3.1 – Produção de electricidade dos sistemas fotovoltaicos, em 2007.

A taxa anual de crescimento tem vindo a aumentar a cada ano, devendo-se sobretudo às centrais fotovoltaicas de larga escala, com potências superiores a 10 MWp. A figura 3.2 apresenta este crescimento desde 1995 até 2007.

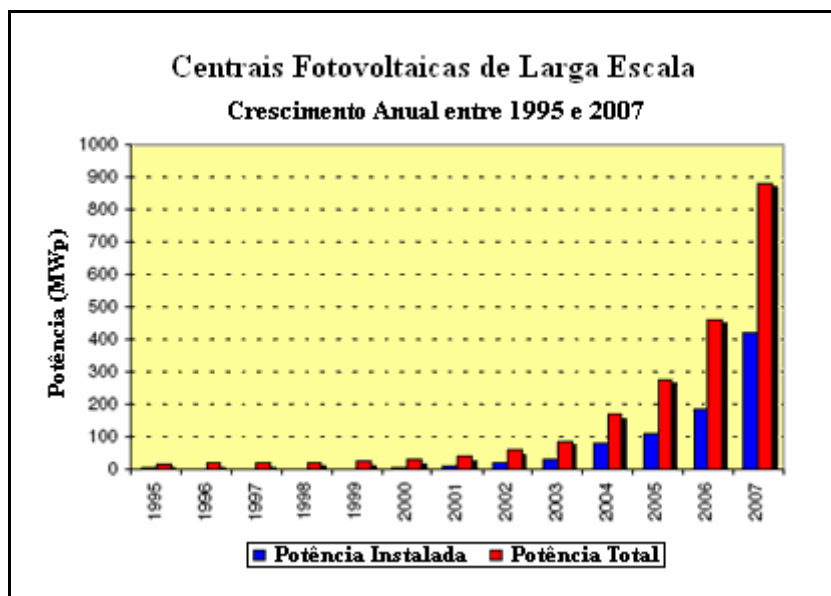


Figura 3.2 – Crescimento anual da potência instalada (centrais de larga escala) [F20].

A Europa tem sido o principal investidor nas centrais de larga escala, sendo o continente com o maior número de instalações deste tipo. A tabela 3.1 apresenta a distribuição das maiores centrais fotovoltaicas do mundo, até ao fim do mês de Janeiro de 2008, tal como indicado em [5].

Tabela 3.1 – As 10 instalações fotovoltaicas maiores do mundo, em Janeiro de 2008.

Potência Instalada	País	Localização	Início de Funcionamento
23 MW	Espanha	Parque Solar Hoya de Los Vincentes, Jumilla	2008
20 MW	Espanha	Solarpark Beneixama	2007
14,7 MW	Alemanha	Solarpark "Waldpolenz"	2007
14 MW	Estados Unidos	Nellis Air Force Base	2007
13,8 MW	Espanha	Planta Solar de Salamanca	2007
12,7 MW	Espanha	Solarpark Lobosillo, Murcia	2007
12 MW	Alemanha	Solarpark Gut Erlasee	2006
11 MW	Portugal	Serpa PV power plant	2007
10 MW	Alemanha	Solarpark Pocking	2006
9,5 MW	Espanha	Huerta Solar Monte Alto	2006

Tipos de instalações fotovoltaicas

Estes sistemas possuem diversas aplicações e formas de montagem, podendo ser integrados em edifícios. Os painéis podem ser montados numa estrutura fixa ou orientável de forma automática, dependendo do local de instalação.

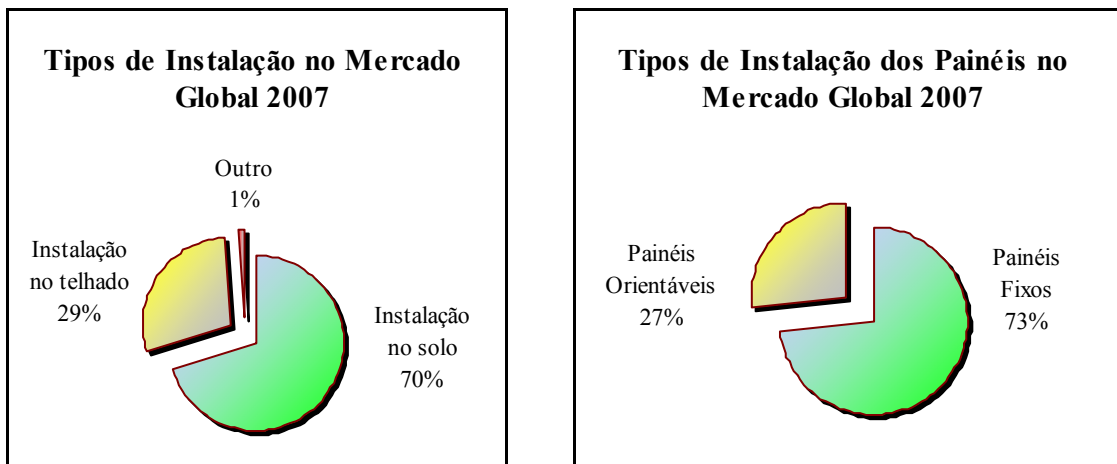


Figura 3.3 – Tipos de instalação de sistemas fotovoltaicos no mercado global, em 2007.

No final de 2007, praticamente 70% dos sistemas encontravam-se instalados no solo, 29% no telhado de edifícios e os restantes estavam montados como barreiras de som e aplicações do género. De todos os sistemas instalados, 73% eram compostos por painéis fixos, enquanto que os restantes 27% possuíam painéis orientáveis segundo um ou dois eixos, como especificado em [5].

Evolução tecnológica

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839, pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel. Porém, a primeira célula fotovoltaica foi apenas construída em 1941, sendo baseada em silício monocristalino. A indústria espacial foi a primeira a ficar sensibilizada para as vantagens desta tecnologia, nomeadamente para aplicação em satélites. De modo que, em 1958 foi lançado o primeiro satélite com células fotovoltaicas, designado *Vanguard 1*.

Em 1954 foi descoberto o efeito fotovoltaico em células formadas por sulfato de cobre, as quais acabaram por desaparecer na década de 80. Seguiu-se a descoberta das células de telureto de Cádmio, decorria o ano de 1961. Após 2 anos a *Sharp Corporation* apresentou o primeiro painel fotovoltaico, o qual era constituído por células monocristalinas. A aplicação deste painel numa instalação fotovoltaica teve lugar nos Estados Unidos, em 1964.

Na década de 70 assistiu-se ao nascimento de novas empresas, criadas especificamente para o desenvolvimento e comercialização de painéis fotovoltaicos. Também nesta década surgiram os primeiros sistemas fotovoltaicos isolados, com o principal objectivo de serem aplicados nos países em desenvolvimento. A tecnologia do silício amorfo teve o seu início em 1970, inicialmente com um rendimento extremamente reduzido.

Na década de 80 apareceram as instalações fotovoltaicas com uma potência instalada de, aproximadamente, 1 MWp. No ano de 1983 surgiu o primeiro automóvel movido a energia solar. Seguiu-se, 2 anos depois o primeiro painel fotovoltaico composto por células de silício amorfo no mercado, apresentado pela empresa *ARCO Solar*.

Na década de 90 iniciou-se a concepção de instalações fotovoltaicas de larga escala. A Grécia patrocinou a construção dos primeiros 5 MWp, dos 50 MWp previstos para a central de Crete, a qual não chegou a ser construída devido ao desacordo entre os investidores.

Na presente década, assistiu-se ao aumento do número de centrais de energia fotovoltaica e à consolidação da posição desta energia no mercado eléctrico, como indicado em [14].

A figura 3.4 apresenta a eficiência das várias tecnologias das células fotovoltaicas, desde o seu aparecimento até ao ano de 2004.

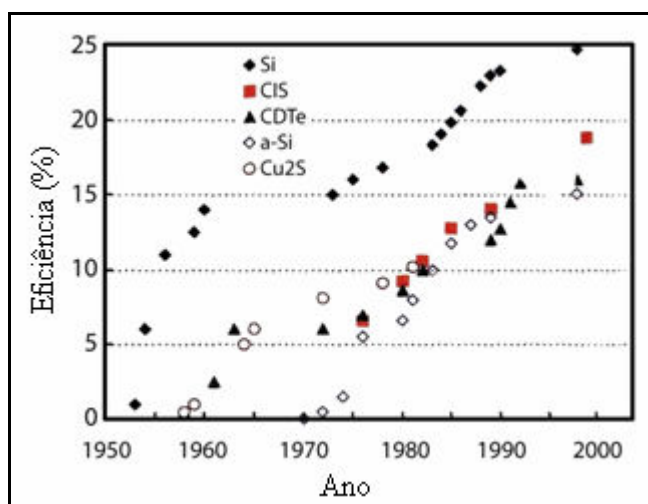


Figura 3.4 – Evolução da eficiência das células fotovoltaicas [F21].

Ao observar a figura 3.4 verifica-se um aumento acentuado da eficiência nos primeiros 10 anos após ter aparecido a primeira célula fotovoltaica. Este desenvolvimento acentuado deveu-se sobretudo ao interesse da indústria espacial, a qual tinha como objectivo a aplicação de

sistemas fotovoltaicos em satélites. Seguiu-se um período de estagnação, aproximadamente de 10 anos, passado o qual com a introdução de políticas e mecanismos de apoio incentivou novamente o desenvolvimento da energia fotovoltaica, como expresso em [23].

A tecnologia de eleição para os sistemas fotovoltaicos é, de uma forma muito segura, o silício cristalino. Todavia, as tecnologias alternativas têm vindo a aumentar a sua parcela no mercado fotovoltaico, devido a um preço inferior e ao aspecto mais agradável ao olhar.

A utilização global das diversas tecnologias no mercado encontra-se representada na figura 3.5, em que, aproximadamente 90% dos sistemas utilizados são de silício cristalino. Cerca de 2,6% pertencem ao silício cristalino, *ribbon-sheet*. Trata-se de um método recente de construção dos painéis em silício, mais eficiente. Permite um melhor aproveitamento do silício, pois dispensa o corte dos blocos de material. A utilização de silício monocristalino é de 43,4%, sendo a parcela do policristalino ligeiramente superior, 46,5%. Os sistemas de silício amorfo representam apenas 4,7% do mercado, enquanto o telureto de cádmio (CdTe) fica-se por 2,7% e a parcela de disseleneto de cobre e índio (CIS) resume-se a 0,2%, como referido em [6].

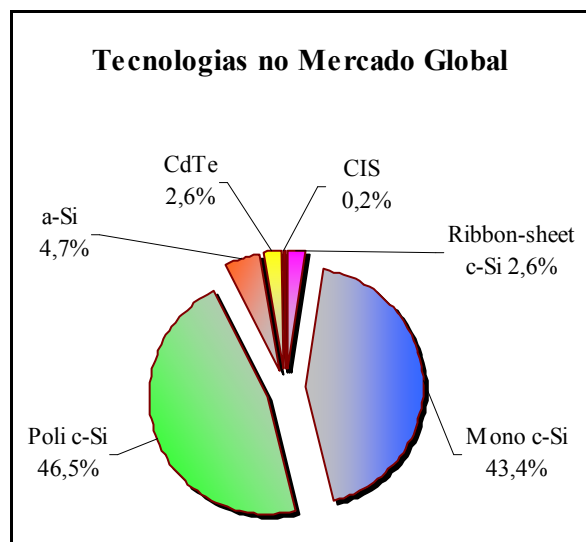


Figura 3.5 – Distribuição das diversas tecnologias pelos sistemas existentes em 2007.

Produtores de células e painéis

O número de fabricantes de painéis fotovoltaicos tem vindo a aumentar por todo o mundo. Este motivo deve-se ao acréscimo da procura e aplicação destes sistemas, o qual conduziu a uma nova oportunidade empresarial. Inicialmente o sector era dominado pela BP Solar. Porém, a entrada no mercado de fabricantes japoneses e europeus alterou este cenário.

Recentemente, a *Sharp* tem vindo a perder quota de mercado em relação aos seus concorrentes, em particular para as alemãs *Q-Cells* e *Solarworld* e para os chineses *Suntech*. Estes três fabricantes juntos têm vindo a diminuir a posição dominante da *Sharp*, de 23,6% em 2005 para 16% em 2007.

Em antecipação ao crescimento do sector, a Alemanha tem vindo a aumentar gradualmente a produção de células e painéis fotovoltaicos. Este aumento foi incentivado pela lei da energia renovável, a qual foi actualizada em 2004. A produção anual subiu de 32 MWp em 2001, para cerca de 500 MWp em 2006. A figura 3.6 apresenta as cotas dos maiores produtores de células no mercado mundial, em 2007, segundo [4].

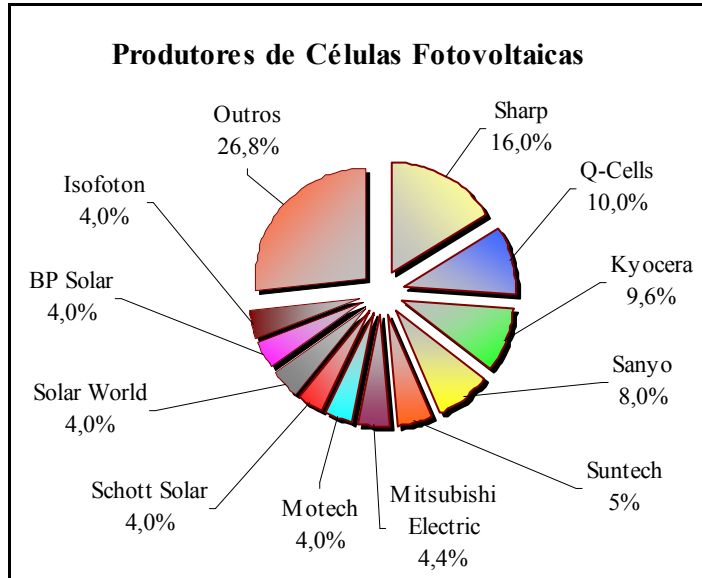


Figura 3.6 – Cotas dos maiores produtores de células fotovoltaicas no mercado, em 2007.

Políticas de apoio dos sistemas fotovoltaicos

É evidente que o desenvolvimento da indústria fotovoltaica não seria possível sem políticas de apoio. Para acelerar o crescimento desta indústria é necessário criar mecanismos eficientes que apoiem a produção de electricidade baseada nestes sistemas.

Existem diversas formas de promover a utilização da energia solar fotovoltaica para a produção de electricidade. A figura 3.7 apresenta alguns mecanismos políticos e financeiros mais correntemente utilizados para este fim a nível internacional.

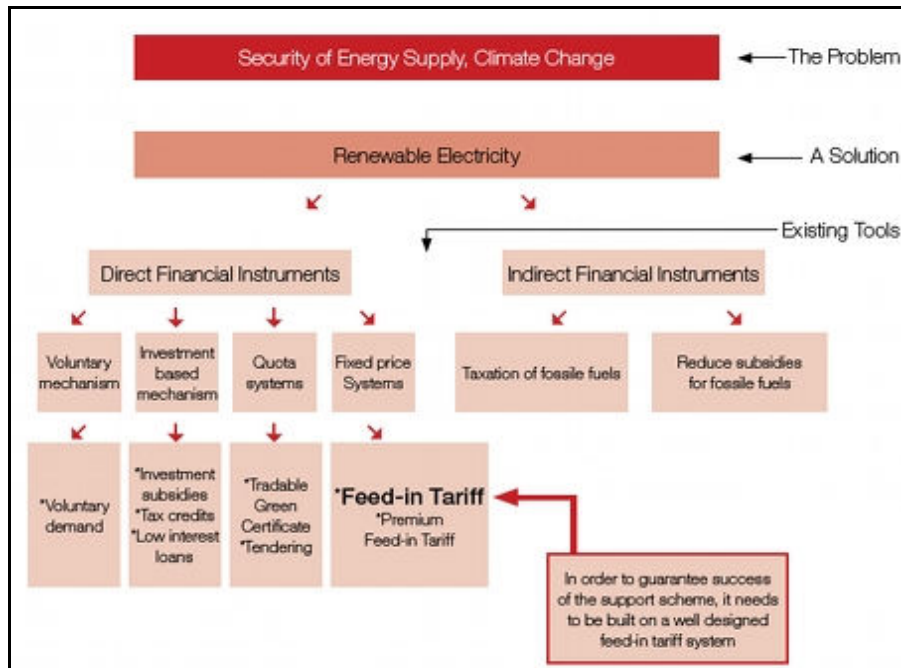


Figura 3.7 – Diagrama das políticas de apoio dos sistemas fotovoltaicos [F22].

As políticas financeiras podem ser divididas em dois grupos: mecanismos de suporte directo e mecanismos de suporte indirecto.

Nos mecanismos de suporte directo englobam-se: a tarifa de entrada no mercado, subsídios de investimento, crédito fiscal, empréstimos bancários, regime de concurso, certificados verdes transaccionáveis e escolhas voluntárias.

A **tarifa de entrada no mercado** é a diferença entre o preço ao qual é paga a electricidade produzida pelos sistemas fotovoltaicos e o custo de produção de electricidade no mercado. A existência desta tarifa advém do direito, e de certa forma também da necessidade, deste tipo de produção de energia estar acoplado à rede eléctrica. Os benefícios deste processo de geração de electricidade face à utilização de combustíveis fósseis encontram-se reflectidos nesta tarifa.

Trata-se de uma tarifa que tem como objectivo medir e impulsionar o desenvolvimento do mercado. O seu valor depende do estado de implementação da energia fotovoltaica em cada país, geralmente possui valores diferentes entre países. O valor desta tarifa deve ser tal que possibilite o retorno total do investimento inicial da instalação num prazo máximo de 20 anos.

O pagamento da tarifa encontra-se no preço da electricidade que os consumidores pagam. De modo que todos contribuam de forma igual para o desenvolvimento da energia fotovoltaica e conseqüentemente para um sistema produtor de energia sustentável. No passado este financiamento era fornecido directamente do estado sob a forma de uma verba. Contudo, a verba pode ser demasiado elevada para o estado suportar, pelo que deve ser efectuado um estudo económico para verificar a viabilidade de tal opção. A desvantagem deste tipo de abordagem é que o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos podia parar devido ao corte ou diminuição dessa verba.

O valor da tarifa tem vindo a diminuir de ano para ano desde do aparecimento dos primeiros sistemas do género. No entanto, o preço por kWh ainda não é suficientemente baixo para permitir que esta tecnologia possa rivalizar com os combustíveis fósseis.

O retorno do investimento inicial está directamente ligado à performance do sistema. Portanto, esta tarifa promove a procura pela tecnologia mais eficiente e impulsiona o desenvolvimento da indústria.

Os **subsídios de investimento** são verbas cedidas por instituições para o investimento inicial que um sistema fotovoltaico acarreta. O valor dos subsídios depende da capacidade de produção da instalação e não da produção anual de electricidade. A desvantagem deste tipo de subsídios é que não promove a utilização de sistemas com eficiência elevada. É um mecanismo que impulsiona o aumento do número de instalações fotovoltaicas, mas não o desenvolvimento da tecnologia. Pode ser facilmente combinado com outros tipos de apoio, mas a principal desvantagem permanece.

O **crédito fiscal** é um mecanismo muito peculiar, pois é atribuído um determinado valor de isenção no pagamento de impostos aos sistemas fotovoltaicos. Estes benefícios fiscais podem ser oferecidos sob diversas formas: redução do IVA, diminuição dos impostos sobre os rendimentos ou outro tipo de benefícios fiscais. Em determinadas circunstâncias, os investidores podem considerar este crédito fiscal como um incentivo, o qual pode diminuir o prazo de retorno do investimento inicial.

Os **empréstimos bancários** com taxas de juro vantajosas podem ser uma ferramenta bastante adequada para impulsionar a implantação da indústria fotovoltaica. Porém, levou algum tempo até os bancos cederem a estes tipos de empréstimos, devido à incerteza e desconhecimento da evolução dos sistemas fotovoltaicos. O pagamento destes empréstimos pode ter um período tão longo como 20 anos.

No **regime de concurso**, os projectos são apresentados e indicado o preço da produção de electricidade pretendido pelo investidor. Em seguida é escolhida a empresa com o custo do sistema mais baixo. A diferença entre o preço praticado pelo mercado e o preço contratado será o valor a ser financiado através de mecanismos de apoio adequados. É fundamental a existência de limites máximos para o preço de produção de electricidade praticado pelos sistemas fotovoltaicos. Os limites devem garantir a obtenção da diferença de preços através de mecanismos financeiros.

Os **certificados verdes transaccionáveis** assemelham-se ao regime de concurso, com a diferença que os preços de produção de electricidade são estabelecidos pelos certificados. Os produtores são obrigados a fornecer uma dada percentagem de electricidade produzida ao preço previsto no certificado. Devem ser criadas penalizações para prevenir o incumprimento do certificado, com um valor relativamente elevado. Caso a penalização seja demasiado baixa, poderá existir um nível de produção suficientemente que permita pagar a respectiva sanção.

A elaboração destes certificados está a cargo do mercado eléctrico, sendo ele que determina a rentabilidade dos promotores deste tipo de instalações. Se existirem poucos investidores a apostar na construção de geradores fotovoltaicos, o preço de venda da energia eléctrica produzida por estes sistemas irá aumentar. O aumento será tal que diminua o tempo de retorno do investimento. Assim, o número de investidores aumenta, bem como as instalações fotovoltaicas. Contudo, este mecanismo promove apenas o aumento do número de instalações e não o desenvolvimento da tecnologia.

As **escolhas voluntárias** são opções que os investidores tomam sem qualquer tipo de apoio financeiro ou fiscal. Trata-se meramente da sensibilização das pessoas ao facto de produzirem energia eléctrica de uma forma limpa, não prejudicial para o ambiente.

Nos mecanismos de suporte indirecto fazem parte, a fiscalidade dos combustíveis fósseis e a diminuição de apoios aos mesmos.

A **fiscalidade dos combustíveis fósseis** pode, de certa forma, influenciar o desenvolvimento da tecnologia das energias renováveis. O aumento de fiscalidade deste tipo de combustíveis provoca o desencorajamento por parte dos investidores neste sector ou a subida do preço de produção de energia a partir destes meios. A subida do preço da electricidade diminui a diferença entre os preços de produção a partir de combustíveis fósseis e das energias renováveis, nomeadamente fotovoltaica.

Nos últimos anos tem-se assistido à constante subida do preço dos combustíveis fósseis, o que contribui para o aumento do número das instalações fotovoltaicas.

A **diminuição de apoios aos combustíveis fósseis** é também uma forma indirecta de promover o desenvolvimento das energias renováveis. A redução dos apoios a este tipo de

fontes convencionais provoca a diminuição do interesse dos investidores no sector. Em certos casos esses investidores procuram outros mercados para investir, entre os quais se encontra o mercado fotovoltaico.

Após apresentadas estas políticas e mecanismos de apoio ao desenvolvimento do mercado fotovoltaico à que salientar a mais eficiente. A **tarifa de entrada no mercado** é sem dúvida a mais vantajosa, já com provas dadas. Deve ser bem estudada do ponto de vista financeiro para resultar num bom apoio ao desenvolvimento do mercado. Recentemente, um estudo do mercado da Alemanha revelou isso mesmo.

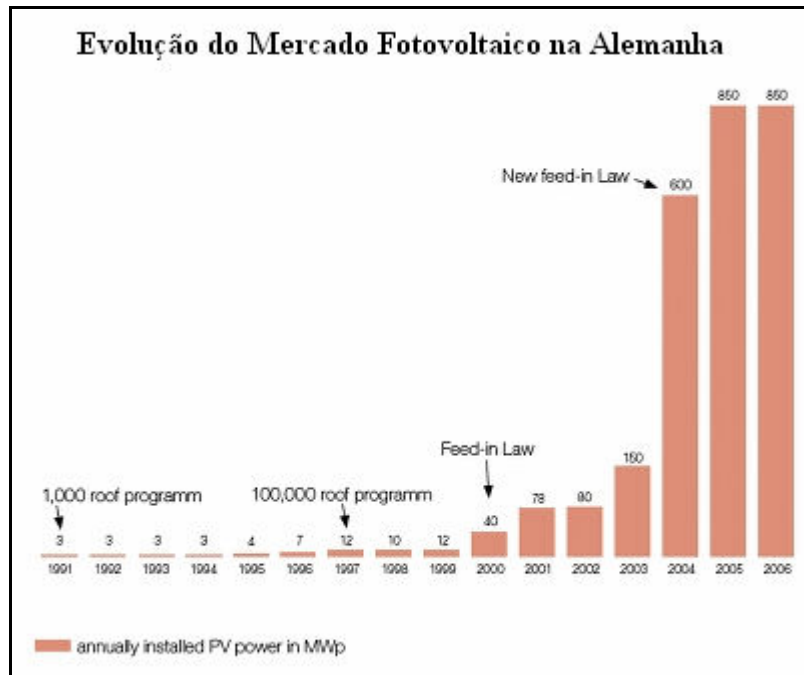


Figura 3.8 – Resultados da tarifa de entrada no mercado na Alemanha [F22].

A figura 3.8 apresenta a evolução do mercado fotovoltaico na Alemanha, na qual pode ser verificada a evolução que o mercado sofreu a partir da entrada em vigor da tarifa de entrada no mercado (*Feed-in Law*). Em 2000, a entrada deste apoio provocou um crescimento de mercado superior face aos anos anteriores. Contudo, foi em 2004 que o mercado teve o seu maior crescimento, após a revisão da tarifa, tal como referido em [7].

Comparação entre energias renováveis e convencionais

Apesar dos argumentos apresentados pelas energias renováveis e das políticas e mecanismos financeiros de apoio, existem ainda várias barreiras para as energias renováveis proliferarem no mercado eléctrico.

Uma dessas barreiras prende-se com o investimento anual realizado para a produção de energia. Cerca de 10.000 milhões de dólares são para as fontes convencionais e 1.000 milhões de dólares para as energias renováveis. Seria de esperar a redução destes valores para as fontes convencionais, acontecendo o oposto para as energias renováveis. No entanto, desde 1992 até 2004, que este cenário de manteve praticamente inalterável, tal como representado na figura 3.9.

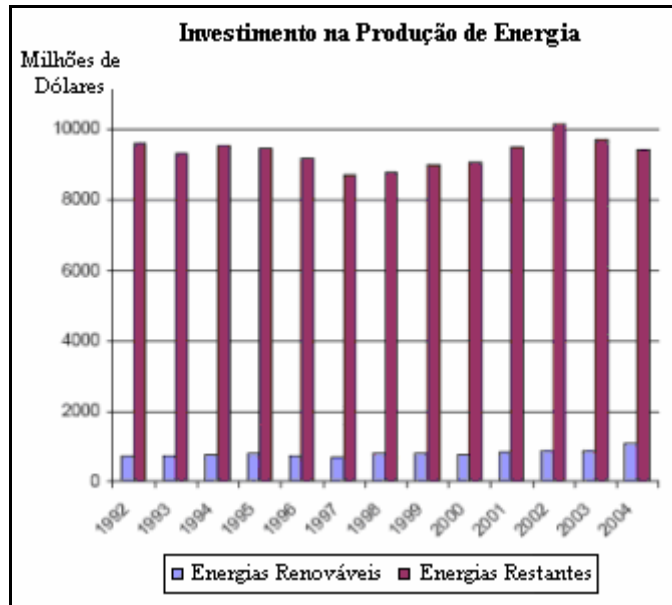
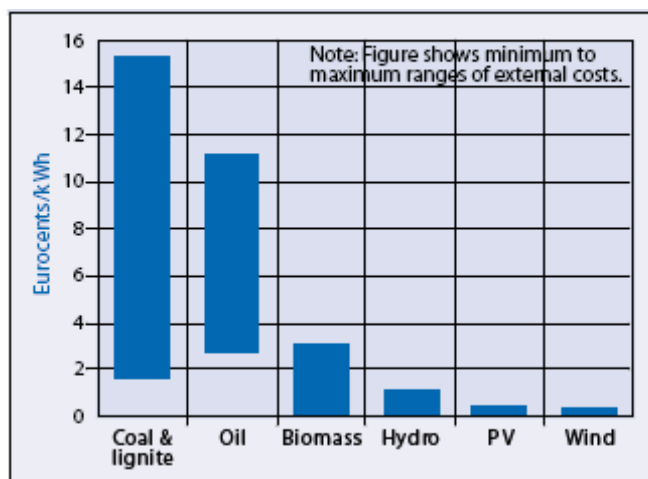


Figura 3.9 – Investimento anual na produção de energia [F23].

A diferença entre investimentos provoca um grande desequilíbrio no mercado eléctrico, dificultando a implementação das energias renováveis no sector. Em virtude deste factor, a procura por um sistema produtor de energia sustentável abranda significativamente, como citado em [22].

Para além disso, é preciso ter a noção que os preços da electricidade produzida pelas fontes convencionais não reflectem todos os aspectos negativos inerentes. Geralmente, estão associados às alterações climáticas ou a possíveis desastres ecológicos que podem ocorrer. A figura 3.10 apresenta um custo externo estimado para os efeitos negativos relativo a cada tecnologia de produção de electricidade.



Source: Data from the European Commission – ExternE Programme (European Union 5th Research and Technological Development Framework Programme).

Figura 3.10 – Custo estimado dos efeitos negativos para cada tecnologia de produção de electricidade [F24].

Como estes custos não se encontram representados no preço da energia, as decisões tomadas para o mercado eléctrico podem não ser as mais correctas. Além de que os investidores não têm noção real dos benefícios ou malefícios que as diferentes tecnologias acarretam para o meio ambiente, como referido em [22].

As formas mais comuns para colmatar esta falha, correspondem à:

- Divulgação de informação, sobre as características de cada tecnologia;
- Introdução de políticas de preços, que beneficiassem as energias que possuam custos externos mais reduzidos;
- Introdução de um factor que representasse a eficiência de cada tecnologia.

3.1.2 - Situação em Portugal

A produção de electricidade através de sistemas fotovoltaicos evoluiu bastante desde 2003. Nesse ano, as estatísticas apontavam para uma potência instalada de 2 MWp, dos quais apenas 20% se referem a instalações ligadas à rede pública. Em 2004, a potência instalada aumentou para 2,6 MWp, segundo estatísticas nacionais conhecidas.

A central da Escola Alemã de Lisboa entrou em funcionamento em Maio de 2006. É formada por painéis policristalinos e de silício amorfo, totalizando uma potência de 24,75 kWp. É uma central com autoconsumo, ou seja, a maior parte da energia produzida pelo sistema fotovoltaico é consumida pela instituição e o excesso é entregue à rede eléctrica. A construção desta central foi confiada à empresa Jayme da Costa.

No mês de Junho do mesmo ano entrou em funcionamento a central de Lamelas, em Freixo de Espada à Cinta. Constituída por 2.070 painéis fotovoltaicos de silício amorfo, totalizando uma potência de 124,2 kWp, sendo também esta projectada e construída pela Jayme da Costa.

Em Março de 2007 foi inaugurada em Brinches, concelho de Serpa, uma central com 11 MWp, constituída por 52 mil painéis dispostos ao longo de uma área de 60 hectares. A *Power Light Corporation* foi a empresa responsável pelo projecto e construção.

No decorrer do mesmo ano, mais precisamente em Junho, entrou em funcionamento a central de Pão de Água, no concelho de Mértola. A potência instalada é de 756 kWp, obtida através de 12.600 painéis de silício amorfo, mais uma vez projectada e construída pela Jayme da Costa.

No passado dia 17 de Março de 2008 entrou em funcionamento a maior central do mundo, a central da Amareleja, no concelho de Moura. A potência inicialmente prevista no projecto era de 62 MWp. Porém, a potência instalada foi reduzida para 42 MWp, devido à introdução de seguidores solares que permitem a produção da mesma quantidade de energia eléctrica. Nesta fase inicial, a central encontra-se apenas a produzir uma pequena parcela da sua capacidade total, prevendo-se que atinja a produção completa até ao fim de 2008.

No passado mês de Abril de 2008, foi parcialmente ligada uma nova central fotovoltaica em Mértola. A central foi inicialmente prevista para Freixo de Espada à Cinta, mas a maior incidência de radiação em Mértola ditou a alteração do local da instalação. Desta forma, o valor líquido do projecto fotovoltaico será mais elevado. É constituída por 16.200 painéis policristalinos, totalizando uma potência de 2 MWp. A central foi projectada pela Jayme da Costa e ainda se encontra numa fase de construção.

É de salientar a aprovação para a execução de projectos de outras centrais, nomeadamente: Albufeira (10 MWp), Lisboa (6 MWp) e Ourique (2 MWp).

Segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia, os pedidos de informação prévia para instalações de energias renováveis já aprovados totalizam cerca de 128 MWp. Assim, ficam a faltar apenas 22 MWp para cumprir a meta de 150 MWp de potência instalada, estabelecida pelo Governo para o horizonte temporal de 2010.

Através desta pequena visão sobre o mercado fotovoltaico em Portugal, verifica-se um crescimento acentuado da implementação de sistemas fotovoltaicos, particularmente, nos dois últimos anos.

Legislação em Portugal

O rápido crescimento das energias renováveis obrigou à revisão e introdução de novas normas no mercado eléctrico. Inicialmente, deparou-se com o problema de ligar os sistemas de produção baseados em energias renováveis à rede pública. Por vezes, em certos locais, a rede eléctrica não possuía capacidade suficiente para aceitar a ligação dum sistema produtor, o que inviabilizava o projecto logo à partida. Assim, houve necessidade de garantir: as mesmas oportunidades para todos os produtores independentes, a salvaguarda do interesse público atribuído ao Serviço Eléctrico Público e ainda, os padrões de segurança de planeamento e de exploração das redes aprovados. Na sequência deste problema surgiu o Decreto-Lei n.º 312/2001. O produtor teria de fazer um pedido de informação prévia, junto da Direcção Geral de Energia e de Geologia (Direcção-Geral de Energia, em 2001), responsável pela análise técnica, atribuição do ponto de ligação e emissão da respectiva autorização.

Em 2002 surgiu o Decreto-Lei n.º 68/2002, o qual veio estabelecer o regime de direitos e deveres dos produtores e consumidores. Regula a actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede eléctrica. Neste caso, a potência a entregar à rede não poderia ser superior a 150 kW.

Após a aprovação do Programa de Actuação para Reduzir a Dependência de Portugal face ao petróleo, surgiram um conjunto de medidas destinadas ao aumento significativo da produção de electricidade através de fontes renováveis. Na sequência da aprovação deste programa surgiu o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, tendo sido recentemente revisto, resultando na publicação do Decreto-Lei n.º 225/2007, em 1 de Maio de 2007. O decreto-lei em vigor ajusta a remuneração da electricidade produzida a partir de recursos renováveis. Sendo esta obtida num prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados e a expectativa de retorno económico mínimo dos promotores.

Recentemente foi publicado, em 2 de Novembro de 2007 o Decreto-Lei n.º 363/2007, simplificando significativamente o regime existente de microgeração. O licenciamento passou a ser um simples registo, sujeito a uma inspecção de conformidade técnica. Este decreto-lei cria dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado, este com limite de potência de ligação até 3,68 kW. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável as fontes renováveis de energia, cujo acesso é condicionado à existência de colectores solares térmicos.

A tarifa praticada nos primeiros 5 anos para sistemas fotovoltaicos é de 0,65 €/kWh, sofrendo uma redução anual de 5% nos 10 anos seguintes. Após este período a tarifa será igual ao custo da energia praticado pelo comercializador de último recurso.

Licenciamento das instalações

Actualmente, o licenciamento das instalações eléctricas destinadas à produção de electricidade encontra-se definido pela Direcção Geral de Energia e Geologia. A legalização das instalações está estruturada consoante o tipo de funcionamento da mesma, tal como apresentado de seguida:

1. No caso de se tratar de uma instalação de produção de energia eléctrica em regime permanente, sem entrega de energia à rede pública, a entidade responsável pelo licenciamento é a Direcção Regional de Economia (DRE) da área onde se localiza a instalação.
2. Tratando-se de uma instalação de produção de energia eléctrica de segurança ou de socorro deverá dirigir-se:
 - a. Para instalações com potência inferior ou igual a 100 kVA, quando inseridas em instalações do ponto 1, definidas no Decreto-Lei nº 101/2007, à CERTIEL.
 - b. Para as restantes instalações deve dirigir-se à DRE da área onde se localiza a instalação.
3. No caso de se tratar de produção em regime especial, cogeração e renováveis, com venda da totalidade da energia eléctrica produzida à rede pública, a legalização das instalações é feita pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG). O Decreto-Lei nº 312/2001, regula as questões relacionadas com a ligação à rede pública, constando dos seus anexos a documentação necessária para desenvolver o processo.
4. Se se tratar de uma instalação de produção de baixa tensão ligada à rede pública, para consumo próprio de pelo menos 50% da energia produzida, podendo entregar à rede pública uma potência até 150 kW (produtor-consumidor em baixa tensão), a entidade responsável é a DRE da área onde se localiza a instalação. A legalização da instalação processa-se nos termos do Decreto-Lei nº 68/2002 contendo este diploma o procedimento a seguir.
5. Se se tratar de instalações de microprodução com potência até 3,68 kVA, para venda da totalidade da energia eléctrica produzida à rede pública, a legalização das instalações processa-se nos termos do Decreto-Lei nº 363/2007, mediante o Sistema de Registo de Microgeração (SRM).
6. Para a produção em regime ordinário, o processo é regulado pelo Decreto-Lei nº 172/2006.

De salientar que a legalização das instalações enunciadas nos pontos 1, 2, 3 e 6, processa-se nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas (RLIE), aprovado pelo Decreto-Lei nº 26852 e respectivas alterações e do Decreto-Lei nº 517/80, corrigido pelo Decreto-Lei nº 101/2007.

3.2 - Perspectivas futuras

A energia é indispensável para a existência de vida, podendo ter diversas formas. O crescimento da humanidade e do nível de vida tem impulsionado o mercado da energia, sendo a cada dia que passa necessária mais energia. Todavia, a procura e os métodos de obtenção de energia têm prejudicado o nosso planeta, através do aquecimento global, níveis de poluição elevados e recurso a combustíveis fósseis, os quais se esgotarão um dia. Assim, procura-se

neste momento atingir um sistema de produção de energia global sustentável. Possivelmente, esta meta poderá ser atingida apenas a longo prazo, entre 30 a 50 anos, ou mesmo mais.

Os sistemas fotovoltaicos possuem argumentos muito fortes e são considerados essenciais para alcançar esta meta. A redução do preço e o aumento da eficiência dos painéis fotovoltaicos são bons indicadores disso, revelando o grande investimento que se efectua no sector.

Desenvolvimento da tecnologia actual

O período até 2030 irá revelar um maior amadurecimento das tecnologias comerciais, através do aumento da eficiência dos painéis e a redução de custos de produção da energia para valores entre 0,05 e 0,12 €/kWh. É esperado uma maior inclusão das tecnologias de películas finas no mercado fotovoltaico. O tempo de vida será aumentado para, aproximadamente 40 anos, sendo que a manutenção anual será 0,5 a 1% dos custos de investimento. O desenvolvimento de novas tecnologias como a iluminação a LED's, novos monitores planos, os quais podem ser alimentados a corrente contínua de baixa tensão, dispensará a utilização de inversores, reduzindo assim o custo dos sistemas. A evolução prevista para os diversos tipos de aplicação dos sistemas fotovoltaicos até 2030 é representada na figura 3.11.

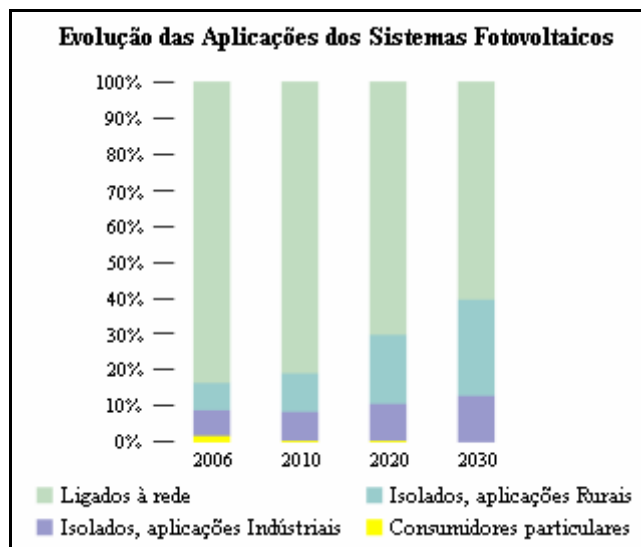


Figura 3.11 – Previsão do crescimento das aplicações dos sistemas fotovoltaicos [F25].

Até 2030 é previsto que pequenas aplicações, apenas para consumidores particulares, desapareçam do sector. As aplicações de sistemas isolados irão aumentar, tanto no sector industrial como em aplicações onde não exista a rede eléctrica, nomeadamente nos países subdesenvolvidos. Os sistemas ligados à rede irão perder uma parte do seu domínio no mercado para os sistemas isolados, aproximadamente 25% até 2030.

No período seguinte a 2030, a eficiência dos painéis continuará a aumentar prevendo-se um desempenho na conversão de energia na ordem dos 30 a 50%. Praticamente todos os edifícios novos terão um sistema fotovoltaico, encontrando-se na sua maioria conectados à rede eléctrica.

Algumas projecções económicas prevêem a viabilidade de construção de centrais deste tipo na Grécia, Itália, Portugal, Áustria, Brasil, Libéria, Tunísia e China, representando um potencial mundial de 100 mil MW de produção eléctrica nos próximos 25 anos.

Uma previsão optimista aponta para que, por volta de 2040, tendo em consideração o aumento dos consumos globais, a produção de electricidade com base nestes sistemas estará entre 20 a 28% da produção global. Esta suposição coloca a energia fotovoltaica como uma fonte renovável com um futuro extremamente promissor, como explicitado em [6].

Aspectos sócio-económicos

Até 2030 os sistemas fotovoltaicos terão evoluído significativamente tanto na Europa como a nível mundial. Existirá um número elevado de exportações da Europa para o resto do mundo, uma vez que é previsto um crescimento acentuado dos fabricantes presentes na Europa. O número de empregos criados na União Europeia será entre 200 a 400 mil, muitos deles ligados à instalação. Dependendo da aplicação, existirá uma vasta gama de painéis disponíveis no mercado, cada um com características muito próprias, como referido em [3].

Os custos de produção de electricidade a partir de um sistema fotovoltaico situam-se actualmente entre 0,25 e 0,65 €/kWh na Europa, dependendo da radiação solar no local. Contudo, estes valores são ainda superiores ao custo de produção dos sistemas convencionais. Assim, o crescimento do mercado fotovoltaico depende, em grande parte, de políticas e mecanismos de apoio ao desenvolvimento da tecnologia e implantação destes sistemas. No entanto, o custo de produção tem vindo a baixar consideravelmente nos últimos anos, tal como apresentado na figura 3.12. Prevê-se que, por volta de 2020 na Europa os custos de produção de energia eléctrica sejam iguais, independentemente da sua fonte. Quando este marco for atingido, os sistemas fotovoltaicos deixarão de precisar de apoio proveniente de mecanismos financeiros e políticos, como explicitado em [3].

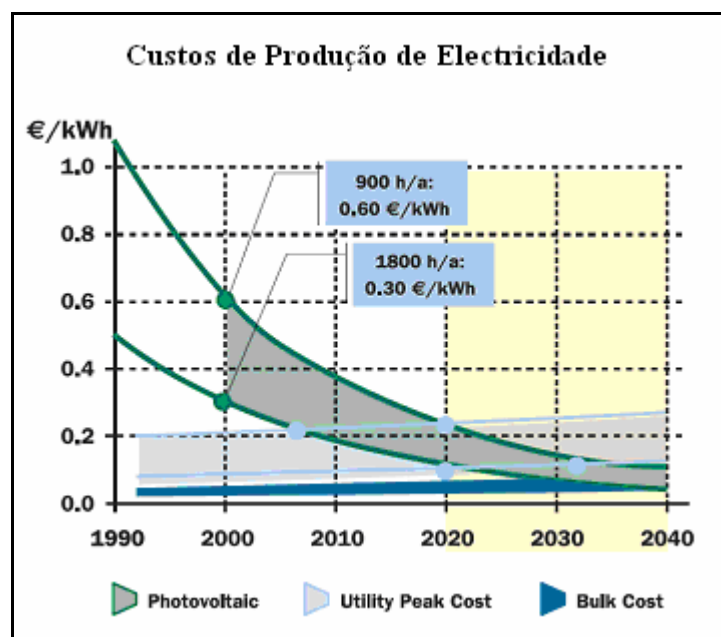


Figura 3.12 – Evolução dos custos de produção de electricidade [F26].

A redução do custo de produção prende-se, essencialmente, com o desenvolvimento de novas tecnologias. Actualmente, os geradores fotovoltaicos são construídos em silício cristalino, começando a aparecer também a tecnologia de película fina.

Em 2007, foi introduzida no mercado uma nova tecnologia baseada em silício cristalino desenvolvida pela BP Solar, designada de Mono². Devido a processos de construção inovadores, esta tecnologia permite uma produção de electricidade entre 5 a 8% superior face à utilização de células convencionais. Traduzindo-se num aumento significativo da potência dos painéis e também na redução de custos, pois trata-se duma tecnologia baseada numa outra já existente.

Encontram-se ainda em desenvolvimento duas novas tecnologias que podem contribuir bastante para a redução do custo de produção, sendo elas: as células orgânicas e a nanotecnologia, como descrito em [2].

A tecnologia baseada em células orgânicas possui actualmente um rendimento na ordem dos 5%. Contudo, presume-se que possa atingir rendimentos na ordem dos 50 a 60%. As células orgânicas podem ser construídas através de processos químicos com temperaturas muito mais baixas do que as células de silício, consequentemente serão também mais baratas. Podem ainda ser impressas em materiais flexíveis, sendo por isso encaradas também, como concorrentes da tecnologia de película fina.

A nanotecnologia envolve engenharia de precisão ao nível atómico, pois consiste na reconstrução da estrutura molecular dos materiais. Quando os painéis baseados nesta tecnologia passarem a ser fabricados em massa, os custos serão certamente inferiores aos painéis convencionais. A eficiência esperada para esta tecnologia é de 50 a 60%, como indicado em [1].

A reciclagem dos sistemas fotovoltaicos pode também ser um factor importante na redução dos custos. Neste momento, existem já empresas com programas experimentais que consistem em reutilizar e reciclar as células fotovoltaicas, bem como outros componentes dos sistemas, tal como referido em [12].

Outras formas de atingir mais rapidamente a igualdade dos custos de produção resultarão de novos processos de fabrico das células. Exemplo disso é a redução dos contactos metálicos superiores, permitindo a penetração de mais energia solar nas células.

Os custos de produção de electricidade continuarão a diminuir, devido ao aparecimento de novas técnicas de fabrico e de tecnologias inovadoras.

Capítulo 4

Metodologia de projecto de sistemas fotovoltaicos integrados na rede

4.1 - Análise do local

O bom planeamento, dimensionamento e orçamentação de um sistema fotovoltaico carece de um conhecimento prévio do local da instalação. A visita ao local permitirá realizar uma avaliação prévia sobre as condições disponíveis, podendo estas revelar aspectos favoráveis ou desfavoráveis para a instalação do sistema.

A primeira avaliação do local consistirá na existência de factores que permitam a instalação do sistema. Caso não sejam reunidos todos os factores necessários, deverá ser procurado um local alternativo. Durante a visita ao local deverão ser definidos alguns aspectos de construção, tais como: os trabalhos necessários para a fixação dos painéis, a localização do inversor e das baterias, caso estas existam, assim como o traçado da rede de cablagem do sistema e os trabalhos necessários a efectuar para a alteração da caixa do contador. Na visita ao local devem ser registados os seguintes parâmetros: área do local de instalação, orientação e inclinação dos painéis, tipo de montagem e a existência de sombreamentos do local.

4.1.1 - Análise de sombreamentos

A presença de sombreamentos sobre os painéis fotovoltaicos provoca a diminuição de potência gerada, tal como referido no capítulo 2. É necessário proceder a uma análise de sombreamento, ao qual os painéis estarão sujeitos ao longo do ano. Geralmente essa análise é registada para o ponto central do gerador fotovoltaico.

Caso seja desejado uma maior precisão, a análise poderá ser realizada recorrendo a um analisador de sombras, mapa da trajectória solar numa transparência, ou ainda através do plano local e um mapa de trajectória solar. Neste último método, é calculada a distância e as dimensões da projecção da sombra provocada pelos objectos, seguindo-se o cálculo dos ângulos de azimute e elevação. A figura 4.1 auxilia o cálculo apresentado de seguida.

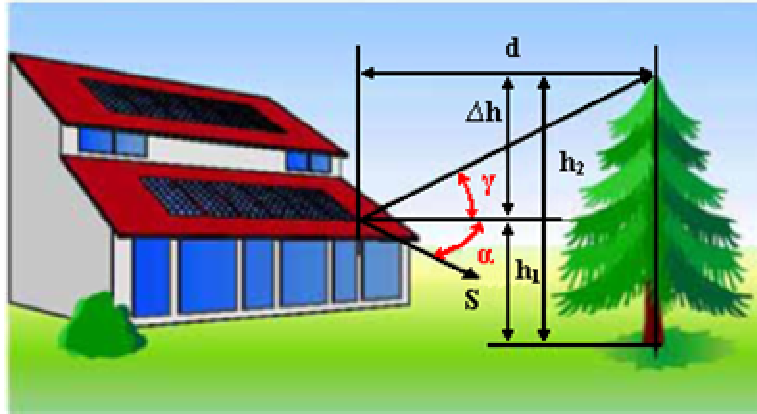


Figura 4.1 – Parâmetros de cálculo de sombreamento [F27].

O ângulo de elevação é calculado a partir da diferença entre a altura do objecto que provoca a sombra e a altura do sistema fotovoltaico sobre a distância entre os dois.

A expressão (4.2) é obtida através da (4.1) e permite o cálculo do ângulo de elevação.

$$\operatorname{tg}(\gamma) = \frac{h_2 - h_1}{d}, \quad (4.1)$$

$$\gamma = \operatorname{arctg}\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) = \operatorname{arctg}\left(\frac{\Delta h}{d}\right), \quad (4.2)$$

onde γ é o ângulo de elevação, h_1 é a altura do sistema fotovoltaico, h_2 é a altura do objecto que provoca a sombra e d é a distância entre estes.

O ângulo de elevação é obtido para todos os objectos na área que rodeiam o gerador fotovoltaico. O azimute dos objectos pode ser calculado directamente a partir do plano do local ou do esquema apresentado na figura 4.1.

No caso dos sombreamentos serem causados por árvores, é atribuído um factor de transmissão. Este factor tem como função especificar a quantidade de radiação solar (τ) que passa através da árvore, sendo:

- Para árvores coníferas: $\tau = 0,30$;
- Para árvores de folhas caducas:
 - Inverno: $\tau = 0,64$;
 - Verão: $\tau = 0,23$;

Após a realização deste estudo, obtém-se como resultado a silhueta da sombra causada pelo meio circundante no mapa da trajectória solar. É possível obter este mapa para qualquer mês do ano, sendo de maior interesse os meses de Inverno. Geralmente, é a estação do ano mais desfavorável para os sombreamentos, devido a uma menor altura do sol.

Contudo, a maioria dos sistemas fotovoltaicos são construídos em espaços abertos ou telhados planos. Neste tipo de aplicação, os painéis assentam sob uma estrutura com um determinado ângulo de inclinação, com o objectivo de maximizar a radiação incidente no painel. Normalmente, existem várias filas de painéis, pelo que é essencial determinar a distância entre filas para garantir que não existem sombreamentos provocados pelas mesmas.

Seguidamente é apresentado o método de cálculo de sombreamentos para este tipo de aplicação, com o auxílio da figura 4.2.

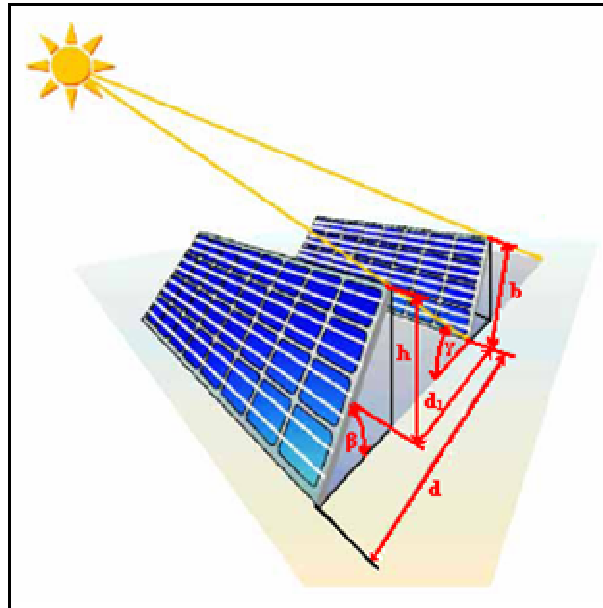


Figura 4.2 – Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado [F27].

Para especificar a utilização de uma área concreta, é empregue o factor de utilização de área. Este é definido como sendo o quociente entre a largura do painel e a distância entre as filas dos painéis, expressão (4.3).

$$f = \frac{b}{d} \quad , \quad (4.3)$$

onde f é o factor de utilização, b é a altura do painel fotovoltaico e d é a distância entre filas.

Geralmente o factor de utilização de área situa-se entre 0 e 1, ou entre 0 e 100%. Se o valor deste factor for de 100%, pode originar uma sombra mútua considerável entre as filas individuais de painéis.

O sombreamento deste tipo de montagem encontra-se relacionado com o ângulo de inclinação do painel. Quanto menor for este ângulo, menor será o sombreamento provocado na fila seguinte. Contudo, nesta situação a produção de energia anual também diminuirá. Por esta razão, é geralmente escolhido um ângulo de inclinação que varia entre 20 a 50 graus e um factor de utilização de área situado entre 35 e 45%. A distância entre filas depende tanto da largura dos painéis como dos ângulos de inclinação e de elevação, sendo determinada através da expressão (4.4).

$$d = \frac{b \times \text{sen}(180^\circ - \beta - \gamma)}{\text{sen}(\gamma)} \quad , \quad (4.4)$$

onde d é a distância entre filas, b é a altura do painel fotovoltaico, β é o ângulo de inclinação do painel e γ é o ângulo de elevação.

Uma boa solução de compromisso resulta na escolha do ângulo de altitude solar mínimo para o valor do ângulo de sombreamento, o qual ocorre para a estação de Inverno, tal como referido em [8].

A escolha da distância entre filas de painéis pode também ser atribuída através de métodos empíricos que se têm revelado eficazes:

- $d = 3,5 \times h$, para minimizar as perdas do sistema;
- $d = 2,5 \times b$, para otimizar a área;

4.2 - Escolha dos equipamentos

4.2.1 - Painéis fotovoltaicos

Após a visita ao local, ou durante a mesma, devem ser escolhidos os painéis fotovoltaicos mais apropriados para a respectiva aplicação. A escolha deste equipamento recai sobre o tipo de material e o tipo de painel, podendo ser:

- Tipo de material: monocristalino, policristalino, silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre e índio (CIS);
- Tipo de painel: standard com ou sem armação, semitransparente, telha fotovoltaica, etc.

Realizada esta escolha, determina-se o número de painéis que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá o cálculo da potência total instalada de uma forma aproximada. A área necessária para a produção de 1 kWp depende do tipo de tecnologia usada nos painéis, encontrando-se apresentada na tabela 2.1, do capítulo 2.

4.2.2 - Inversores

Os primeiros sistemas fotovoltaicos possuíam, geralmente, apenas um inversor central. Actualmente, devido ao aumento da potência das respectivas instalações, nem sempre é aplicável esta solução. Normalmente, as razões para tal opção prendem-se com questões económicas ou de fiabilidade do sistema. Assim, existem várias configurações diferentes com vantagens e desvantagens associadas, tal como referido no capítulo 2 do presente documento.

Após a escolha da configuração da instalação procede-se ao dimensionamento do(s) inversor(es), sendo para isso necessário: o número de inversores, a potência e nível de tensão de cada um. As especificações técnicas dos inversores proporcionam informação extremamente importante nesta fase, pelo que devem ser respeitadas integralmente, tal como especificado em [8].

Determinação da potência

Os inversores disponíveis no mercado possuem vários níveis de potência, permitindo uma maior facilidade na sua adaptação às características do gerador fotovoltaico.

No caso dos inversores estarem localizados junto aos painéis, deve-se ter em consideração as cargas térmicas a que estão sujeitos. Por isso, poderá existir a necessidade da potência destes inversores ser superior à potência do gerador fotovoltaico.

Se o sistema gerador for constituído por painéis de silício amorfo, deverá ter-se em atenção a degradação progressiva da potência. Estes painéis podem apresentar uma potência inicial cerca de 15% superior ao especificado, estabilizando no valor estipulado pelo fabricante ao longo do primeiro ano. Facto esse, que deve ser tomado em consideração não apenas para o dimensionamento da potência do inversor, mas também da tensão de entrada do mesmo. Para estes painéis, a tensão pode atingir valores superiores ao especificado nas características em 11% e a corrente pode registar um aumento de 4%, aproximadamente.

Em termos gerais, poderá ser interessante a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente inferior à do gerador fotovoltaico. A eficiência do inversor diminui, consideravelmente, para uma gama de valores de potência gerada inferiores a 10% face ao valor da potência nominal do inversor, tal como é possível observar na figura 4.3.

Na realidade, os sistemas fotovoltaicos entregam apenas cerca de 50% da sua potência nominal, pelo que, o inversor é frequentemente sub-dimensionado. Neste caso, o inversor terá uma eficiência superior a 90%, mesmo com níveis de irradiação baixos. Se o inversor for sub-dimensionado, é essencial ter em consideração o seu comportamento face a sobrecargas, nomeadamente o nível de tensão máximo suportado pelo inversor.

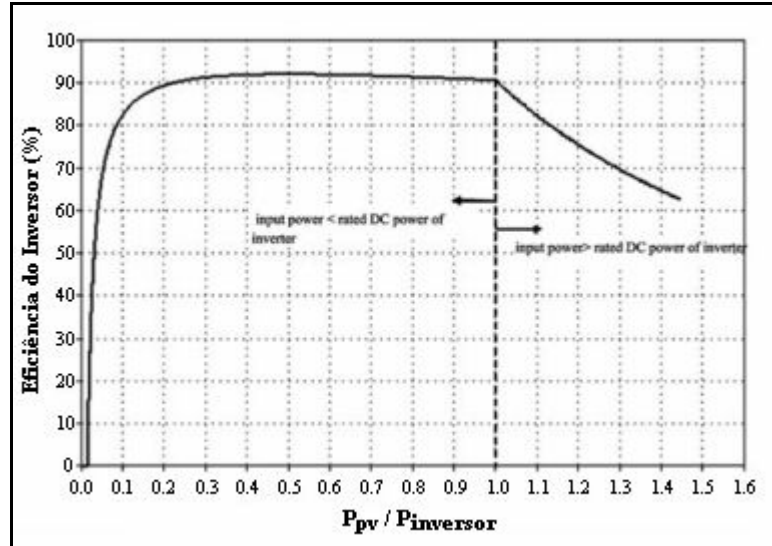


Figura 4.3 – Curva da eficiência de um inversor [F28].

Determinação da tensão

A tensão aos terminais do gerador fotovoltaico depende da sua configuração e do número de painéis. Se estes estiverem ligados em série, a tensão aos terminais do gerador corresponderá à soma da tensão de cada um. A dependência da tensão dos painéis com a temperatura, exige que o seu dimensionamento seja realizado para as situações mais desfavoráveis, Inverno e Verão.

Ao dimensionar o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do respectivo gerador fotovoltaico. O intervalo MPP do inversor deve incorporar os pontos de MPP da curva característica do gerador para diferentes temperaturas de funcionamento. Além disso, deve-se ter em consideração a tensão limite de funcionamento e a tensão máxima admissível do inversor. Estes dois níveis de tensão relacionam-se com o número mínimo e máximo de painéis por fileira, respectivamente.

As fileiras têm como objectivo aumentar o nível de tensão do gerador fotovoltaico para valores que o sistema de rastreio MPP do inversor seja capaz de gerir a potência produzida. Deste modo, o inversor será capaz de fornecer sempre a potência máxima produzida pelo gerador.

Número máximo de painéis por fileira

Para temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do painel aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Se por qualquer motivo o inversor for desligado num dia soalheiro de Inverno, a tensão em circuito aberto do gerador pode ser de tal forma elevada, que não permita a ligação do sistema em condições de segurança. Esta tensão deve ser menor que a tensão DC máxima admissível pelo inversor, sob pena de o danificar. Portanto, o número máximo de painéis ligados em série obtém-se do quociente entre a máxima tensão DC admissível pelo inversor e a tensão de circuito aberto do painel, para uma temperatura de -10°C, tal como citado em [8].

$$n_{\max} = \frac{U_{Max}^{INV}}{U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel}} \quad , \quad (4.5)$$

onde n_{\max} é o número máximo de painéis por fileira, U_{Max}^{INV} é a tensão máxima admissível pelo inversor e $U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel}$ é a tensão do painel para uma temperatura de -10°C.

A tensão de circuito aberto dos painéis à temperatura de -10°C nem sempre é especificada pelos fabricantes. No seu lugar, é especificada a variação de tensão (ΔU) em % ou em mV, em função da temperatura, expressa em °C. Este coeficiente de temperatura é sempre acompanhado de um sinal negativo.

Dependendo dos dados fornecidos, as expressões (4.6) e (4.7) permitem calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C a partir das condições de referência (STC). As STC apresentam uma temperatura de 25°C e irradiância média de 1000 W/m², tal como indicado em [8].

Para ΔU em % / °C

$$U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel} = \left(1 - \frac{35^{\circ} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC}^{STC} \quad , \quad (4.6)$$

Para ΔU em mV / °C

$$U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel} = -35^{\circ} \times \Delta U \quad , \quad (4.7)$$

onde $U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel}$ é a tensão do painel para uma temperatura de $-10^{\circ}C$, ΔU é a variação de tensão por $^{\circ}C$ e U_{OC}^{STC} é a tensão em circuito aberto do painel para as condições de referência.

Se não for fornecido nenhum destes dados, é possível determinar o valor correspondente para um painel de silício mono ou policristalino. Neste caso em particular, para uma temperatura de $-10^{\circ}C$, a tensão de circuito aberto sofre um aumento de 14% face às condições de referência, como especificado em [8].

$$U_{OC(-10^{\circ}C)}^{Painel} = 1,14 \times U_{OC}^{STC} \quad (4.8)$$

Número mínimo de painéis por fileira

No verão, os painéis instalados em telhados podem estar sujeitos a temperaturas superiores a $70^{\circ}C$, contudo na presença de uma boa ventilação essa temperatura não será atingida. Normalmente é utilizada esta temperatura para determinar o número mínimo de painéis de uma fileira.

A tensão aos terminais de um gerador fotovoltaico será menor no Verão face às condições de referência, devido às temperaturas a que está sujeito. Se a tensão de funcionamento do gerador for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência global do sistema será consideravelmente inferior, podendo mesmo provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado de forma que, o número mínimo de painéis ligados em série numa fileira derive do quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do painel à temperatura de $70^{\circ}C$, como referido em [8].

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP\min}^{INV}}{U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel}} \quad , \quad (4.9)$$

onde n_{\min} é o número mínimo de painéis por fileira, $U_{MPP\min}^{INV}$ é a tensão mínima de MPP do inversor e $U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel}$ é a tensão MPP do painel para uma temperatura de $70^{\circ}C$.

Se a tensão do painel para o MPP a $70^{\circ}C$ não for especificada pelo fabricante, deverá ser calculada a partir da tensão MPP para as condições de referência. Este cálculo pode ser realizado a partir do coeficiente de variação da tensão (ΔU) em % ou em mV, por cada $^{\circ}C$. As expressões (4.10) e (4.11) permitem calcular esta tensão, dependendo dos dados fornecidos pelo fabricante, como indicado em [8].

Para ΔU em % / $^{\circ}C$

$$U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel} = \left(1 + \frac{45^{\circ} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP(STC)}^{Painel} \quad , \quad (4.10)$$

Para ΔU em mV / $^{\circ}C$

$$U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel} = U_{MPP(STC)}^{Painel} + 45^{\circ} \times \Delta U \quad , \quad (4.11)$$

onde $U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel}$ é a tensão MPP do painel para uma temperatura de $70^{\circ}C$, $U_{MPP(STC)}^{Painel}$ é a tensão MPP do painel para as condições de referência e ΔU é a variação de tensão por $^{\circ}C$.

Se não for fornecido nenhum destes dados, é possível determinar o valor correspondente para um painel de silício mono ou policristalino. A uma temperatura de $70^{\circ}C$ a tensão será cerca de 18% inferior à tensão nas condições de referência, como referido em [8].

$$U_{MPP(70^{\circ}C)}^{Painel} = 0,82 \times U_{MPP(STC)}^{Painel} \quad (4.12)$$

A temperatura máxima atingida por um painel fotovoltaico depende da sua localização. Para sistemas instalados em telhados ou integrados em fachadas sem ventilação, a temperatura atingida pode rondar os $100^{\circ}C$. Neste caso, o número mínimo de painéis por fileira deve ser determinado para essa temperatura, fazendo as devidas alterações nas respectivas expressões de dimensionamento.

Determinação do número máximo de fileiras

A corrente máxima suportada pelo inversor não deve ser excedida em momento algum, deve ser comprovado que tal não acontece, sob pena de danificar o inversor. A corrente máxima do inversor impõe restrições relativamente ao número de fileiras que podem ser ligadas ao mesmo. Assim, o número máximo de fileiras será igual ao quociente entre os valores máximos de corrente do inversor e da corrente nominal da fileira de painéis.

$$N_{\max}^{Fileira} \leq \frac{I_{\max}^{INV}}{I_n^{Fileira}}, \quad (4.13)$$

onde $N_{\max}^{Fileira}$ é o número máximo de fileiras, I_{\max}^{INV} é a corrente máxima DC admissível pelo inversor e $I_n^{Fileira}$ é a corrente nominal de cada fileira.

No caso do inversor ser sub-dimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com corrente de entrada excessiva. Isto permite avaliar a existência de sobrecargas elevadas ou ligeiras, as quais podem provocar o envelhecimento prematuro do inversor ou ainda levar à sua destruição. Esta avaliação pode ser realizada recorrendo a programas de simulação adequados. [8]

4.2.3 - Baterias

As baterias têm como função compensar a intermitência da produção de energia eléctrica face aos consumos. A inclusão de baterias não é necessária para sistemas ligados à rede eléctrica, a não ser que se pretenda a utilização de um sistema de *backup*, como o descrito no capítulo 2. Neste caso, as baterias devem ser dimensionadas para a autonomia do sistema pretendida. A capacidade é estabelecida em Ah, assim, o consumo energético (Wh) deve ser convertido de forma a obter a capacidade correspondente. Esta conversão é simples, bastando para isso, efectuar a divisão do consumo energético pelo nível de tensão do sistema, como referido em [17].

O tempo de vida útil das baterias é um aspecto importante, pelo que deve ser calculado a profundidade de descarga. Este valor depende do tipo de baterias utilizadas, sendo normalmente aconselhável que não seja superior a 50% para baterias de ácido. Para este caso, a bateria deverá ter uma capacidade duas vezes superior à calculada a partir dos valores de consumo.

O nível de tensão da bateria deve ser escolhido de acordo com a tensão de funcionamento do sistema fotovoltaico. No mercado existem baterias com níveis de tensão compreendidos entre 12 e 48V. No caso da tensão do sistema ser superior, deve-se ligar as baterias em série até se atingir a tensão desejada.

4.2.4 - Caixa de junção

O gerador fotovoltaico é normalmente constituído por várias fileiras de painéis, cada uma com o respectivo cabo de fileira. Torna-se, por isso, necessário realizar as ligações eléctricas entre os vários cabos de fileira existentes e o cabo principal DC. Estas ligações são efectuadas na caixa de junção e, em caso de necessidade, também a ligação do condutor equipotencial.

A caixa de junção contém terminais, aparelhos de corte e, caso necessário, fusíveis de protecção dos cabos de fileira e díodos de bloqueio das fileiras.

Os **díodos de bloqueio de fileiras** têm a função de proceder ao desacoplamento eléctrico entre fileiras individuais. No caso de ocorrer um curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, o díodo de bloqueio isola automaticamente essa fileira do sistema. Estes díodos são ligados em série com as fileiras, de forma a evitarem a circulação de corrente eléctrica no sentido inverso. Contudo, é difícil a detecção de uma falha num destes díodos, razão pela qual, normalmente não são utilizados em sistemas com ligação à rede eléctrica.

A caixa de junção deve assegurar um grau de protecção de classe II, estando protegida contra as condições climáticas do local de instalação. Recomenda-se que o local para instalação deste equipamento garanta a protecção contra a chuva e a radiação solar. Geralmente o interruptor principal DC é instalado na caixa de junção.

4.2.5 - Interruptor principal DC

A impossibilidade de desligar o gerador fotovoltaico leva à necessidade de existir o interruptor principal DC. A sua função consiste em isolar o gerador fotovoltaico do restante circuito eléctrico. Este interruptor é essencial durante a instalação, manutenção ou reparação do sistema. Deve estar preparado para interromper uma corrente contínua, a qual é mais difícil de ser interrompida face a uma corrente alternada. É importante salientar que este interruptor não deverá ser utilizado em situação alguma como substituição dos aparelhos de corte, pois não possui poder de corte para eliminar um defeito eléctrico.

A Norma Europeia EIC 60364-7-712 exige a instalação de um dispositivo de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 125% da corrente de curto-circuito do gerador, como especificado em [8].

$$I_{DC} = 1,25 \times I_{CC}^{PV} \quad , \quad (4.14)$$

onde I_{DC} é a corrente DC que o interruptor deverá ser capaz de interromper e I_{CC}^{PV} é a corrente de curto-circuito do gerador.

4.3 - Dimensionamento de cabos e protecções

Ao realizar o dimensionamento de um sistema eléctrico é necessário determinar os valores máximos de tensão e corrente, de forma a garantir o correcto funcionamento do mesmo. Num sistema fotovoltaico estes valores são calculados segundo a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito dos painéis e o tipo de ligações entre eles, os quais podem ser: série, paralelo ou ambos.

No caso dos painéis de silício amorfo é essencial ter em atenção os valores de tensão e corrente iniciais, cerca de 11 e 4 % superiores ao especificado pelo fabricante, respectivamente.

4.3.1 - Cabos

O dimensionamento da cablagem do sistema é um aspecto importante para o seu bom funcionamento. Os cabos devem ser capazes de suportar as condições climáticas, térmicas e mecânicas do local onde serão instalados, bem como as tensões e correntes máximas a que estão sujeitos. Normalmente, as tensões dos sistemas fotovoltaicos não ultrapassam os valores dos cabos normalizados, com tensões nominais entre 300 e 1000V. A corrente que o cabo tem de suportar depende não só da corrente máxima do sistema, mas também de dois factores externos importantes, nomeadamente, a temperatura máxima que o cabo pode atingir e o agrupamento de cabos. Os fabricantes fornecem a corrente máxima suportada pelo cabo para as condições de referência. Porém, esta deve ser corrigida para a temperatura de funcionamento através da multiplicação de factores de correcção. O agrupamento de cabos também contribui para a diminuição da corrente máxima admissível, pois limita as condições de ventilação dos mesmos. Factor esse, que deve ser tido em conta através da utilização de factores de correcção adequados para o caso.

Redução das perdas nos cabos

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve também tomar em consideração a necessidade de reduzir as perdas, o mais possível. A norma Alemã VDE 0100 Parte 712 sugere que a queda de tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico, como citado em [8]. Trata-se de uma especificação que não acarreta grandes problemas no caso de se tratar dum sistema com uma tensão superior a 120V. Contudo, em sistemas com tensão reduzida, menores que 120V, é possível que a queda de tensão seja superior a 1%, mesmo utilizando cabos com secção nominal de 6 mm². Esta situação ocorre especialmente quando a distância entre o gerador fotovoltaico e o inversor é elevada. Em especial para estes casos, a queda de tensão no cabo de fileira é assumida como sendo de 1% e é permitida uma queda adicional para o cabo principal de 1%, como estipulado em [8].

A corrente produzida pelo gerador depende da irradiância, sendo geralmente inferior à corrente nominal. Para um valor de corrente igual a metade da corrente nominal, as perdas representam uma quarta parte das perdas sob condições nominais, podendo ser calculadas através da expressão (4.15).

$$P = R \times I_{ns}^2 \quad , \quad (4.15)$$

onde P é a potência de perdas, R é a resistência dos cabos e I_{ns} é a corrente nominal do gerador.

Por esta razão, quando se utiliza como limite de dimensionamento uma queda de tensão admissível de 2% é de esperar que as perdas totais anuais no circuito DC não sejam superiores a 1%.

Dimensionamento dos cabos

Numa instalação fotovoltaica existem 3 tipos de cabos com classificações e requisitos diferentes: cabo de fileira, cabo principal DC e o cabo AC.

O **cabo de fileira** estabelece a ligação entre os diversos painéis fotovoltaicos da fileira e a caixa de junção. Deve ser capaz de transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador sob as condições de referência e estar protegido contra falhas de terra e de curto-circuitos, respeitando assim a Norma Europeia IEC 60364-7-712.

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV} \quad , \quad (4.16)$$

onde I_{cabo} é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar e I_{cc}^{PV} é a corrente de curto-circuito do gerador.

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo, em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar, deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido.

$$I_{cabo} \leq I_Z \quad , \quad (4.17)$$

onde I_{cabo} é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar e I_Z é a corrente máxima suportada pelo cabo.

Após ter sido determinada a secção do cabo correspondente com base na corrente calculada pela expressão (4.16), deve ser verificada a queda de tensão admissível. Assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos da fileira, as expressões seguintes permitem calcular a secção do cabo de fileira, respeitando a queda de tensão admissível, 1%.

$$S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}}{0,01 \times U_{MPP} \times \kappa} , \quad (4.18)$$

$$S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{0,01 \times P_{FI} \times \kappa} , \quad (4.19)$$

$$S_{cabo} = \frac{2 \times U_{MPP} \times P_{FI}}{0,01 \times U_{MPP}^2 \times \kappa} , \quad (4.20)$$

onde S_{cabo} é a secção do cabo, L_{cabo} é o comprimento do cabo, I_{FI} é a corrente nominal da fileira, U_{MPP} é a tensão para o MPP, κ é a condutividade eléctrica do material (56 – Cobre e 43 – alumínio) e P_{FI} é a potência da fileira nas condições de referência.

O resultado obtido através das expressões indicadas acima, deve ser aproximado para as secções dos cabos normalizados (2,5 mm²; 4 mm²; 6 mm²).

As perdas totais nos cabos da instalação, podem ser determinadas através das seguintes formulas:

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{S_{cabo} \times \kappa} , \quad (4.21)$$

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_{cabo} \times P_{FI}^2}{S_{cabo} \times U_{MPP}^2 \times \kappa} , \quad (4.22)$$

onde P_M é a potência de perdas e N é o número de fileiras do gerador.

Contudo, as diferentes configurações do gerador fotovoltaico conduzem normalmente, a diferentes comprimentos para os cabos das fileiras. Como resultado, obtém-se por vezes secções diferentes entre os cabos. Neste caso, a potência de perdas deve ser calculada através da expressão (4.23).

$$P_M = \frac{2 \times I_{FI}^2}{\kappa} \times \left(\frac{L_{cabo1}}{S_{cabo1}} + \frac{L_{cabo2}}{S_{cabo2}} + \dots \right) \quad (4.23)$$

O **cabo principal DC** estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor. Este cabo deve também respeitar a Norma Europeia IEC 60364-7-712. Assim, deverá ser capaz de suportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do sistema sob as condições de referência.

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV} \quad (4.24)$$

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido.

$$I_{cabo} \leq I_Z \quad (4.25)$$

A potência máxima de perdas permitida para este cabo deve ser inferior a 1% das perdas totais, sendo por isso necessário verificar esta condição. A expressão (4.26) permite calcular a secção do cabo que verifica a condição referida. O valor da secção determinada para o cabo deve ser aproximado para as secções normalizadas, como indicado em [8].

$$S_{caboDC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa} \quad , \quad (4.26)$$

onde S_{caboDC} é a secção do cabo DC, L_{caboDC} é o comprimento do cabo DC, I_n é a corrente nominal do gerador, FP é o factor de perdas (1% ou 2% para tensões reduzidas), P_{FV} é a potência nominal do gerador, P_M é a potência de perdas e κ é a condutividade eléctrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio).

As respectivas perdas do cabo principal DC são calculadas com base na sua secção. Para este cálculo recorre-se a uma das expressões (4.27) ou (4.28), dependendo dos dados que se possui.

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{S_{caboDC} \times \kappa} \quad , \quad (4.27)$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times P_{FI}^2}{S_{caboDC} \times U_{MPP}^2 \times \kappa} \quad , \quad (4.28)$$

onde P_{DC} é a potência de perdas no cabo DC, P_{FI} é a potência da fileira nas condições de referência e U_{MPP} é a tensão para o MPP.

O **cabo AC** estabelece a ligação entre o inversor e a rede eléctrica. Para o cálculo da secção deste cabo, a queda de tensão máxima admissível é de 3%, relativamente à tensão nominal da rede. Geralmente, para sistemas fotovoltaicos com potências até 5 kWp, são utilizadas secções normalizadas até 6 mm².

A secção do cabo é determinada através da expressão (4.29) ou (4.30), consoante se trate de uma instalação monofásica ou trifásica, respectivamente.

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,03 \times U_{ns} \times \kappa} \quad , \quad (4.29)$$

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,03 \times U_{nc} \times \kappa} , \quad (4.30)$$

onde S_{caboAC} é a secção do cabo AC, L_{caboAC} é o comprimento do cabo AC, I_{nAC} é a corrente nominal em AC, $\cos \varphi$ é o factor de potência do inversor, U_{ns} é a tensão nominal simples, U_{nc} é a tensão nominal composta e κ é a condutividade eléctrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio).

As perdas no cabo AC são determinadas através das expressões (4.31) ou (4.32), consoante a instalação seja monofásica ou trifásica.

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa} , \quad (4.31)$$

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa} , \quad (4.32)$$

onde P_{AC} é a potência de perdas no cabo AC.

4.3.2 - Protecções

A protecção do sistema de cablagem do gerador fotovoltaico é normalmente assegurada por fusíveis. Para os cabos de fileira deve-se ter em consideração que a corrente nominal da fileira se encontra próxima da corrente de curto-circuito. Este facto condiciona o tipo de fusíveis que é possível utilizar na protecção destes cabos contra curto-circuitos.

A secção dos cabos protegidos por fusíveis pode ser calculada a partir da corrente de limite de não fusão do respectivo fusível. Neste caso, a corrente máxima admissível pelo cabo, deverá ser superior à corrente nominal do fusível e inferior à corrente limite de não fusão do mesmo. Por sua vez, esta corrente não deverá ser superior a 1,15 vezes a corrente do cabo, como estipulado em [8].

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nF} \leq 1,15 \times I_Z , \quad (4.33)$$

onde I_n é a corrente nominal do fusível, I_Z é a corrente máxima admissível pelo cabo e I_{nF} é a corrente de não fusão do fusível.

No intuito de evitar cortes intempestivos, a corrente nominal do fusível, deverá ser no mínimo 1,25 vezes superior à corrente nominal que o cabo deve transportar.

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} , \quad (4.34)$$

onde I_n^{PV} é a corrente nominal do gerador.

Devido à possibilidade de ocorrência de uma falha de isolamento nos condutores activos, positivo e negativo, os fusíveis devem garantir a protecção de todos os condutores de fase. Para o condutor de protecção poderão ser utilizados fusíveis ou disjuntores. No caso de serem utilizados disjuntores deve-se verificar que estes são adequados para o funcionamento de uma linha DC, como citado em [8].

Para uma eficaz protecção de terra e de curto-circuito, é recomendado a utilização de cabos isolados para os condutores activos. No caso de serem utilizados cabos multipolares, o condutor de protecção não deverá estar sujeito a nenhuma tensão.

Os cabos de corrente alternada são protegidos por disjuntores, os quais devem respeitar as normas impostas pelas R.T.I.E.B.T. Segundo o artigo 433.2, os dispositivos de protecção das canalizações contra sobrecargas devem satisfazer, simultaneamente, as duas condições seguintes:

- $I_s \leq I_n \leq I_z$;
- $I_f \leq 1,45 \times I_z$,

onde I_s é a corrente de serviço do circuito, I_n – é a corrente nominal do disjuntor, I_z é a corrente admissível pelo cabo e I_f é a corrente convencional de funcionamento do disjuntor.

4.3.3 - Ligações à terra e equipotenciais

A ligação à terra garante que qualquer parte metálica associada ao sistema permanece sem tensão. Todas as partes metálicas devem ser ligadas ao condutor de protecção, o qual deve seguir o caminho mais curto para o eléctrodo de terra. Este condutor deve estar separado dos restantes cabos eléctricos, devido aos riscos de descargas laterais e de indução. A secção deve ser a mesma do cabo principal DC, com um mínimo de 4 mm^2 . Para efectuar a ligação à terra, podem ainda ser utilizados:

- O esqueleto metálico da estrutura do prédio;
- O aço reforçado de ligação contínua da estrutura de betão armado do prédio;
- Fachadas, carris e sub-estruturas das fachadas de metal, desde que:
 - As suas dimensões respeitem o regulamento, a espessura não seja inferior a 0,5 mm;
 - Exista uma ligação eléctrica condutiva vertical.

Os condutores de neutro ou de protecção não devem nunca ser utilizados como condutores de terra ou eléctrodos de terra. O circuito de protecção deve ser construído de acordo com os seguintes tipos:

- Ligação ao sistema de protecção contra descargas atmosféricas do edifício;
- Ligação ao circuito de protecção de terra do edifício;
- Ligação a um eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado, a um mínimo de 0,8 m de profundidade e a 1 m das fundações.

4.4 - Protecções contra descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas podem causar graves danos nos equipamentos eléctricos. A instalação de um sistema fotovoltaico num telhado não apresenta um aumento do risco de descarga atmosférica. Contudo, o facto de ser a estrutura mais alta dum edifício ou de estar

num espaço aberto, é recomendável o dimensionado dum sistema de protecção contra descargas atmosféricas.

Se o edifício já possuir um sistema de protecção deste género, a instalação pode ser ligada ao mesmo. Os componentes do sistema fotovoltaico devem ser instalados a uma determinada distância do pára-raios e condutores de descarga.

No caso de não existir nenhum sistema do género, é aconselhável que seja dimensionado um sistema de protecção contra descargas atmosféricas de forma a proteger a instalação fotovoltaica.

4.4.1 - Protecção contra descargas atmosféricas directas

A probabilidade dum edifício ser atingido por uma descarga atmosférica pode ser calculada com base nas suas dimensões, na informação ambiental e no índice cerâmico.

A instalação do sistema fotovoltaico no telhado dum edifício, geralmente não aumenta o risco do edifício poder vir a ser atingido por descargas atmosféricas directas. Assim, apenas para casos particulares será necessário um sistema de protecção contra descargas atmosféricas. O sistema de protecção é composto por um dispositivo de captação, um condutor eléctrico para escoamento da descarga (secção mínima de 16mm^2) e um sistema de ligação à terra. Este sistema de protecção deverá respeitar todas as normas impostas pelo Guia Técnico de Pára-Raios, editado pela DGEG.

4.4.2 - Protecção contra descargas atmosféricas indirectas

Cada impacto produzido por um raio cria efeitos indirectos na área circundante, num perímetro aproximado de 1 km. Por isso, a probabilidade de um edifício ser afectado indirectamente por uma descarga atmosférica que ocorra nas imediações é muito maior do que a probabilidade de ser atingido directamente. Assim, assume-se que um sistema fotovoltaico será afectado várias vezes por descargas atmosféricas na área circundante.

Os efeitos indirectos das descargas são essencialmente representadas por um acoplamento indutivo, capacitivo e galvânico. Estes acoplamentos geram transitórios, contra os quais as instalações eléctricas dos edifícios deverão estar protegidas.

O sistema de protecção de um edifício contra descargas atmosféricas incorpora todas as medidas e equipamentos necessários para garantir a protecção dos dispositivos electrónicos que abriga. Um requisito deste sistema é a ligação equipotencial de todas as superfícies condutoras, tais como as canalizações metálicas de água, gás, aquecimento, etc.

O acoplamento indutivo é cerca de metade para painéis fotovoltaicos sem armação metálica, quando comparado com outros que possuam armação. Com o objectivo de reduzir o acoplamento nos condutores activos, estes devem estar tão próximos quanto possível. Neste caso, deve-se garantir a protecção dos cabos contra curto-circuitos. É recomendável a utilização de cabos blindados nos sistemas fotovoltaicos sujeitos a descargas atmosféricas, sendo a secção limitada a um mínimo de 16mm^2 . Se não foram utilizados cabos blindados devem ser ligados aos condutores activos descarregadores de sobretensões, com uma corrente nominal de descarga de 10 kA. Com cabos blindados é suficiente a utilização de descarregadores calibrados para uma corrente de fugas de cerca de 1 kA. Os descarregadores têm como função proteger os sistemas fotovoltaicos e equipamentos electrónicos do acoplamento indutivo e capacitivo, e ainda a protecção da rede eléctrica contra a ocorrência de sobretensões.

Depois de cada tempestade deve ser realizada uma inspecção visual aos descarregadores. O operador deve efectuar esta inspecção a cada seis meses.

4.5 - Ligação à rede eléctrica

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede eléctrica encontram-se regulamentados. Porém, não são estabelecidas as características que o inversor deve possuir para que a ligação seja autorizada. Esta questão deverá ser resolvida com a colaboração do operador de rede. Os aspectos mais importantes deste aparelho incidem no modo de controlo da qualidade do sinal eléctrico injectado na rede, em termos de harmónicos, factor de potência e desvio de tensão e fase comparado com o sinal da rede eléctrica.

A compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a rede irá depender de parâmetros como: potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação. Esta impedância, que não deverá ser superior a um determinado valor, é medida através de um instrumento de medida que está adaptado para medir a resistência do circuito entre a fase L e o condutor neutro N.

A resistência do ramal monofásico de ligação, entre a saída do inversor e o ponto de ligação à rede, é determinada através da expressão (4.35)

$$R_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC}}{S_{caboAC} \times \kappa} , \quad (4.35)$$

onde R_{AC} é a resistência do circuito de corrente alternada no sistema, L_{caboAC} é o comprimento do cabo AC, S_{caboAC} é a secção do cabo AC e κ é a condutividade eléctrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio).

A impedância do sistema, a partir do inversor, é a soma entre a impedância da rede eléctrica e do cabo AC.

A ligação do sistema fotovoltaico à rede não deverá provocar variações significativas na tensão da rede. Esta condição pode ser avaliada pelo cálculo do aumento da tensão no ponto de ligação. Se a variação de tensão for inferior a 1% é provável que a ligação não provoque uma perturbação significativa. Esta avaliação pode também ser estimada pela potência de curto-circuito no ponto de ligação e a potência máxima aparente do sistema fotovoltaico. A potência de curto-circuito no ponto de ligação é fornecida pelo operador da rede, como referido em [8].

Deve optar-se pela ligação do sistema a uma rede de Baixa Tensão ou de Média Tensão de acordo com:

$$\begin{cases} BT , se : S \leq 0,1 MVA \text{ e } S_{CC}^{\min} \geq 25 \times S \\ MT , se : S > 0,1 MVA \text{ e } S_{CC}^{\min} > 20 \times S \end{cases}$$

S – Potência aparente do sistema fotovoltaico

4.5.1 - Protecção da rede eléctrica

A protecção da ligação destina-se a impedir que a instalação fotovoltaica possa perturbar a rede eléctrica e a minimizar os riscos de acidentes devido ao funcionamento do gerador fotovoltaico em paralelo com a rede.

Os sistemas fotovoltaicos devem ser capazes de detectar uma falha de tensão na rede, devido a trabalhos de manutenção ou à actuação de uma protecção da linha, sendo automaticamente desligados da rede. Estes componentes encontram-se normalmente integrados no inversor.

Os sistemas fotovoltaicos que possuem protecções de ligação do tipo ENS/MSD garantem a protecção através da monitorização contínua e corte automático da ligação à rede. As protecções detectam as variações da tensão e da frequência acima de um determinado limite, os defeitos de isolamento ou de terra e o corte da ligação à rede receptora. Qualquer um destes problemas origina a abertura automática dos interruptores.

A presença de tais dispositivos de corte automático não dispensa o uso dum comando manual para isolamento da instalação durante os trabalhos de inspecção, manutenção ou reparação, como indicado em [8].

4.5.2 - Contador de energia

A ligação de um sistema fotovoltaico à rede eléctrica obrigará à existência de um contador de energia capaz de medir a electricidade produzida que é entregue à rede. A medição de energia pode ser realizada através de um ou dois contadores. No caso de ser utilizado apenas um contador, este deve ser bidireccional e permitir vários valores de tarifa. Desta forma, é possível a contagem da energia eléctrica entregue à rede e fornecida pela rede.

Este equipamento deve estar protegido num invólucro com índice de protecção adequado e instalado num local previamente estabelecido com o distribuidor. Os custos do contador devem ser suportados pelo produtor, como indicado no Artigo 6.º do Decreto-lei n.º 313/2007.

Capítulo 5

Sistema fotovoltaico desenvolvido

5.1 - Considerações gerais

A empresa Jayme da Costa é autora do projecto e execução de várias centrais fotovoltaicas dispersas pelo país, entre as quais se encontra a central de Lamelas, em Freixo de Espada à Cinta. Esta central foi alvo de um estudo técnico-económico com o objectivo de verificar a possível existência de uma solução mais vantajosa face à solução implementada.

Inicialmente foi realizado o estudo técnico-económico com os painéis e inversores existentes na central. O resultado obtido foi posteriormente comparado com outras opções, a nível de painéis e inversores.

A informação técnica disponibilizada para a realização do estudo da central é apresentada na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Informação técnica da Central de Lamelas.

Dados	
Potência da Central (kWp)	124,2
Painéis Fotovoltaicos	Kaneka GEA 60
Inversores	Fronius IG 60 HV
Nº de Inversores	24
Distância entre filas de painéis (m)	3
Inclinação dos painéis	30°
Orientação dos painéis	Sul
Resistividade do solo (Ω .m)	300
Ligação à rede	MT 30kV

5.2 - Dimensionamento

5.2.1 - Cálculo eléctrico

Os painéis fotovoltaicos utilizados são de silício amorfo. Portanto, tal como referido no capítulo 2 do presente documento, é necessário prever um aumento inicial de tensão e corrente superior aos valores fornecidos pelo fabricante. Porém, para o painel em questão, o fabricante disponibiliza esses valores no catálogo. Todo o dimensionamento eléctrico realizado encontra-se detalhadamente descrito no anexo 2.

As tabelas 5.2 e 5.3 apresentam toda a informação técnica dos equipamentos utilizados no dimensionamento eléctrico da central, obtida através dos respectivos catálogos.

Tabela 5.2 – Características do painel fotovoltaico Kaneka GEA 60.

Kaneka GEA 60		
Características:	Estabilização	Inicial
Potência nominal (W)	60	78,7
Tensão de circuito aberto (V)	92	95,6
Corrente de curto-circuito (A)	1,19	1,22
Tensão MPP (V)	67	74
Corrente MPP (A)	0,9	1,06
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,29	
Tensão máxima suportada (V)	530	
Dimensões (mm)	990×960×40	
Peso (kg)	13,7	

Tabela 5.3 – Características do inversor Fronius IG 60HV.

Fronius IG 60 HV	
Características:	
Tensão MPP (V)	150 - 400
Tensão máxima DC (V)	530
Potência nominal (W)	4600
Potência máxima DC (W)	6700
Corrente máxima DC (A)	35,8
Frequência (Hz)	50
Potência máxima AC (W)	5000
Eficiência (%)	94,3
Índice de Protecção	20
Dimensões (mm)	610×344×220
Peso (kg)	9

Layout da central

Devido ao baixo índice de protecção dos inversores, surgiu a necessidade de proteger estes equipamentos das condições atmosféricas. Para este fim, será construído um edifício

para acolher estes equipamentos. A central será composta por 12 filas de painéis distanciados da vedação de 3 m.

O *layout* da central encontra-se desenhado no anexo 6.1.

Distribuição dos painéis fotovoltaicos para cada inversor

Inicialmente é necessário conhecer o número de painéis que a central deverá possuir para alcançar a potência requerida pelo promotor, neste caso 124,2 kWp. O número de painéis necessários para a central é obtido pela divisão entre a potência da central e a potência de cada painel. Portanto, o número de painéis da central será obtido a partir da expressão (5.1).

$$N_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{Central}}}{P_{\text{painel}}} \quad , \quad (5.1)$$

onde $N_{\text{painéis}}$ é o número de painéis da central, P_{Central} é a potência instalada na central e P_{painel} é a potência de cada painel.

Recorrendo à expressão (5.1), a central necessitará de 2070 painéis fotovoltaicos para alcançar uma potência de instalação de 124,2 kWp.

Tal como indicado no capítulo 2, existem 3 tipos de configurações possíveis para os inversores, neste caso será utilizada a configuração de inversores de multifileira. Deste modo, os inversores serão ligados a um determinado conjunto de painéis fotovoltaicos. A respectiva ligação será realizada na caixa de junção DC, a qual alojará as proteções dos cabos de fileira e também do cabo principal DC.

Todos os inversores deverão ser ligados ao mesmo número de painéis. Apenas deste modo é possível garantir a distribuição da potência gerada de forma igual por todos os inversores. O número de painéis ligados a cada inversor é obtido pela divisão entre o número de painéis da central e o número de inversores. Contudo, a divisão perfeita dos painéis para cada inversor não é possível para este caso em particular, tal como a expressão (5.2) revela.

$$N_{\text{pain./inv.}} = \frac{2070}{24} = 86,25 \quad , \quad (5.2)$$

onde $N_{\text{pain./inv.}}$ é o número de painéis por inversor.

Por conseguinte, é necessário encontrar uma distribuição de painéis de forma iterativa, garantindo a maior uniformidade entre os inversores possível. A solução encontrada é apresentada pela tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Distribuição dos painéis por inversor.

Nº Inversores	Nº Painéis
18	85
6	90

Após a definição do número de painéis para cada inversor, é essencial determinar o número máximo e mínimo de painéis por fileira e o número máximo de fileiras que podem ser ligadas ao inversor. Estes cálculos foram realizados com base nas expressões (4.5), (4.9) e (4.13), apresentadas no capítulo 4, sendo os resultados divulgados na tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Limites: painéis por fileira e máximo de fileiras por inversor.

Nº máximo de painéis por fileira	5,03
Nº mínimo de painéis por fileira	2,33
Nº máximo de fileiras	33,77

Perante estes resultados, é atribuído o número de painéis que cada fileira terá. Para este caso, cada fileira terá 5 painéis fotovoltaicos. Com base neste valor é possível determinar o número de fileiras que serão ligadas a cada inversor.

Tabela 5.6 – Número de fileiras por inversor.

Nº total de painéis por inversor	85	90
Nº de painéis por fila	5	5
Nº de fileiras	17	18

A variação da temperatura ao longo de todo o ano provoca oscilações no nível de tensão do gerador. Torna-se por isso essencial, verificar que a tensão máxima atingida pelo sistema gerador seja inferior à tensão máxima admissível pelo inversor.

Tendo sido referido no capítulo 2, a tensão nos painéis fotovoltaicos é máxima para temperaturas mais baixas. De modo que, a tensão máxima do gerador é calculada a partir da expressão (4.6), para -10°C . O resultado obtido é multiplicado pelo número de painéis que constituem cada fileira, neste caso 5. Portanto, a tensão máxima da fileira é de 526,5 V, sendo inferior à tensão máxima do inversor, 530 V.

Dimensionamento dos interruptores principais DC

A Norma Europeia EIC 60364-7-712 exige a instalação de um interruptor de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. O interruptor deve ser capaz de interromper uma corrente contínua 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador, para a tensão do gerador a uma temperatura de -10°C .

O interruptor principal DC foi dimensionado para os inversores que possuem 18 fileiras, pois a corrente de curto-circuito é superior. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 5.7. Conclui-se que o interruptor tem de ser capaz de cortar uma corrente contínua superior a 27,45 A, para uma tensão superior a 526,5 V.

Tabela 5.7 – Dimensionamento do interruptor de corte geral DC.

Corrente de curto-circuito do painel (A)	1,22
Nº de Fileiras	18
Corrente máxima DC (A)	21,96
1,25 Corrente máxima DC (A)	27,45
Tensão de circuito aberto a -10°C (V)	526,5

Dimensionamento dos cabos

O **cabo de fileira** deve ser capaz de transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do painel. As perdas por efeito de joule devem ser inferiores a 1%, tal como indicado em [8]. Visto que, o comprimento dos cabos de fileira varia consoante a localização da mesma, a secção mínima será calculada para o cabo de maior comprimento, através da expressão (4.19). Os cabos de fileira serão armados devido ao facto de estarem enterrados. Deste modo e com base nos resultados obtidos, apresentados pela tabela 5.8, os cabos de fileira serão: XAV0,6/1kV – 2x2,5mm².

Tabela 5.8 – Secção mínima dos cabos de fileira.

Comprimento máximo (m)	34
Secção mínima do cabo (mm ²)	0,45

O **cabo principal DC** deve ser capaz de transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador. A secção mínima deste cabo foi calculada através da expressão (4.26), sendo os resultados apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Cabos principais DC.

Cabo principal DC			
Nº	Comprimento m	Secção mínima mm ²	Escolhido
1	100,0	29,02	XAV0,6/1KV - 2x35mm ²
2	92,6	26,87	XAV0,6/1KV - 2x35mm ²
3	85,2	24,72	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
4	77,8	22,58	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
5	70,4	20,43	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
6	63,0	18,28	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
7	55,6	16,13	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
8	48,2	13,99	XAV0,6/1KV - 2x16mm ²
9	40,8	11,84	XAV0,6/1KV - 2x16mm ²
10	33,4	9,69	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
11	26,0	7,54	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
12	18,6	5,40	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
13	18,6	5,40	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
14	26,0	7,54	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
15	33,4	9,69	XAV0,6/1KV - 2x10mm ²
16	40,8	11,84	XAV0,6/1KV - 2x16mm ²
17	48,2	13,99	XAV0,6/1KV - 2x16mm ²
18	55,6	16,13	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
19	63,0	18,28	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
20	70,4	20,43	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
21	77,8	22,58	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
22	85,2	24,72	XAV0,6/1KV - 2x25mm ²
23	92,6	26,87	XAV0,6/1KV - 2x35mm ²
24	100,0	29,02	XAV0,6/1KV - 2x35mm ²

Para os **cabos em corrente alternada**, é permitida uma queda de tensão de 3% face à tensão nominal da rede. Neste caso em particular, devido à existência de mais do que um inversor, existem dois cabos AC, o cabo que liga o inversor à caixa de junção AC e o cabo que liga a caixa de junção AC ao posto de transformação (PT). Para o dimensionamento destes cabos é permitida uma queda de tensão de 2% no cabo AC (inversor – caixa de junção AC) e 1% para o cabo principal AC, (caixa de junção AC – PT). Deste modo, a secção mínima para o cabo AC será calculada através da expressão (5.3).

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_{ns} \times \kappa} \quad , \quad (5.3)$$

onde S_{caboAC} é a secção do cabo AC, L_{caboAC} é o comprimento do cabo AC, I_{nAC} é a corrente nominal em AC, $\cos \varphi$ é o factor de potência do inversor, U_{ns} é a tensão nominal simples e κ é a condutividade eléctrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio).

Contudo, é necessário determinar a corrente nominal AC através da expressão (5.4).

$$P = U_{ns} \times I_{nAC} \times \cos \varphi \quad , \quad (5.4)$$

onde P é a potência AC do inversor, U_{ns} é a tensão nominal simples do inversor, I_{nAC} é a corrente nominal AC e $\cos \varphi$ é o factor de potência do inversor.

Tabela 5.10 – Cálculo da corrente AC.

Potência máxima do Inversor AC (W)	5000
Un (v)	230
Cos(φ)	1
I_{nAC} (A)	21,74

A corrente máxima que o cabo AC deverá transportar assume o valor de 21,74 A. Recorrendo à expressão (5.1), a secção mínima do cabo será de 1,35 mm² para a corrente obtida anteriormente.

Como a caixa de junção AC será instalada no edifício dos equipamentos, tal como os inversores, os cabos não necessitam de ser armados. Assim sendo, os cabos AC serão do tipo XV0,6/1kV – 2×2,5mm².

O **cabo principal AC** possui uma queda de tensão máxima admissível de 1%, tal como estipulado anteriormente. Na caixa de junção AC, os cabos AC serão distribuídos uniformemente pelas 3 fases. Isto significa que, cada fase será ligada a 8 inversores, tal como se pode verificar no anexo 6.2. Deste modo, a corrente máxima por fase será a soma das correntes provenientes dos inversores.

O valor da secção mínima do cabo principal AC será determinado pela expressão (5.5), em que o resultado obtido é apresentado na tabela 5.11.

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,01 \times U_n \times \kappa} \quad (5.5)$$

Tabela 5.11 – Secção mínima para o cabo principal AC.

Corrente máxima por fase (A)	173,91
Un (v)	400
Comprimento do cabo (m)	10
Secção mínima do cabo (mm²)	13,45

Devido à localização do PT, o cabo principal AC será instalado num caminho de cabos junto ao tecto do edifício dos equipamentos até ao PT. De modo que o cabo principal AC será XV0,6/1kV – 3×70 +35 mm².

Protecções dos cabos

Os cabos de fileira e os cabos principais DC serão protegidos por fusíveis, enquanto que os restantes cabos de corrente alternada serão protegidos através de disjuntores. Estes dispositivos de protecção devem ser seleccionados de forma a cumprir as normas indicadas no capítulo 4. O calibre das respectivas protecções é indicado no anexo 2.

Potência de perdas por efeito joule

Para centrais fotovoltaicas a potência de perdas admissível é de 5%, sendo 2% para a parte de corrente contínua e 3% em corrente alternada, tal como indicado em [6b]. Estes valores encontram-se calculados no anexo 2, em que todos eles respeitam os limites impostos. Na totalidade a potência de perdas da central fotovoltaica é de 1869,13 W, o que corresponde a 1,5% da potência total produzida.

Rede de terra

De acordo com o R.T.I.E.B.T., anexo IV do ponto 5, o eléctrodo a utilizar pode ser constituído por um condutor enterrado horizontalmente. Neste caso, para a execução do eléctrodo de terra, optou-se por colocar um condutor de cobre nu de 35 mm² ao longo da central. A rede de terra tem um comprimento de 680 metros, o que corresponde a uma resistência de terra de 0,88Ω.

Posto de transformação

O posto de transformação da central não foi completamente dimensionado. Apenas foram escolhidos os equipamentos principais, nomeadamente o transformador e os equipamentos de protecção.

O transformador será da EFACEC, ou equivalente, com as seguintes características:

- Potência – 160 kVA;
- Tensão do primário/secundário – 400/30000 V;
- Ligação primário/secundário – Yn/Δ

As celas utilizadas no PT serão da Normafix dos seguintes modelos:

- Cela DC – Protecção geral do transformador e cabos;
- Cela SBM – Seccionamento de Barras e Medida.
- Cela IS – Interruptor-Seccionador;

O PT será construído junto ao edifício dos equipamentos. O cabo principal AC será colocado num caminho de cabos junto ao tecto, evitando assim a necessidade de ser enterrado. O layout do PT e o esquema unifilar principal encontram-se representados no anexo 6.3.

Como referido, não foi realizado o dimensionamento do PT, além de que o esquema unifilar carece dos dispositivos necessários de controlo da qualidade da onda injectada na rede. Esta opção deveu-se sobretudo ao tempo limitado para a realização do projecto e também por não influenciar o trabalho desenvolvido, pois o PT será igual para todas as opções apresentadas.

5.2.2 - Manutenção da central

A manutenção de uma central fotovoltaica é normalmente reduzida, dependendo em grande parte da existência ou não de sistemas automáticos de seguimento solar. No caso da central de Lamelas os painéis são montados sob uma estrutura de metal fixa, pelo que a manutenção será semestral.

O plano de manutenção a central será composto por duas componentes:

- Limpeza dos painéis fotovoltaicos;
- Realização de testes e recolha de dados técnicos.

A manutenção da central fotovoltaica terá um custo estimado de 2 000 €/ano.

5.3 - Análise de soluções diferentes

5.3.1 - Preços utilizados ao longo do projecto

Os preços utilizados foram adquiridos através de revendedores, empresas de material eléctrico ou pessoal técnico da área. Deste modo, todos os preços apresentados ao longo do trabalho são aproximados por excesso. Naturalmente que, se alguma das soluções apresentadas neste trabalho fosse implementada na realidade, os preços seriam renegociados pelo promotor da central. O anexo 3.1 apresenta os preços para os diversos equipamentos utilizados ao longo deste trabalho, sendo devidamente identificada a referência junto da qual o preço foi adquirido.

5.3.2 - Escolha dos equipamentos

A principal razão da escolha dos equipamentos para efectuar a comparação com a solução adoptada, prendeu-se sobretudo com a relação preço/potência.

A escolha dos painéis fotovoltaicos, enquanto opção aos painéis instalados na central de Lamelas, recaiu sobre a relação preço/potência. Foram escolhidos painéis baseados em tecnologias diferentes, tornando possível alargar o estudo às várias tecnologias existentes no mercado.

A tabela 5.12 apresenta os painéis fotovoltaicos que farão parte do estudo técnico-económico a realizar.

Tabela 5.12 – Painéis escolhidos para o estudo técnico-económico.

Tecnologia	Painel	Potência (W)	Preço Uni.	Preço por W
Painel utilizado na central de Lamelas				
Amorfo	Kaneka GEA 60	60	199,00 €	3,32 €
Painéis para comparação				
Amorfo	Mitsubishi MA - 100	100	349,00 €	3,49 €
Policristalino	Suntech STP 200 - 18 Ub	200	868,70 €	4,34 €
Monocristalino	Suntech STP 180S - 24 Ab	180	790,16 €	4,39 €
HIT	Sanyo HIP 200	200	1.038,95 €	5,19 €

Na procura de opções para o inversor utilizado pela central, a escolha recaiu sobre o inversor SMA SB5000TL. Esta opção foi tomada tendo em conta, não só à relação preço/potência, mas também ao índice de protecção do mesmo (IP=65).

Tabela 5.13 – Inversor escolhido para estudo técnico-económico.

Inversor	Potência (W)	Preço Uni.	Preço por W
Inversor utilizado na central de Lamelas			
Fronius IG 60HV	4600	2.199,00 €	0,48 €
Inversor para comparação			
SMA SB5000TL	4600	2.699,00 €	0,59 €

5.3.3 - Análise das opções propostas

Os painéis fotovoltaicos escolhidos para o estudo técnico-económico são baseados em tecnologias diferentes, as quais têm rendimentos diferentes. Um painel com um rendimento mais elevado necessitará de uma área menor para produzir a mesma quantidade de electricidade. Deste modo, existem duas variáveis importantes quando se efectua uma análise deste género, o número de painéis necessários para atingir a potência desejada e a área necessária para os mesmos.

A partir das opções propostas, foi realizado um estudo inicial com o objectivo de verificar qual o painel economicamente mais interessante. Para este estudo foram analisados os preços dos painéis e da área necessária para a central. O cálculo realizado encontra-se detalhadamente descrito no anexo 3.2, sendo os resultados apresentados pela tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Análise dos preços relacionados com os painéis fotovoltaicos em estudo.

	Preço		
	Painéis	Terreno	Total
Painel utilizado na central de Lamelas			
Kaneka GEA 60	411.930,00 €	75.000,00 €	486.930,00 €
Painéis para comparação			
Mitsubishi MA - 100	433.458,00 €	51.500,00 €	484.958,00 €
Suntech STP 200 - 18 Ub	539.462,70 €	27.600,00 €	567.062,70 €
Suntech STP 180S - 24 Ab	545.210,40 €	30.500,00 €	575.710,40 €
Sanyo HIP 200	645.187,95 €	27.600,00 €	672.787,95 €

Ao observar os resultados obtidos, conclui-se que o painel economicamente mais interessante é o Mitsubishi MA – 100. Face aos painéis inicialmente propostos, este é o que apresenta um investimento mais baixo tendo em consideração o preço do painel e a área necessária. De realçar, que o investimento para esta solução é menor do que a solução utilizada na central de Lamelas.

O inversor proposto como alternativa à solução implementada na central de Lamelas possui uma relação preço/potência mais elevada. No entanto, o índice de protecção é suficientemente elevado para permitir que este equipamento não necessite de qualquer protecção contra as condições atmosféricas. Para além disso, o inversor possui incorporado o interruptor de corte geral DC exigido pela Norma Europeia EIC 60364-7-712.

Foi realizado o estudo técnico, em que o inversor será colocado na estrutura de apoio dos painéis fotovoltaicos, tal como indicado no anexo 6.4. Espera-se que a nova localização do inversor, a ausência do edifício dos equipamentos e também o facto do inversor possuir o interruptor de corte geral DC compense o preço mais elevado.

Após a escolha destes equipamentos procedeu-se ao estudo técnico-económico das seguintes opções:

- Opção 1
 - Inversor: Fronius IG 60HV;
 - Painel: Mitsubishi MA-100.
- Opção 2
 - Inversor: SMA SB5000TL;
 - Painel: Kaneka GEA 60;
- Opção 3
 - Inversor: SMA SB5000TL;
 - Painel: Mitsubishi MA-100.

Seguidamente realizou-se o dimensionamento eléctrico para cada uma das opções. Tendo como objectivo a definição do *layout* da central, bem como os dispositivos de protecção e cabos eléctricos a utilizar. O anexo 2 apresenta todos os cálculos realizados afim de determinar os parâmetros e calibres das protecções a utilizar em cada opção.

5.3.4 - Resultados do programa de simulação PVSYST

Perante a necessidade de conhecer a quantidade de energia eléctrica produzida pela central, foram realizadas simulações com recurso ao programa PVSYST. Trata-se de um simulador bastante utilizado para o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos, o qual determina a produção de energia eléctrica prevista para este tipo de sistemas.

O programa de simulação foi utilizado para obter a produção de electricidade para os vários painéis em análise, sendo os resultados apresentados na tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Produção estimada pelo PVSYST para os vários painéis (kWh).

Mês	Painéis Fotovoltaicos				
	Amorfo	Amorfo	Policristalino	Monocristalino	HIT
	Kaneka GEA 60	Mitsubishi MA-100	Suntech STP 200-18Ub	Suntech STP 180S-24 Ab	Sanyo HIP-200NHE1
Jan.	9239	8866	8715	8648	8725
Fev.	9796	9533	9193	9217	9320
Mar.	16177	15750	15185	15242	15461
Abr.	16069	15657	14792	14842	15072
Mai.	18742	18329	17228	17298	17600
Jun.	19528	19207	17990	18065	18472
Jul.	20389	20093	18806	18896	19348
Ago.	20105	19806	18643	18732	19189
Set.	17222	16904	16087	16157	16489
Out.	13304	13024	12540	12568	12784
Nov.	8433	8204	7928	7908	7995
Dez.	7114	6809	6632	6546	6601
Soma	176118	172182	163739	164119	167056
Eficiência do sistema	80,4%	78,6%	74,7%	74,9%	76,3%

Como é possível verificar pela análise da tabela 5.15, os painéis em estudo produzem menos electricidade do que a solução adoptada, também a eficiência total dos sistemas em teste é inferior. Este facto está relacionado com a potência dos painéis e não com a sua eficiência, já que os painéis Suntech STP 200-18Ub e Sanyo HIP-200NHE1 possuem eficiências iguais.

Os painéis com potências inferiores permitem uma melhor configuração do sistema gerador. Permitindo assim uma melhor adaptação do sistema de rastreio MPP do inversor ao MPP do gerador, garantindo assim a maior produção de energia eléctrica possível.

Os relatórios das simulações em causa são apresentados no anexo 4.

Foram realizadas ainda simulações para as várias opções propostas, bem como outras simulações com base em aspectos construtivos, de forma a avaliar possíveis alterações no projecto. Os aspectos em análise foram sobretudo a distância entre filas e o ângulo de montagem dos painéis fotovoltaicos. Os resultados obtidos nas várias simulações realizadas são indicados na tabela 5.16.

Tabela 5.16 – Produção estimada pelo PVSYST para as várias opções em estudo (kWh).

Mês	Solução adoptada	Opção 1	Opção 2	Opção 3	Distância entre filas		Inclinação	
					2,5 m	25°	35°	
Jan.	9239	8866	9313	8926	9166	8856	9549	
Fev.	9796	9533	9873	9601	9748	9575	9941	
Mar.	16177	15750	16289	15884	16123	15992	16244	
Abr.	16069	15657	16193	15788	16002	16241	15784	
Mai.	18742	18329	18837	18484	18674	19194	18157	
Jun.	19528	19207	19660	19372	19466	20123	18790	
Jul.	20389	20093	20464	20270	20333	20966	19661	
Ago.	20105	19806	20172	19988	20053	20397	19664	
Set.	17222	16904	17304	17051	17172	17127	17190	
Out.	13304	13024	13409	13129	13256	13013	13496	
Nov.	8433	8204	8497	8253	8381	8168	8633	
Dez.	7114	6809	7156	6845	7024	6821	7331	
Soma	176118	172182	177167	173591	175398	176473	174440	
Eficiência do sistema	80,4%	78,6%	80,9%	79,2%	80,1%	80,9%	79,8	

Ao analisar a tabela 5.16 verifica-se que a energia eléctrica anual produzida pelas várias opções em estudo, é bastante equilibrada.

Na central de Lamelas as filas de painéis estão distanciadas de 3 metros, assim ao diminuir a distância para 2,5 metros é natural que a produção diminua ligeiramente. Isto deve-se ao facto de existir sombreamentos nos painéis nas horas iniciais e finais do dia, provocados pela fila imediatamente à frente. No entanto, esta solução resulta na diminuição da área necessária para a central, assim sendo deve ser encontrado uma solução de compromisso entre a distância das filas de painéis e o preço do terreno para a central.

O ângulo de inclinação dos painéis é um factor chave para a optimização da produção de energia de uma central fotovoltaica. Segundo os resultados apresentados na tabela 5.16, um ângulo de inclinação de 25° aumenta a produção. Contudo, este aumento não se revela significativo face à inclinação de 30°, adoptada pela central de Lamelas.

Ao comparar os resultados entre as 3 opções propostas, conclui-se que a produção de energia é maior para a opção 2, sendo mesmo ligeiramente superior à solução implementada na central. Os rendimentos do sistema são bastante próximos, sendo que a opção 2 possui o rendimento mais elevado. A lembrar que esta opção é constituída pelos painéis Kaneka GEA 60 e pelo inversor SMA SB5000TL. O inversor é o responsável pelo aumento da produção e do rendimento do sistema devido ao facto de possuir um controlador de carga com uma gama de tensões superiores ao inversor Fronius IG 60HV. É por isso, uma boa solução técnica face ao inversor implementado na central de Lamelas.

5.4 - Viabilidade económica

5.4.1 - Orçamentação

Após o dimensionamento da central fotovoltaica, em que foram definidos os equipamentos a utilizar, calibres dos dispositivos de protecção e os respectivos cabos eléctricos, procedeu-se à elaboração dos orçamentos para as várias opções em estudo. Os orçamentos das várias opções estudadas encontram-se no anexo 3.3, sendo os resultados obtidos indicados na tabela seguinte.

Tabela 5.17 – Preços das várias opções em estudo.

	Preço Final
Solução adoptada	641.754,43 €
Opção 1	615.297,71 €
Opção 2	642.181,41 €
Opção 3	621.451,38 €

A tabela 5.17 indica claramente que a opção 1 e 3 são fortes candidatas a representarem soluções economicamente mais interessantes do que a solução adoptada para a central. Porém, é essencial realizar o respectivo estudo económico completo, pois ambas as opções produzem menos electricidade, factor que irá reflectir-se numa menor remuneração.

5.4.2 - Cálculo da remuneração mensal

A remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis é calculada através da expressão (5.6), a qual se encontra de acordo com o Decreto-Lei n.º 225/2007, publicado a 31 de Maio de 2007. O cálculo da remuneração é descrito detalhadamente no anexo 3.4.

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{(1-LEV)} \quad (5.6)$$

A expressão (5.6) adapta o valor da remuneração de acordo com o índice de preço no consumidor, entre outros parâmetros. Este índice é publicado mensalmente pelo INE, de modo que, apenas é possível calcular o valor de remuneração mensal para o mês seguinte. Portanto, para calcular a remuneração mensal da central a longo prazo é necessário prever a evolução do IPC. Sendo este um parâmetro que depende de variadíssimos factores, é portanto, extremamente difícil de o prever. Contudo, ao analisar a evolução dos últimos 2 anos verifica-se que este factor tem aumentado a uma taxa anual de 3%, aproximadamente. Assim sendo, foi considerado que este ritmo de crescimento será igual nos próximos anos, o que perfaz uma taxa de crescimento mensal de 0,25%.

No cálculo da remuneração mensal existe um parâmetro que representa a electricidade produzida pela central mensalmente (ECR), em kWh, o qual se encontra implícito na expressão (5.6), tal como verificado no anexo 3.4.

Com o objectivo de ser o mais realista possível, é essencial levar em consideração a diminuição da electricidade produzida pelos painéis ao longo dos anos. A fim de ter em conta este factor, foi utilizada a garantia de potência oferecida pelo fabricante do painel para calcular a perda de potência anual admissível, em percentagem.

Os resultados obtidos a partir do simulador utilizado foram reajustados anualmente para o cálculo da remuneração da central segundo a perda de potência anual admissível. Portanto, a remuneração calculada reflecte a diminuição de electricidade produzida pelos painéis fotovoltaicos ao longo dos anos.

5.4.3 - Estudo económico

O estudo económico foi realizado para um espaço temporal de 15 anos, pois é o período de aplicação da expressão de cálculo da remuneração (5.6), tal como referido no Decreto-Lei n.º 225/2007.

A taxa de inflação considerada para o estudo económico foi de 3%. O investimento inicial será financiado através de um empréstimo bancário a 4 anos, como permitido pelo despacho regulamentar n.º 22/99, de 06 de Outubro, que estipula a amortização do investimento a 25% ao ano.

Neste tipo de investimentos é aconselhável garantir uma verba para possíveis imprevistos que possam surgir. No caso dos equipamentos utilizados na central, os inversores estão limitados a uma garantia de apenas 5 anos. Visto serem aparelhos electrónicos estáticos, em condições normais dificilmente irão avariar ao longo dos 15 anos. Contudo, convém garantir uma verba para facultar a substituição de algum inversor que possa avariar. Neste caso em particular, a verba atribuída tem o valor de 20% do custo total dos inversores.

Os estudos económicos realizados para as várias opções em estudo são indicados no anexo 3.5, e os resultados obtidos são apresentados na tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Resultados dos estudos económicos para as várias opções.

	VAL (7%)	TIR
Solução adoptada	-75.030,33 €	4,888%
Opção 1	-68.514,93 €	4,987%
Opção 2	-74.622,14 €	4,904%
Opção 3	-71.713,05 €	4,914%

Com base nos resultados da tabela 5.18 verifica-se que a TIR é bastante baixa para um período de 15 anos, além de que o VAL é negativo para uma taxa de 7%.

Porém, há que realçar o facto dos preços utilizados neste trabalho se encontrarem sobredimensionados, uma vez que não foram renegociados. Certamente, que o promotor da central fotovoltaica tem um poder de negociação bastante elevado, tendo em conta a ordem de grandeza dos valores. De tal forma que, se assim não fosse, o projecto da central de Lamelas

não teria sido executado. Para estes projectos passarem à fase de execução a TIR deve ser superior a 7%.

Portanto, resta apenas concluir que, baseado nos resultados obtidos pela tabela 5.18, a solução mais interessante é a opção 1, pois é aquela que possui a TIR e o VAL mais elevados face às opções estudadas.

A opção 1 é constituída pelos painéis fotovoltaicos Mitsubishi MA-100 e pelos inversores Fronius IG 60HV. O layout e o esquema unifilar desta opção estão desenhados nos anexos 6.5 e 6.6, respectivamente.

Capítulo 6

Comparação entre programas de simulação

6.1 - Programas de simulação

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica pública não é uma tarefa fácil, contrariamente ao que poderá parecer numa primeira apreciação. Cada inversor tem o seu próprio campo de operação MPP no lado DC, o qual possui valores limite de tensão e corrente específicos, definindo assim o campo de operação do equipamento. A ligação eléctrica dos painéis fotovoltaicos deve ser realizada de tal forma que os componentes eléctricos do sistema (gerador fotovoltaico e inversor) sejam compatíveis entre si. Por este motivo, para cada painel fotovoltaico, as configurações de instalação eléctrica irão depender do inversor instalado. Todos estes factores influenciam a eficiência do sistema, pelo que é importante testar equipamentos e configurações diferentes.

Existem no mercado vários programas de simulação para este efeito, sendo os mais utilizados: o PVSYST, PVSOL, SOLTERM, entre outros. As versões completas são pagas, o que faz com que estes programas não possam estar acessíveis a todos. Porém, encontram-se alguns programas livres, tais como: Homer, RETScreen e PVGIS.

Infelizmente, devido a algumas dificuldades, apenas foi possível realizar a comparação entre os valores de produção de electricidade da central de Lamelas para os seguintes programas de simulação: **PVSYST**, **Homer**, **RETScreen** e **PVGIS**.

6.2 - Dados de entrada

O **PVSYST** é sem dúvida o programa de simulação mais completo em análise, sendo possível configurar totalmente o sistema fotovoltaico.

Numa fase inicial é necessário indicar a localização da central. Caso a localização não exista na base de dados actual é possível criar uma nova localização, em que os valores de irradiação podem ser carregados a partir de sites meteorológicos ou introduzidos manualmente. Possui a capacidade de definir o tipo de sistema a utilizar, painéis fixos ou

orientáveis, segundo 1 ou 2 eixos, etc. Tem a possibilidade de definir a hora em que os painéis começam a receber a luz solar, bem como os sombreamentos que possam estar sujeitos.

Finalmente vem a fase em que são seleccionados o inversor e os painéis fotovoltaicos. Esta opção do programa é extremamente completa, sendo possível dimensionar o sistema a partir da potência desejada, ou introduzir o número de painéis por fileira bem como o número de fileiras. A base de dados é bastante longa, com vários inversores e painéis, cada um com as respectivas características técnicas. É possível introduzir novos equipamentos, bem como definir as perdas do sistema. Os dados introduzidos neste simulador são indicados no anexo 5.1.

Após a simulação é possível visualizar o relatório e configurá-lo com uma série de dados que se considere relevante.

O **Homer** é um programa mais simples, que apenas define alguns parâmetros. Permite simular sistemas com vários tipos de geradores. Contudo para este caso, foi definido apenas um sistema gerador fotovoltaico, com os respectivos painéis e inversor.

Para os painéis é definida a potência total, o ângulo de inclinação e orientação dos painéis e também o albedo. É possível a introdução de parâmetros como: tipo de orientação (fixa ou seguidora), coeficiente de temperatura, temperatura normal de funcionamento dos painéis e a eficiência dos painéis. No caso do inversor, apenas é definida a potência instalada e a eficiência dos inversores.

A irradiação é obtida de forma automática com a introdução das coordenadas do local da instalação. Os dados introduzidos neste simulador são indicados no anexo 5.1.

O **RETScreen** é também um programa fácil de utilizar que trabalha essencialmente sobre o Excel. Os valores de irradiação são obtidos directamente da base de dados exclusiva do RETScreen, a qual não permite a introdução de novos valores. Para esta simulação foram utilizados os valores de irradiação de Bragança, pois é o local mais próximo da central de Lamelas (40 km), para o qual o programa possui valores de irradiação.

Numa primeira etapa, é definido o tipo de projecto, tecnologia, a utilização do sistema (ligado à rede ou independente) e a localização.

A segunda etapa consiste na definição das características técnicas do sistema, tais como: tipo de sistema, ângulo de inclinação e orientação dos painéis. Nas características dos painéis é preciso indicar o tipo de tecnologia, potência total do sistema, eficiência e perdas associadas. As características do inversor são definidas pela eficiência e potência total. Existe ainda um valor de perdas associado aos cabos eléctricos, funcionamento dos inversores fora da gama MPP, etc. Os dados introduzidos neste simulador são indicados no anexo 5.1.

O **PVGIS** é uma aplicação *online*, disponível no endereço indicado na referência [10]. Trata-se de uma ferramenta extremamente simples de utilizar, pois não leva em consideração os equipamentos do sistema.

Nesta aplicação apenas é necessário indicar a localização da central no mapa disponível, o tipo de tecnologia do gerador fotovoltaico, a potência total, o ângulo de inclinação e a orientação dos painéis bem como a percentagem de perdas estimada para os painéis fotovoltaicos. Os dados introduzidos neste simulador são indicados no anexo 5.1.

6.3 - Resultados obtidos

Os relatórios obtidos nos programas para a simulação realizada para a central de Lamelas encontram-se no anexo 5.2, os resultados são apresentados na tabela 6.1. Para uma interpretação mais clara a figura 6.1 apresenta os resultados de forma gráfica.

Tabela 6.1 – Produção estimada pelos programas de simulação.

Mês	Energia Entregue à Rede Eléctrica (kWh)				
	Valores Reais	PVSYST	Homer	RETScreen	PVGIS
Jan.	6791	9239	8792	7611	9520
Fev.	9669	9796	10645	11263	10200
Mar.	14834	16177	14659	12837	16200
Abr.	14748	16069	14761	17380	15400
Mai.	17657	18742	16770	18718	18200
Jun.	18353	19528	18215	19538	19700
Jul.	21759	20389	19636	21695	21000
Ago.	18270	20105	18714	19778	21200
Set.	18044	17222	15588	16490	17400
Out.	14609	13304	10984	14720	13500
Nov.	12439	8433	8474	11839	8900
Dez.	8045	7114	7503	7172	7050
Anual	175215	176118	164741	179041	178270
Média	14601	14677	13728	14920	14856

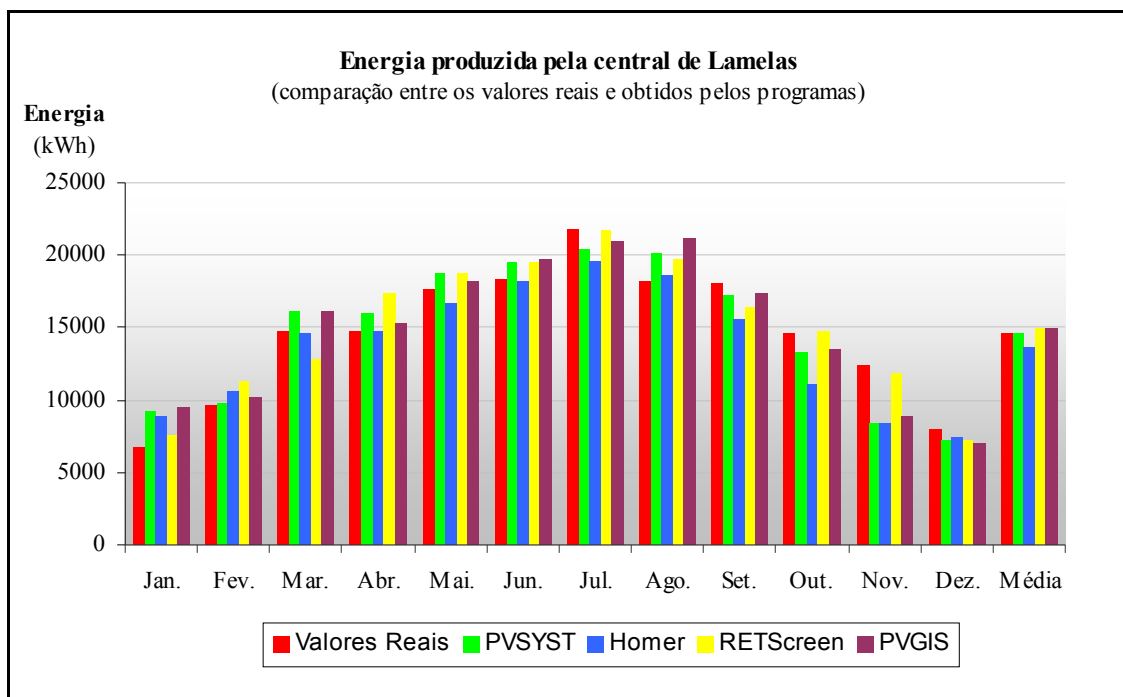


Figura 6.1 – Resultados obtidos através dos programas de simulação.

Analisando a figura 6.1 observa-se que, de uma forma geral, todos os programas seguem a tendência da produção real atingida pela central. O Homer é o programa mais conservador, pois a produção estimada é a mais baixa, sendo mesmo inferior à produção real obtida. No lado oposto, está o RETScreen, com a produção estimada mais elevada dentre todos os programas testados.

6.4 - Aproximações dos programas de simulação

Os erros cometidos pelos programas são parâmetros importantes para uma boa análise dos mesmos. A figura 6.2 apresenta o erro cometido (em %) por cada um dos programas face ao valor real.

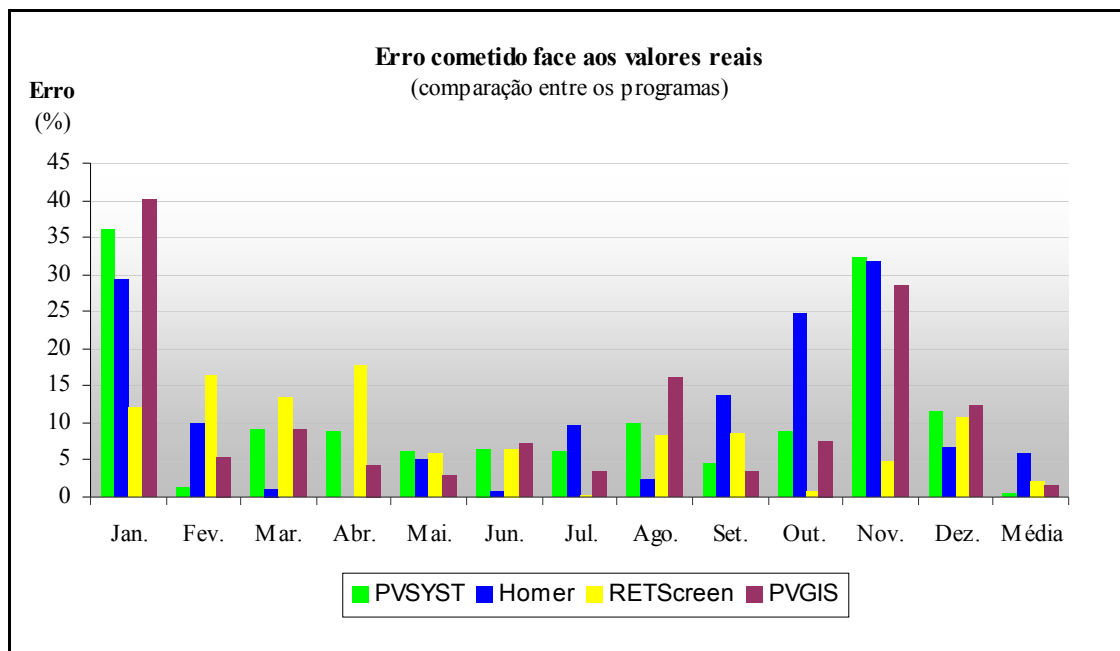


Figura 6.2 – Erro percentual cometido face ao valor real.

Analisando a figura 6.2, observa-se que os programas PVSYST, Homer e PVGIS apresentam um erro percentual mais elevado para os meses de Janeiro e Novembro. Possivelmente este facto está relacionado com o valor da irradiação, existente na base de dados dos programas, se encontrar muito distante do valor real. A produção estimada pelos programas é bastante superior para o mês de Janeiro, acontecendo o oposto para o mês de Novembro, como indicado na tabela 6.1. Muito provavelmente, o valor da irradiação na base de dados destes programas é superior ao real para o mês de Janeiro e inferior para o mês de Novembro. Assim, visto não existirem os valores de irradiação reais para o local, foi realizada uma comparação para os valores existentes na base de dados de cada programa, sendo os resultados apresentados na figura 6.3.

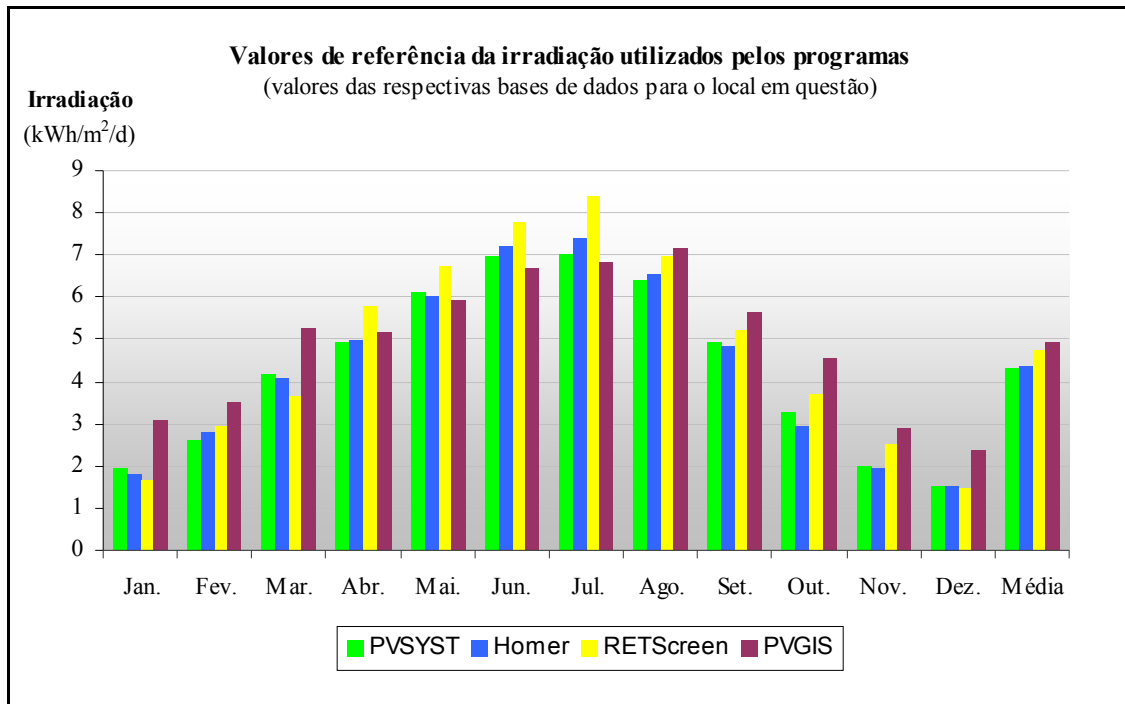


Figura 6.3 – Irradiação do local, utilizada pelos programas na simulação.

Através das figuras 6.2 e 6.3 verifica-se que para o mês de Janeiro o RETScreen possui a irradiação de referência e o erro percentual mais baixos. No mês de Julho os níveis de irradiação são superiores aos restantes programas, sendo o erro cometido menor.

Tabela 6.2 – Temperatura de referência utilizada pelos programas na simulação.

Mês	Temperatura (°C)			
	PVSYST	Homer	RETScreen	PVGIS
Jan.	7,6	7,6	4,5	7,6
Fev.	9,5	9,5	5,9	9,5
Mar.	12,8	12,8	8,0	12,8
Abr.	13,5	13,5	10,0	13,5
Mai.	16,7	16,7	13,4	16,7
Jun.	21,5	21,5	17,7	21,5
Jul.	23,6	23,6	21,1	23,6
Ago.	23,9	23,9	20,8	23,9
Set.	20,2	20,2	18,3	20,2
Out.	16,1	16,1	13,1	16,1
Nov.	10,9	10,9	8,0	10,9
Dez.	8,0	8,0	5,0	8,0

No caso do PVSYST, Homer e PVGIS a temperatura de referência utilizada na simulação é igual entre eles, tal como indicado na tabela 6.2. Portanto a temperatura não é um factor que influencie os resultados da simulação obtidos.

Assim sendo, ao analisar o PVSYST e o Homer, observa-se que os valores de irradiação são praticamente iguais para os meses de Abril, Novembro e Dezembro. Contudo, verifica-se que o erro percentual entre os programas não é semelhante. Para Abril e Dezembro o erro do

PVSYST é superior ao erro do Homer, acontecendo o oposto para Novembro. Conclui-se portanto que o algoritmo utilizado por estes programas é diferente.

Em relação ao PVGIS verifica-se que, de forma generalizada, os níveis de irradiação de referência são superiores aos restantes programas. Se o algoritmo utilizado pelo programa fosse igual ao algoritmo utilizado pelo PVSYST ou Homer seria de esperar que a produção estimada fosse superior a estes programas. Contudo, para o mês de Abril o PVGIS, apresenta uma produção inferior à produção apresentada pelo PVSYST, apesar da irradiação ser superior. Logo, os programas possuem algoritmos de cálculo diferentes.

Na sequência desta análise, conclui-se que os programas utilizam algoritmos de cálculo diferentes.

Capítulo 7

Conclusões

Os painéis fotovoltaicos podem ser construídos com base em diferentes tecnologias. Os painéis de Arsenieto de Gálio gozam da eficiência mais elevada perante as restantes tecnologias. Contudo, o seu preço extremamente elevado inviabiliza a comercialização, de modo que, apenas são utilizados em aplicações espaciais.

Para os painéis existentes no mercado, a primeira geração reivindica a eficiência mais elevada do mercado, através da tecnologia de silício monocristalino de cerca de 15 a 18%. A eficiência do silício policristalino situa-se entre 13 e 15%, sendo contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos de preço final, que advém dos menores custos de fabrico. Os painéis de HIT reclamam uma eficiência praticamente igual aos painéis monocristalinos (15 a 18%), mas possuem um melhor comportamento às variações de temperatura.

As tecnologias de películas finas possuem eficiências menores, contudo o preço mais baixo é o ponto mais forte. Para centrais fotovoltaicas podem revelar-se como a melhor opção, dependendo do preço por m^2 do local em que vão ser instalados.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados nos telhados ou como parte integrante de edifícios. A instalação em telhados planos permite uma certa liberdade, pois é possível orientar e inclinar os painéis de forma a otimizar o sistema. Pelas mesmas razões, a instalação em fachadas é pouco recomendada devido à limitação da orientação e inclinação dos painéis.

A presença de sombras num sistema fotovoltaico diminui de forma significativa a produção de energia. Se o sombreamento for permanente, tal deverá ser levado em consideração durante o dimensionamento do sistema. A redução na energia produzida depende da duração do sombreamento durante o ano.

A eficiência total do sistema fotovoltaico está relacionada com o tipo de configuração dos inversores utilizados. A utilização de inversores centrais ligados em modo *master-slave* permite aumentar a eficiência do sistema para níveis mais baixos de irradiância. Neste caso, o número de inversores em funcionamento depende da potência que o sistema se encontra a produzir. Contudo, esta solução provoca o aumento da secção dos cabos eléctricos.

A configuração de inversores de multifileira pode, em certos casos, reduzir consideravelmente os custos de instalação. No trabalho realizado, a localização dos inversores

na opção 2 revelou uma poupança significativa nos custos dos cabos eléctricos, aquando da montagem dos inversores junto ao gerador fotovoltaico.

Em relação ao dimensionamento, a escolha dos painéis fotovoltaicos recai principalmente sobre a tecnologia e a potência, podendo ser influenciada consoante o local de aplicação.

Quanto maior a potência nominal dos painéis, menor será o número de painéis necessários para a obtenção da potência do sistema desejada. Embora seja importante utilizar painéis com potência nominal e eficiência elevadas, conclui-se que a energia produzida pelo sistema não depende, necessariamente, desses factores. Os resultados das simulações entre os vários painéis, revelam que os sistemas constituídos por painéis de menor potência produzem mais energia eléctrica do que sistemas com painéis de potência superior. Assim sendo, embora as características individuais dos painéis sejam importantes para o desempenho global, a configuração obtida desempenha um papel fundamental no comportamento do sistema.

Os painéis com menor potência permitem uma melhor configuração do sistema gerador. De modo que, o sistema de rastreio MPP do inversor consegue uma melhor adaptação ao MPP do gerador, garantindo assim a maior produção de energia possível.

A gama de tensões de rastreio MPP do inversor é também um factor importante na produção de energia eléctrica a partir de centrais fotovoltaicas. Quanto maior for a gama de rastreio do inversor mais energia eléctrica o sistema produzirá nas mesmas condições climáticas. Os valores da tabela 5.16 (solução adoptada e a opção 2) deste documento apoiam esta conclusão. A solução adoptada possui inversores Fronius IG 60HV, com uma gama de MPP inferior à opção 2, que utiliza o inversor SMA SB 5000TL.

Existem inúmeros programas de simulação que permitem facilitar a fase de concepção dum sistema fotovoltaico. O PVSYST é um programa extremamente completo que permite uma rápida simulação dum sistema fotovoltaico, respeitando as condições de adaptação entre o gerador e o inversor. Como resultado, é obtida a produção de energia eléctrica e a eficiência total do sistema simulado. Torna-se por isso bastante rápida e eficaz a comparação entre os vários equipamentos. Contudo, trata-se de um programa pago e por isso não está acessível a todos. Existem outros programas, tais como Homer, RETScreen e PVGIS que permitem estimar a produção de energia de um sistema fotovoltaico. Porém, a adaptação entre o gerador e inversor terá ser realizada de forma convencional, sem auxílio do software.

Glossário

Albedo: radiação solar incidente no gerador fotovoltaico, proveniente do solo. Tem origem na reflexão da radiação incidente na superfície. Depende das características do solo.

Ângulo de inclinação: é o ângulo de montagem dos painéis fotovoltaicos medido a partir da horizontal.

Azimute: é a direcção medida em graus a que se encontra um astro ao redor de um observador. É medido no plano horizontal e tem como referência algum ponto de interesse. Revela o posicionamento de um astro em relação a esse ponto.

ENS/MSD: Circuito de monitorização da rede, com aparelhos de corte integrados. Dispositivos automáticos ligados em paralelo que monitorizam a rede eléctrica.

Índice ceráunico: é o número médio de dias de tempestade por ano para uma dada região.

Irradiação: é a energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo (irradiação horária, diária, mensal, anual, etc.). Unidades: kWh/m².

Irradiância: é a potência que incide na superfície por unidade de área. Unidades: kW/m².

Portador de carga: é uma partícula livre capaz de transportar uma determinada carga eléctrica, como por exemplo electrões. Na física de semicondutores, as lacunas produzidas pela falta de electrões são tratados também como portadores de carga.

Radiação solar: é a designação dada à energia radiante emitida pelo sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação electromagnética. Unidades: kW/m².

Referências

- [1] BP Solar, “Going for Grid Paraty”, 2006.
- [2] BP, “Gaining on the grid”, Agosto 2007. Disponível em <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9019305&contentId=7035199>. Acesso em 25/Março/2008.
- [3] Comissão Europeia, “A Vision for Photovoltaic Technology”. Disponível em http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_pv/article_1265_en.htm. Acesso em 21/Março/2008.
- [4] Comissão Europeia, “Photovoltaic Status Report 2007”. Disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys>. Acesso 18/Março/2008.
- [5] Denis Lenardic, “Annual Report 2007”. Disponível em <http://www.pvresources.com>. Acesso em 18/Março/2008.
- [6] European Photovoltaic Industry Association, “Solar Generation IV 2007”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- [7] European Photovoltaic Industry Association, 2008, “Supporting Solar Photovoltaic Electricity”.
- [8] GREENPRO, “Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação”, 2004.
- [9] John Twidell e Anthony Wier, “Renewable energy resources”, Francis.
- [10] JRC. Disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>. Acesso em 25/Junho/2008.
- [11] Lorenzo, E., “Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos Vol II”, Progensa, 2006.
- [12] M.J. de Wild-Scholten, K. Wambach, E.A. Alsema, A. Jäger-Waldau, “Implications of European Environmental Legislation for Photovoltaic Systems”, Comissão Europeia. Disponível em <http://www.ecn.nl/publications/default.aspx?nr=rx05014>. Acesso em 24/Março/2008.
- [13] Prof. Ricardo Rüter, “Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica”, Labsolar.
- [14] PVResources. Disponível em <http://www.pvresources.com>. Acesso em 3/Abril/2008.
- [15] Sandia National Laboratory, “Gallium Arsenide Solar Cells. Disponível em http://photovoltaics.sandia.gov/docs/PVFSCGallium_Arsenide_Solar_Cells.htm. Acesso em 10/Março/2008.
- [16] SMA, “Sunny Backup System”. Disponível em <http://www2.sma.de/en/solar-technology/products/backup-systems/sunny-backup-system/overview/index.html>. Acesso em 13/Março/2008.

- [17] Solar Direct, "PV Battery". Disponível em <http://www.solardirect.com/pv/batteries/batteries.htm>. Acesso em 2/Abril/2008.
- [18] Solar Energy International, "Photovoltaics: Design and Installation Manual", New Society Publishers, 2004.
- [19] Solarbuzz, "Marketbuzz 2008". Disponível em <http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2008-intro.htm>. Acesso em 18/Março/2008.
- [20] Sorensen, Bent, "Renewable Energy", Academic Press, 2004.
- [21] Tom Markvart e Luis Castañer, "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications", Elsevier.
- [22] United Nations Development Programme, "World Energy Assessment: Overview 2004 Update". Disponível em <http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm>. Acesso em 20/Março/2008.
- [23] Universidade Federal de Pernambuco, "Tecnologia Solar Fotovoltaica". Disponível em <http://www.ufpe.br/naper>. Acesso 18/Março/2008.
- [24] Wikipédia, "Radiação Solar". Disponível em http://pt.wikipedia.org/wiki/Radia%C3%A7%C3%A3o_solar. Acesso em 6/Março/2008.

Figuras

- [F1] Disponível em <http://www.solardirect.com/pv/pvbasics/pvbasics.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F2] Disponível em http://lasp.colorado.edu/sorce/instruments/sim/sim_science.htm. Acesso em 10/Março/2008.
- [F3] Disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/europe.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F4] Disponível em <http://www.raplus.pt/termico.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F5] Disponível em <http://nautilus.fis.uc.pt/astro/hu/movi/azimute.html>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F6] Disponível em <http://solarplots.info/pages/definitions.aspx>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F7] Disponível em <http://www.jgsee.kmutt.ac.th/exell/Solar/PVCells.html>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F8] Disponível em http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals3/index_e.html. Acesso em 10/Março/2008.
- [F9] Disponível em <http://skycomsmt.com/shop/item.asp?itemid=353>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F10] Disponível em http://www.buyworld.com.au/product_info.php?cPath=44_109&products_id=1055. Acesso em 10/Março/2008.
- [F11] Disponível em <http://www.europrogettifotovoltaico.it/SOLARFLEX/DESCRIZIONE.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F12] Disponível em <http://www.pvresources.com>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F13] SMA, "Sunny Backup Manual". Disponível em <http://www2.sma.de/en/solar-technology/products/backup-systems/sunny-backup-system/overview/index.html>. Acesso em 13/Março/2008

- [F14] Disponível em http://www.photowatt.com/products/media_products. Acesso em 10/Março/2008.
- [F15] Disponível em <http://www.wisconsindr.org/technologies.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F16] Disponível em <http://www.solarsolutionsnj.com>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F17] Disponível em http://www.valentin.de/index_fr_page=pvsol_stand. Acesso em 10/Março/2008.
- [F18] Disponibilizada pela empresa Jayme da Costa.
- [F19] Disponível em <http://www.solarsupply.com/HomePage.htm>. Acesso em 10/Março/2008.
- [F20] Denis Lenardic, "Annual Report 2007". Disponível em <http://www.pvresources.com>. Acesso em 13/Maio/2008.
- [F21] Universidade Federal de Pernambuco, "Tecnologia Solar Fotovoltaica". Disponível em <http://www.ufpe.br/naper>. Acesso 18/Março/2008.
- [F25] European Photovoltaic Industry Association, "Solar Generation IV 2007". Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- [F22] European Photovoltaic Industry Association, 2008, "Supporting Solar Photovoltaic Electricity".
- [F23] Paolo Frankl, "Incentives for Cost-effective Deployment of Renewables", International Energy Agency, 2007.
- [F24] United Nations Development Programme, "World Energy Assessment: Overview 2004 Update". Disponível em <http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm>. Acesso em 20/Março/2008.
- [F26] Comissão Europeia, "A Vision for Photovoltaic Technology". Disponível em http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_pv/article_1265_en.htm. Acesso em 21/Março/2008.
- [F27] GREENPRO, "Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", 2004.
- [F28] Disponível em <http://spie.org/x13527.xml>. Acesso em 19/Maio/2008.

Bibliografia

- Advanced Energy Solutions Group, “Design Guide & Online Catalogue”. Disponível em <http://www.advancedenergysolution.com/designguidecatalog.asp>. Acesso em 23/Abril/2008.
- Cláudio Monteiro, Slides de Apoio a disciplina Energia Solar e Eólica, FEUP, 2007.
- Cláudio Monteiro, Slides de Apoio a disciplina Produção Dispersa, FEUP, 2007.
- Decreto-Lei n.º 517/80, da República Portuguesa de 31 de Outubro.
- Decreto-Lei n.º 189/88, da República Portuguesa de 17 de Maio.
- Decreto-Lei n.º 312/2001, da República Portuguesa de 10 de Dezembro.
- Decreto-Lei n.º 68/2002, da República Portuguesa de 25 de Março.
- Decreto-Lei n.º 33-A/2005, da República Portuguesa de 16 de Fevereiro.
- Decreto-Lei n.º 101/2007, da República Portuguesa de 2 de Abril.
- Decreto-Lei n.º 225/2007, da República Portuguesa de 31 de Maio.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, da República Portuguesa de 2 de Novembro.
- EIA, “Annual Report 2006”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- E-Learning tools for Electrical Engineering. Disponível em <http://www.e-lee.net>.
- EPIA, “A Vision for PV Technology”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- EPIA, “Annual Report 2007”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- EPIA, “EPIA ROADMAP”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- EPIA, “Feed In Tariff EPIA”. Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- EPIA, “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2012” Disponível em <http://www.epia.org/index.php?id=18>. Acesso em 21/Março/2008.
- Ministério da Economia e Inovação, “Energias Renováveis em Portugal”, Julho de 2007.
- Technology Review, “Ultraefficient Photovoltaics”. Disponível em http://www.technologyreview.com/read_article.aspx?ch=specialsections&sc=solar&id=18910&a=. Acesso em 23/Abril/2008.

Anexos

Página web referente ao projecto

<http://paginas.fe.up.pt/~ee02262>

Junção P-N

A junção p-n é composta por um semiconductor do tipo p e um do tipo n. O semiconductor do tipo n dispõe de mais electrões livres que lacunas, sucedendo o oposto com um semiconductor de tipo p. Quando estes dois semicondutores entram em contacto entre si, verifica-se um fluxo de electrões do semiconductor n para o semiconductor p, este fenómeno dá pelo nome de difusão. A figura A1.1 apresenta as três etapas durante o contacto destes dois semicondutores.

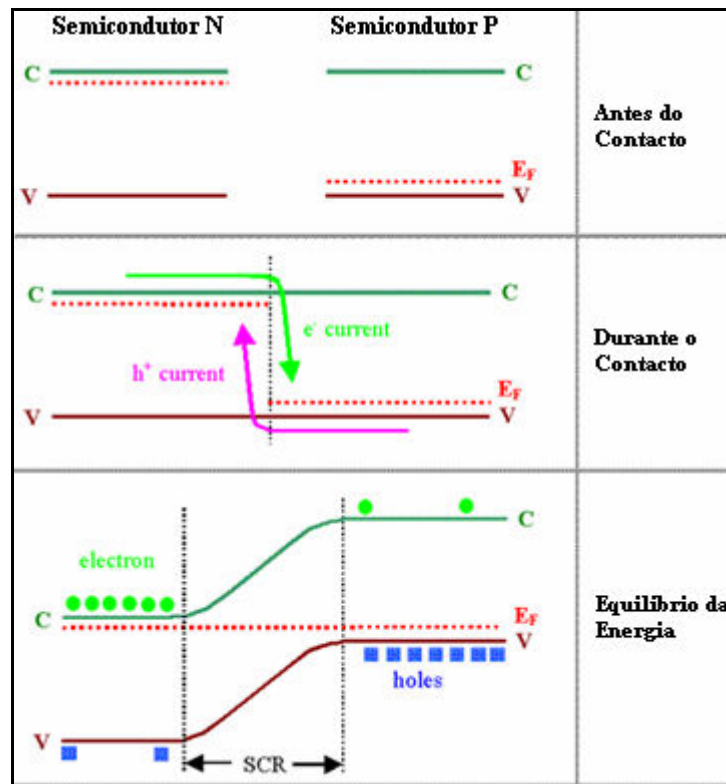


Figura A1.1 – Transferência de energia durante o contacto da junção p-n¹.

Os electrões recombinam-se com as lacunas existentes no semiconductor p, dando origem a uma zona neutra, onde não existem portadores de carga. O efeito de difusão produz um aumento de carga positiva no semiconductor n, pois os átomos perdem electrões, tornando-se iões positivos. No semiconductor p, há um aumento da carga negativa, pois os electrões são absorvidos pelas lacunas, as quais se transformam em iões negativos. Desta forma, surge uma barreira de potencial na junção, que se opõe à continuação da difusão. A zona neutra fica definida quando é atingido o equilíbrio entre as cargas de cada semiconductor. A figura A1.2 apresenta uma junção p-n, com a região neutra.

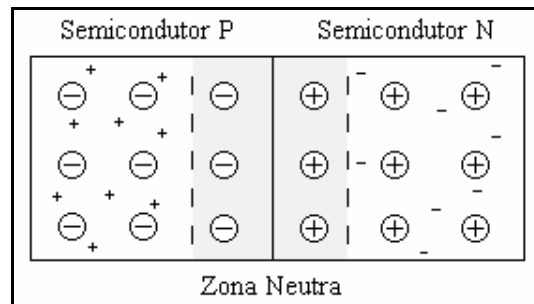


Figura A1.2 – Junção p-n.

Outra forma de verificar esta condição de equilíbrio na junção p-n é a através da energia de Fermi. Inicialmente a energia de Fermi (E_F) é diferente nos dois semicondutores. Porém, ao criar uma junção p-n a energia em cada semicondutor equilibra-se, tal como representado na figura A1.1. Desta forma, para que a junção permita a passagem de electrões, é necessário que estes abandonem a banda de valência e passem para a banda de condução. Torna-se por isso, essencial fornecer à junção uma determinada quantidade de energia para que este fenómeno ocorra, como explicado em [20].

Nas células fotovoltaicas essa energia é obtida através da luz do sol, a qual é formada por fotões, tal como na figura A1.3. Na ausência de luz e sem tensão externa aplicada à célula, a corrente na junção é nula. Todavia, quando a célula é irradiada com luz, a energia proveniente dos fotões é transferida para os electrões. Apenas os fotões que possuem energia suficiente para provocar a migração dos electrões para a banda de condução, darão origem a um fluxo de electrões na junção p-n. O campo eléctrico presente na junção orienta esse fluxo, criando uma corrente eléctrica contínua. A corrente é máxima na junção, caso ocorra um curto-circuito externo à célula, entre os dois semicondutores.

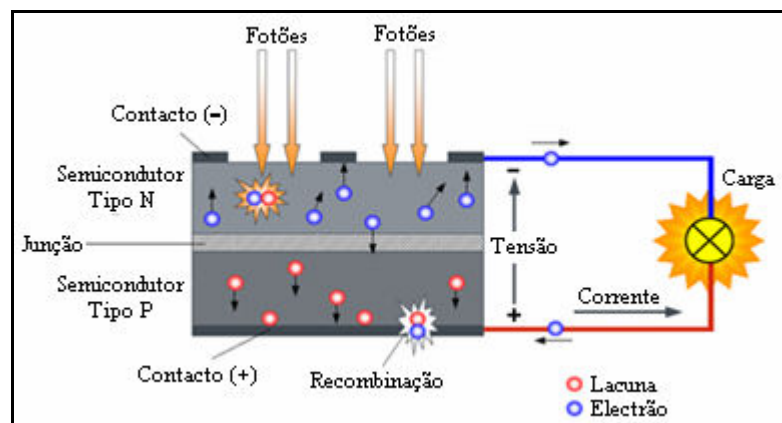


Figura A1.3 – Funcionamento de uma célula fotovoltaica².

1 Disponível em http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/semi_en/kap_2/backbone/r2_2_4.html. Acesso em 17/Março/2008.

2 Disponível em http://www.altensol.com.ph/solar_photovoltaic_philippines.php. Acesso em 17/Março/2008.

Dimensionamento - Central de LamelasPotência Instalada (kWp) **124,2**

Kaneka GEA 60		
Características:	Estabilização	Inicial
Potência nominal (W)	60	78,7
Tensão de circuito aberto (V)	92	95,6
Corrente de curto-circuito (A)	1,19	1,22
Tensão MPP (V)	67	74
Corrente MPP (A)	0,9	1,06
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,29	
Tensão máxima do sistema (V)	530	
Dimensões (mm)	990×960×40	
Peso (kg)	13,7	

Fronius IG 60 HV	
Características:	
Tensão MPP (V)	150 - 400
Tensão máxima DC (V)	530
Potência nominal (W)	4600
Potência máxima DC (W)	6700
Corrente máxima DC (A)	35,8
Frequência (Hz)	50
Potência máxima AC (W)	5000
Eficiência (%)	94,3
Dimensões (mm)	610×344×220
Peso (kg)	9

NOTA:

A tecnologia de silício amorfo possui um aspecto que é necessário levar em consideração. Durante o primeiro ano, a tensão e a corrente do painel são superiores ao indicado pelas especificações, até um máximo de 11 e 4%, respectivamente. Neste caso, os respectivos aumentos são fornecidos pelo fabricante.

Central Fotovoltaica	
Nº de Painéis	2070
Nº de Inversores	24
Potência nominal DC (kW)	110,4
Potência máxima DC (kW)	160,8

Distribuição dos painéis por cada inversor

Nº de Painéis por inversor 86,25

Nota: Como o número de painéis não pode ser igual para todos os inversores, é necessário calcular o número de painéis para cada inversor de uma forma iterativa.

Nº Inversores	Nº Painéis	Total
18	85	2070
6	90	

Conclusão:

18 Inversores estarão ligados a 85 painéis, enquanto que os restantes 6 Inversores estarão ligados a 90 painéis.

Número máximo de painéis por fileira

$$n_{\max} = \frac{U_{\text{Max}}^{\text{INV}}}{U_{\text{OC}}^{\text{Panel}}(-10^{\circ}\text{C})} \times U_{\text{OC}}^{\text{STC}} = \left(1 - \frac{35^{\circ} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{\text{OC}}^{\text{STC}}$$

U_OC (-10°C) (V) 105,3

n_max (Calculado) 5,03

n_max **5**

Número mínimo de painéis por fileira

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP \min}^{INV}}{U_{MPP}^{Painel} (70^{\circ}\text{C})} \times \left(1 + \frac{45^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100} \right) \times U_{MPP}^{Painel} (STC)$$

U_MPP (70°C) (V) 64,3
 n_min (Calculado) 2,33
n_min 3

Número máximo de fileiras

$$N_{\max}^{Fileira} \leq \frac{I_{\max}^{INV}}{I_n^{Fileira}}$$

N_max Fileiras (Calculado) 33,77
N_max Fileiras 33

Número de fileiras para cada inversor**Inversores com 85 painéis**

Nº total de painéis 85
 Nº de painéis por fileira 5
Nº de Fileiras 17

Inversores com 90 painéis

Nº total de painéis 90
 Nº de painéis por fileira 5
Nº de Fileiras 18

Tensão máxima aos terminais do Inversor

U_OC (-10°C) (V) 526,5

Tensão aos terminais do Inversor à temperatura de 70° C

U_MPP (70°C) (V) 321,7

Dimensionamento dos interruptores DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 90 painéis. Assim, o dimensionamento dos interruptores DC será realizado para este caso.

I_{cc_PV} (A) 21,96
 I_{DC} (A) 27,45 $I_{DC} = 1,25 \times I_{CC}^{PV}$

In do interruptor (DC) 32

Dimensionamento dos cabos de fileira

I_{FI} (A) 1,06
 I_{cc_PV} (A) 1,22
 I_{cabo} (A) 1,53 $I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$

Secção do cabo

Nota: A secção será maior para o cabo com maior comprimento. Assim, o cálculo da secção mínima será realizado para este caso.

L_{cabo} máximo (m) 34
 S_{cabo} (mm²) 0,45 $S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{0,01 \times P_{FI} \times \kappa}$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm ²	lz A
XAV0.6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	38,7

Protecção do cabo

Fusível

In	32
Inf	42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nF} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

$$P_M = \frac{2 \times I_{FI}^2}{K} \times \left(\frac{L_{cabo1}}{S_{cabo1}} + \frac{L_{cabo2}}{S_{cabo2}} + \dots \right)$$

Nota: Para os painéis fotovoltaicos terem boa ventilação, foi definido que a sua altura ao solo será de 1 m.

Altura da estrutura (m) 1

Distância entre fileiras (m) 3

Nota: Visto que a potência de perdas está directamente relacionada com o comprimento dos cabos, o cálculo desta foi realizado para os comprimentos máximos, tendo em consideração o layout da central definido.

Inversor com 85 painéis			Inversor com 90 painéis		
Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	L_cabo (m)	PM (W)
1	34	0,55	1	34	0,55
2	34	0,55	2	34	0,55
3	31	0,50	3	31	0,50
4	31	0,50	4	31	0,50
5	28	0,45	5	28	0,45
6	28	0,45	6	28	0,45
7	25	0,40	7	25	0,40
8	25	0,40	8	25	0,40
9	22	0,35	9	22	0,35
10	22	0,35	10	22	0,35
11	19	0,30	11	19	0,30
12	19	0,30	12	19	0,30
13	16	0,26	13	16	0,26
14	16	0,26	14	16	0,26
15	13	0,21	15	13	0,21
16	13	0,21	16	13	0,21
17	10	0,16	17	10	0,16
			18	10	0,16
Potência de perdas por inversor (W)		6,20	Potência de perdas por inversor (W)		6,36
Potência do gerador por inversor (W)		5100	Potência do gerador por inversor (W)		5400

Nº de Inversores com 85 painéis	18
Nº de Inversores com 90 painéis	6
Potência de perdas total (W)	149.66
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,12

Dimensionamento dos cabos principais DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 90 painéis. Assim, o dimensionamento dos cabos principais DC será realizado para este caso.

$$I_{\text{gerador FV (A)}} = 19,08$$

$$I_{\text{cc gerador FV (A)}} = 21,96$$

$$I_{\text{cabo calculado (A)}} = 27,45$$

$$S_{\text{caboDC}} = \frac{2 \times L_{\text{caboDC}} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times K}$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{\text{caboDC}} \times I_n^2}{S_{\text{caboDC}} \times K}$$

Nº do cabo principal DC	Lcabo		Seção Calc.		Seção		Cabo escolhido		Proteção do cabo (Fusível)			Potência de perdas		
	m	mm2	mm2	mm2	Iz	A	Iz	A	In	Inf	Condições a verificar		W	%
											$I_n \leq I_z \leq I_{nf}$	$I_n \geq 1,25 \times I_z^{PV}$		
1	100,0	29,02	29,02	35	160,2	160,2	160,2	160	168	168	Verifica	Verifica	37,15	0,69
2	92,6	26,87	26,87	35	160,2	160,2	160,2	160	168	168	Verifica	Verifica	34,40	0,64
3	85,2	24,72	24,72	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	44,31	0,82
4	77,8	22,58	22,58	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	40,46	0,75
5	70,4	20,43	20,43	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	36,61	0,68
6	63,0	18,28	18,28	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	32,76	0,61
7	55,6	16,13	16,13	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	28,92	0,54
8	48,2	13,99	13,99	16	103,5	103,5	103,5	100	105	105	Verifica	Verifica	39,17	0,73
9	40,8	11,84	11,84	16	103,5	103,5	103,5	100	105	105	Verifica	Verifica	33,15	0,61
10	33,4	9,69	9,69	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	43,43	0,80
11	26,0	7,54	7,54	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	33,80	0,63
12	18,6	5,40	5,40	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	24,18	0,45
13	18,6	5,40	5,40	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	24,18	0,45
14	26,0	7,54	7,54	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	33,80	0,63
15	33,4	9,69	9,69	10	81	81	81	80	84	84	Verifica	Verifica	43,43	0,80
16	40,8	11,84	11,84	16	103,5	103,5	103,5	100	105	105	Verifica	Verifica	33,15	0,61
17	48,2	13,99	13,99	16	103,5	103,5	103,5	100	105	105	Verifica	Verifica	39,17	0,73
18	55,6	16,13	16,13	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	28,92	0,54
19	63,0	18,28	18,28	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	32,76	0,61
20	70,4	20,43	20,43	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	36,61	0,68
21	77,8	22,58	22,58	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	40,46	0,75
22	85,2	24,72	24,72	25	128,7	128,7	128,7	125	131	131	Verifica	Verifica	44,31	0,82
23	92,6	26,87	26,87	35	160,2	160,2	160,2	160	168	168	Verifica	Verifica	34,40	0,64
24	100,0	29,02	29,02	35	160,2	160,2	160,2	160	168	168	Verifica	Verifica	37,15	0,69

Potência de perdas total (W)

Potência de perdas total (W)	856,69
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,69

Dimensionamento dos cabos AC

Instalação monofásica

Nota: Para o circuito AC de uma central fotovoltaica, é permitida uma queda de tensão máxima até 3% da tensão nominal. Para os cabos de ligação dos inversores até à caixa de junção AC, irá ser permitido uma queda de tensão de 2%, enquanto que para o cabo principal AC será permitido 1%.

Secção do cabo

Nota: Para determinar a secção é necessário conhecer a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar.

Potência máxima do Inversor (W) 5000

Un (V) 230

Cos(φ) 1

$$P = U \times I \times \cos \varphi$$

I_AC Inversor (A) 21,74

Lcabo máximo (m) 8

Scabo (mm2) 1,35

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido			
Descrição	Secção mm2	Iz	A
XV0,6/1KV - 2x2,5mm2	2,5	35	

Nota: O cabo escolhido não é armado, pois trata-se de um cabo que não será enterrado.

Protecção do cabo

Disjuntor

In 25

If 33,8

Condições a verificar:

$$I_s \leq I_n \leq I_z \quad \text{Verifica}$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

Nº do cabo AC	L _{cabo}		P _{AC}	
	m	W	W	%
1	5,0	33,76	0,68	
2	4,4	29,71	0,59	
3	3,8	25,65	0,51	
4	3,2	21,60	0,43	
5	2,6	17,55	0,35	
6	2,0	13,50	0,27	
7	7,0	47,26	0,95	
8	6,4	43,21	0,86	
9	5,8	39,16	0,78	
10	5,2	35,11	0,70	
11	4,6	31,06	0,62	
12	4,0	27,01	0,54	
13	2,0	13,50	0,27	
14	2,6	17,55	0,35	
15	3,2	21,60	0,43	
16	3,8	25,65	0,51	
17	4,4	29,71	0,59	
18	5,0	33,76	0,68	
19	4,0	27,01	0,54	
20	4,6	31,06	0,62	
21	5,2	35,11	0,70	
22	5,8	39,16	0,78	
23	6,4	43,21	0,86	
24	7,0	47,26	0,95	

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total (W)	729,14
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,59

Dimensionamento do cabo principal AC

Instalação trifásica

Nº de Inversores por fase	8
I _{AC} máxima por fase (A)	173,91
U _n (V)	400
Lcabo (m)	10
Scabo (mm2)	13,45

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,01 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm2	Iz A
XV0,6/1KV - 3x70+35mm2	70	247

Nota: O cabo escolhido não é armado, pois trata-se de um cabo que não vai estar enterrado. Como PT está localizado junto ao edifício dos equipamentos, o cabo atravessará os edifícios num caminho de cabos.

Proteção do cabo

Disjuntor

I_n	200
I _{nf}	270

Condições a verificar: $I_s \leq I_n \leq I_z$ Verifica

$I_f \leq 1,45 \times I_z$ Verifica

Potência de perdas

Potência de perdas (W)	133,64
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,11

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total da central (W)

1869,13

Potência de perdas total da central (%)

1,50

Dimensionamento da rede de terra

Resistividade do terreno (Ω.m)

300

Comprimento do condutor (m)

680

Condutores horizontais

$$R = 2 \times \frac{\rho}{L}$$

Resistência Total (Ω)

0,88

Dimensionamento - Opção 1Potência (kWp) **124,2**

Mitsubishi MA - 100		
Características:	Estabilização	Inicial
Potência nominal (W)	100	
Tensão de circuito aberto (V)	141	156,51
Corrente de curto-circuito (A)	1,17	1,2168
Tensão MPP (V)	108	119,88
Corrente MPP (A)	0,93	0,9672
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,32	
Tensão máxima do sistema (V)	600	
Dimensões (mm)	1414×1114×35	
Peso (kg)	21	

Fronius IG 60 HV	
Características:	
Tensão MPP (V)	150 - 400
Tensão máxima DC (V)	530
Potência nominal (W)	4600
Potência máxima DC (W)	6700
Corrente máxima DC (A)	35,8
Frequência (Hz)	50
Potência máxima AC (W)	5000
Eficiência (%)	94,3
Dimensões (mm)	610×344×220
Peso (kg)	9

NOTA:

A tecnologia de silício amorfo possui um aspecto que é necessário levar em consideração. Durante o primeiro ano, a tensão e a corrente do painel são superiores ao indicado pelas especificações, até um máximo de 11 e 4%, respectivamente. Assim, os valores iniciais de tensão e corrente são determinados com base nesses desvios.

Central Fotovoltaica	
Nº de Painéis	1242
Nº de Inversores	24
Potência nominal DC (kW)	110,4
Potência máxima DC (kW)	160,8

Distribuição dos painéis por cada inversorNº de Painéis por inversor **51,75**

Nota: Como o número de painéis não pode ser igual para todos os inversores, é necessário calcular o número de painéis para cada inversor de uma forma iterativa.

Inversores	Painéis	Total
18	53	1242
6	48	

Conclusão:

18 Inversores estarão ligados a 53 painéis, enquanto que os restantes 6 Inversores estarão ligados a 48 painéis.

Número máximo de painéis por fileira

$$\eta_{\max} = \frac{U_{\text{Max}}^{\text{INV}}}{U_{\text{OC}}^{\text{Painel}}(-10^{\circ}\text{C})} \times U_{\text{OC}}^{\text{Painel}}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{\text{OC}}^{\text{STC}}$$

U_OC (-10°C) (V) **174,0**
n_max (Calculado) **3,05**
n_max **3**

Número mínimo de painéis por fileira

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP_{\min}}^{INV}}{U_{MPP}^{Panel}} = \left(1 + \frac{45^{\circ} \times \Delta U}{100} \right) \times U_{MPP}^{Panel} (STC)$$

U_MPP (70°C) (V) 102,6
 n_min (Calculado) 1,46
n_min 2

Número máximo de fileiras

$$N_{\max}^{Fileira} \leq \frac{I_{\max}^{INV}}{I_n^{Fileira}}$$

N_max Fileiras (Calculado) 37,01
N_max Fileiras 37

Determinação do número de fileiras para cada inversor**Inversores com 48 painéis**

Nº total de painéis 48
 Nº de painéis por fileira 3
Nº de Fileiras 16

Inversores com 53 painéis

Nº total de painéis 53
 Nº de painéis por fileira 3
Nº de Fileiras 18

Tensão máxima aos terminais do Inversor

U_OC (-10°C) (V) 522,1

Tensão aos terminais do Inversor à temperatura de 70° C

U_MPP (70°C) (V) 307,9

Dimensionamento dos interruptores DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 53 painéis. Assim, o dimensionamento dos interruptores DC será realizado para este caso.

I_{cc_PV} (A) 21,50
 I_{DC} (A) 26,87 $I_{DC} = 1,25 \times I_{CC}^{PV}$

In do interruptor (DC)

32

Dimensionamento dos cabos de fileira

I_{FI} (A) 0,97
 I_{cc_PV} (A) 1,22
 I_{cabo} (A) 1,52 $I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$

Secção do cabo

Nota: A secção será maior para o cabo com maior comprimento. Assim, o cálculo da secção mínima será realizado para este caso.

L_{cabo} máximo (m) 34
 S_{cabo} (mm2) 0,38 $S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{0,01 \times P_{FI} \times \kappa}$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm ²	lz A
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	38,7

Protecção do cabo

Fusível

In	32
Inf	42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nf} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

$$P_M = \frac{2 \times I_{PI}^2}{K} \times \left(\frac{L_{cabo1}}{S_{cabo1}} + \frac{L_{cabo2}}{S_{cabo2}} + \dots \right)$$

Nota: Para os painéis fotovoltaicos terem boa ventilação, foi definido que a sua altura ao solo será de 1 m.

Altura da estrutura (m) 1

Distância entre fileiras (m) 3

Nota: Visto que a potência de perdas está directamente relacionada com o comprimento dos cabos, o cálculo desta foi realizado para os comprimentos máximos, tendo em consideração o layout da central definido.

Inversor com 48 painéis			Inversor com 53 painéis		
Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	L_cabo (m)	PM (W)
1	34	0,55	1	34	0,55
2	34	0,55	2	34	0,55
3	31	0,50	3	31	0,50
4	31	0,50	4	31	0,50
5	28	0,45	5	28	0,45
6	28	0,45	6	28	0,45
7	25	0,40	7	25	0,40
8	25	0,40	8	25	0,40
9	22	0,35	9	22	0,35
10	22	0,35	10	22	0,35
11	19	0,30	11	19	0,30
12	19	0,30	12	19	0,30
13	16	0,26	13	16	0,26
14	16	0,26	14	16	0,26
15	13	0,21	15	13	0,21
16	13	0,21	16	13	0,21
		0,16	17	10	0,16
		0,16	18	10	0,16
Potência de perdas por inversor (W)	6,20		Potência de perdas por inversor (W)	6,36	
Potência do gerador por inversor (W)	4800		Potência do gerador por inversor (W)	5300	

Nº de Inversores com 48 painéis	6
Nº de Inversores com 53 painéis	18
Potência de perdas total (W)	151,59
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,12

Dimensionamento dos cabos principais DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 53 painéis. Assim, o dimensionamento dos cabos principais DC será realizado para este caso.

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$$

$$S_{caboDC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{(FP \times P_{PV} - P_M) \times \kappa}$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{S_{caboDC} \times \kappa}$$

Nº do cabo principal DC	Lcabo		Secção Calc. mm2	Cabo escolhido		Proteção do cabo (Fusível)			Potência de perdas		
	m	A		Descrição	Secção mm2	Iz	In	Condições a verificar		W	%
								I _n ≤ I _Z ≤ I _{inf} ≤ 1,15 × I _Z	I _n ≥ 1,25 × I _n ^{PV}		
1	100,0	29,02	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	52,01	0,96
2	92,6	26,87	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	48,16	0,89
3	85,2	24,72	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	44,31	0,82
4	77,8	22,58	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	40,46	0,75
5	70,4	20,43	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	36,61	0,68
6	63,0	18,28	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	51,19	0,95
7	55,6	16,13	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	45,18	0,84
8	48,2	13,99	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	39,17	0,73
9	40,8	11,84	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	53,05	0,98
10	33,4	9,69	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	43,43	0,80
11	26,0	7,54	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	33,80	0,63
12	18,6	5,40	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	24,18	0,45
13	18,6	5,40	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	24,18	0,45
14	26,0	7,54	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	33,80	0,63
15	33,4	9,69	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	43,43	0,80
16	40,8	11,84	10	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	81	80	84	Verifica	Verifica	53,05	0,98
17	48,2	13,99	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	39,17	0,73
18	55,6	16,13	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	45,18	0,84
19	63,0	18,28	16	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	103,5	100	105	Verifica	Verifica	51,19	0,95
20	70,4	20,43	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	36,61	0,68
21	77,8	22,58	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	40,46	0,75
22	85,2	24,72	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	44,31	0,82
23	92,6	26,87	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	48,16	0,89
24	100,0	29,02	25	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	128,7	125	131	Verifica	Verifica	52,01	0,96

Potência de perdas total (W)	1023,10
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,82

Dimensionamento dos cabos AC

Instalação monofásica

Nota: Para o circuito AC de uma central fotovoltaica, é permitida uma queda de tensão máxima até 3% da tensão nominal. Para os cabos de ligação dos inversores até à caixa de junção AC, irá ser permitido uma queda de tensão de 2%, enquanto que para o cabo principal AC será permitido 1%.

Secção do cabo

Nota: Para determinar a secção é necessário conhecer a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar.

Potência máxima do Inversor (W) 5000

Un (V) 230

Cos(φ) 1**I_{AC} Inversor (A) 21,74**

$$P = U \times I \times \cos \varphi$$

Lcabo máximo (m) 8

Scabo (mm²) 1,35

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido			
Descrição	Secção mm ²	Iz	
		A	35
XV0,6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	A	35

Nota: O cabo escolhido não é armado, pois trata-se de um cabo que não será enterrado.

Protecção do cabo

Disjuntor

In 25

If 33,8

Condições a verificar:

$$I_S \leq I_n \leq I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

Nº do cabo AC	Lcabo		PAC	
	m	W	W	%
1	5,0	33,76	0,68	0,68
2	4,4	29,71	0,59	0,59
3	3,8	25,65	0,51	0,51
4	3,2	21,60	0,43	0,43
5	2,6	17,55	0,35	0,35
6	2,0	13,50	0,27	0,27
7	7,0	47,26	0,95	0,95
8	6,4	43,21	0,86	0,86
9	5,8	39,16	0,78	0,78
10	5,2	35,11	0,70	0,70
11	4,6	31,06	0,62	0,62
12	4,0	27,01	0,54	0,54
13	2,0	13,50	0,27	0,27
14	2,6	17,55	0,35	0,35
15	3,2	21,60	0,43	0,43
16	3,8	25,65	0,51	0,51
17	4,4	29,71	0,59	0,59
18	5,0	33,76	0,68	0,68
19	4,0	27,01	0,54	0,54
20	4,6	31,06	0,62	0,62
21	5,2	35,11	0,70	0,70
22	5,8	39,16	0,78	0,78
23	6,4	43,21	0,86	0,86
24	7,0	47,26	0,95	0,95

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total (W)	729,14
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,59

Dimensionamento do cabo principal AC

Instalação trifásica

Nº de Inversores por fase	8
L _{AC} máxima por fase (A)	173,91
Un (V)	400
Lcabo (m)	10
Scabo (mm2)	13,45

$$S_{cabo,AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{cabo,AC} \times I_{n,AC} \times \cos \varphi}{0,01 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm2	Iz A
XV0,6/1KV - 3x70+35mm2	70	247

Nota: O cabo escolhido não é armado, pois trata-se de um cabo que não vai estar enterrado. Como PT está localizado junto ao edifício dos equipamentos, o cabo atravessará os edifícios num caminho de cabos.

Protecção do cabo

Disjuntor

In	200
Inf	270

Condições a verificar: $I_S \leq I_n \leq I_Z$ Verifica $I_f \leq 1,45 \times I_Z$ Verifica

Potência de perdas

Potência de perdas (W)	133,64
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,11

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{cabo,AC} \times I_{n,AC}^2 \times \cos \varphi}{S_{cabo,AC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total da central (W) **2037,47**

Potência de perdas total da central (%) **1,64**

Dimensionamento da rede de terra

Resistividade do terreno (Ω.m)

300

Comprimento do condutor (m)

690

Condutores horizontais

$$R = 2 \times \frac{\rho}{L}$$

Resistência Total (Ω) **0,87**

Dimensionamento - Opção 2Potência (kWp) **124,2**

Kaneka GEA 60		
Características:	Estabilização	Inicial
Potência nominal (W)	60	78,7
Tensão de circuito aberto (V)	92	95,6
Corrente de curto-circuito (A)	1,19	1,22
Tensão MPP (V)	67	74
Corrente MPP (A)	0,9	1,06
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,29	
Tensão máxima do sistema (V)	530	
Dimensões (mm)	990×960×40	
Peso (kg)	13,7	

SMA 5000TL	
Características:	
Tensão MPP (V)	125 - 600
Tensão máxima DC (V)	750
Potência nominal (W)	4600
Potência máxima DC (W)	5300
Corrente máxima DC (A)	22
Frequência (Hz)	50
Potência máxima AC (W)	5000
Eficiência (%)	95,5
Dimensões (mm)	470×490×225
Peso (kg)	31

NOTA:

A tecnologia de silício amorfo possui um aspecto que é necessário levar em consideração. Durante o primeiro ano, a tensão e a corrente do painel são superiores ao indicado pelas especificações, até um máximo de 11 e 4%, respectivamente. Neste caso, os respectivos aumentos são fornecidos pelo fabricante.

Central Fotovoltaica	
Nº de Painéis	2070
Nº de Inversores	24
Potência nominal DC (kW)	110,4
Potência máxima DC (kW)	127,2

Distribuição dos painéis por cada inversorNº de Painéis por inversor **86,25**

Nota: Como o número de painéis não pode ser igual para todos os inversores, é necessário calcular o número de painéis para cada inversor de uma forma iterativa.

Inversores	Painéis	Total
18	85	2070
6	90	

Conclusão:

18 Inversores estarão ligados a 85 painéis, enquanto que os restantes 6 Inversores estarão ligados a 90 painéis.

Número máximo de painéis por fileira

$$n_{\max} = \frac{U_{\text{Max}}^{\text{INV}}}{U_{OC(-10^{\circ}\text{C})}^{\text{Painel}}} \times U_{OC(-10^{\circ}\text{C})}^{\text{Painel}} = \left(1 - \frac{35^{\circ} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC}^{\text{STC}}$$

U_OC (-10°C) (V) **105,3**n_max (Calculado) **7,12**n_max **7**

Número mínimo de painéis por fileira

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP\ min}^{INV}}{U_{MPP\ (70^{\circ}C)}^{Painel}} \times U_{MPP\ (STC)}^{Painel} \left(1 + \frac{45^{\circ} \times \Delta U}{100} \right)$$

U_MPP (70°C) (V) 64,3
 n_min (Calculado) 2,33
n_min 3

Número máximo de fileiras

$$N_{\max}^{Fileira} \leq \frac{I_{\max}^{INV}}{I_n^{Fileira}}$$

N_max Fileiras (Calculado) 20,75
N_max Fileiras 20

Determinação do número de fileiras para cada inversor**Inversores com 85 painéis**

Nº total de painéis 85
 Nº de painéis por fileira 5
Nº de Fileiras 17

Inversores com 90 painéis

Nº total de painéis 90
 Nº de painéis por fileira 5
Nº de Fileiras 18

Tensão máxima aos terminais do Inversor

U_OC (-10°C) (V) 526,5

Tensão aos terminais do Inversor à temperatura de 70° C

U_MPP (70°C) (V) 321,7

Dimensionamento dos cabos de fileira

L_FI (A) 1,06
 I_{cc}_PV (A) 1,22
 L_cabo (A) 1,53
 $I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PI}$

Secção do cabo

Nota: A secção será maior para o cabo com maior comprimento. Assim, o cálculo da secção mínima será realizado para este caso.

L_cabo máximo (m) 34
 S_cabo (mm2) 0,45
 $S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{0,01 \times P_{FI} \times \kappa}$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm2	lz A
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	2,5	38,7

Protecção do cabo

Fusível

In 32
 Inf 42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nf} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PI} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

$$P_M = \frac{2 \times I_{PI}^2}{K} \times \left(\frac{L_{cabo1}}{S_{cabo1}} + \frac{L_{cabo2}}{S_{cabo2}} + \dots \right)$$

Nota: Para os painéis fotovoltaicos terem boa ventilação, foi definido que a sua altura ao solo será de 1 m.

Altura da estrutura (m) 1

Distância entre fileiras (m) 3

Nota: Visto que a potência de perdas está directamente relacionada com o comprimento dos cabos, o cálculo foi realizado para os comprimentos máximos, tendo em consideração o layout da central definido.

Inversor com 85 painéis				Inversor com 90 painéis				
Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	PM (W)	
1	33	0,55	1	33	0,55	1	0,55	
2	33	0,55	2	33	0,55	2	0,55	
3	33	0,50	3	33	0,50	3	0,50	
4	33	0,50	4	33	0,50	4	0,50	
5	33	0,45	5	33	0,45	5	0,45	
6	33	0,45	6	33	0,45	6	0,45	
7	33	0,40	7	33	0,40	7	0,40	
8	33	0,40	8	33	0,40	8	0,40	
9	33	0,35	9	33	0,35	9	0,35	
10	33	0,35	10	33	0,35	10	0,35	
11	33	0,30	11	33	0,30	11	0,30	
12	33	0,30	12	33	0,30	12	0,30	
13	33	0,26	13	33	0,26	13	0,26	
14	33	0,26	14	33	0,26	14	0,26	
15	33	0,21	15	33	0,21	15	0,21	
16	33	0,21	16	33	0,21	16	0,21	
17	33	0,16	17	33	0,16	17	0,16	
18	33	0,16	18	33	0,16	18	0,16	
Potência de perdas por inversor (W)				6,20				6,36
Potência do gerador por inversor (W)				5100				5400

Nº de Inversores com 85 painéis 18

Nº de Inversores com 90 painéis 6

Potência de perdas total (W) 149,66

Potência da central (W) 124200

Perdas (%) 0,12

Dimensionamento dos cabos principais DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 90 painéis. Assim, o dimensionamento dos cabos principais DC será realizado para este caso.

In_gerador FV (A)	19,08
I _{cc} gerador FV (A)	21,96
I_cabo calculado (A)	27,45

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$$

Secção do cabo

Nota: Nesta caso, os inversores serão montados na estrutura de apoio da primeira fila de painéis, pois têm um índice de proteção superior aos inversores Fronius IG 60 HV. Portanto, os inversores estarão junto às caixas de junção DC, assim todos os cabos principais DC terão uma distância igual, 2 m.

$$L_{cabo} \text{ máximo (m)} = 2$$

$$S_{caboDC} \text{ (mm}^2\text{)} = 0,55 \quad S_{caboDC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{(FP \times P_{PV} - P_M) \times \kappa}$$

Cabo escolhido			
Descrição	Secção	Iz	A
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	38,7	

Proteção do cabo

Fusível	
In	32
Inf	42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nF} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

Perdas por inversor (W)	10,40
Perdas por inversor (%)	0,19

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{S_{caboDC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total (W)

Potência de perdas total (W)	249,63
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,20

Dimensionamento dos cabos AC

Instalação monofásica

Nota: Para o circuito AC de uma central fotovoltaica, é permitida uma queda de tensão máxima até 3% da tensão nominal. Para os cabos de ligação dos inversores até à caixa de junção AC, irá ser permitido uma queda de tensão de 2%, enquanto que para o cabo principal AC será permitido 1%.

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Nota: Para determinar a secção é necessário conhecer a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar.

Potência máxima do Inversor (W) 5000
 Un (v) 230
 Cos(φ) 1
 L_AC Inversor (A) 21,74

$$P = U \times I \times \cos \varphi$$

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{ndC}^2 \times \cos \varphi}{S_{caboAC} \times \kappa}$$

Nº do cabo AC	Lcabo		Secção Calc. mm2	Cabo escolhido		Protecção do cabo (Disjuntor)			Potência de perdas			
	m	mm2		Descrição	Secção mm2	Iz	A	In	If	Condições a verificar:		
										$I_S \leq I_n \leq I_Z$	$I_f \leq 1,45 \times I_Z$	W
1	100,0	16,88	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	25	128,7	A	25	33,8	Verifica	Verifica	67,51	1,25
2	92,6	15,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	97,68	1,81
3	85,2	14,38	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	89,88	1,66
4	77,8	13,13	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	82,07	1,52
5	70,4	11,88	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	74,26	1,38
6	63,0	10,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	66,46	1,23
7	55,6	9,38	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	93,84	1,74
8	48,2	8,14	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	81,35	1,51
9	40,8	6,89	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	68,86	1,28
10	33,4	5,64	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	93,96	1,74
11	26,0	4,39	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	73,14	1,35
12	18,6	3,14	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	52,32	0,97
13	18,6	3,14	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	52,32	0,97
14	26,0	4,39	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	73,14	1,35
15	33,4	5,64	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	A	25	33,8	Verifica	Verifica	93,96	1,74
16	40,8	6,89	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	68,86	1,28
17	48,2	8,14	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	81,35	1,51
18	55,6	9,38	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	A	25	33,8	Verifica	Verifica	93,84	1,74
19	63,0	10,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	66,46	1,23
20	70,4	11,88	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	74,26	1,38
21	77,8	13,13	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	82,07	1,52
22	85,2	14,38	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	89,88	1,66
23	92,6	15,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	A	25	33,8	Verifica	Verifica	97,68	1,81
24	100,0	16,88	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	25	128,7	A	25	33,8	Verifica	Verifica	67,51	1,25

Potência de perdas total (W)	1882,68
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	1,52

Dimensionamento do cabo principal AC

Instalação trifásica

Nº de Inversores por fase 8
 L_AC máxima por fase (A) 173,91
 Un (v) 400
 Lcabo (m) 10
 Scabo (mm2) 13,45

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{ndC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm2	Iz A
XAV0,6/1KV - 3x70+35mm2	70	226,8

Proteção do cabo

Disjuntor

In	200
Inf	270

Condições a verificar: $I_S \leq I_n \leq I_Z$ Verifica $I_f \leq 1,45 \times I_Z$ Verifica**Potência de perdas**

Potência de perdas (W)	133,64
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,11

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{cabo,AC} \times I_{n,AC}^2 \times \cos \varphi}{S_{cabo,AC} \times K}$$

Potência de perdas total da central (W)

Potência de perdas total da central (W)	2415,62
Potência de perdas total da central (%)	1,94

Dimensionamento da rede de terraResistividade do terreno ($\Omega.m$)

300

Comprimento do condutor (m)

680

Condutores horizontais

$$R = 2 \times \frac{\rho}{L}$$

Resistência Total (Ω)**0,88**

Dimensionamento - Opção 3

Potência (kWp)	124,2
----------------	-------

Mitsubishi MA - 100		
Características:	Estabilização	Inicial
Potência nominal (W)	100	
Tensão de circuito aberto (V)	141	156,51
Corrente de curto-circuito (A)	1,17	1,2168
Tensão MPP (V)	108	119,88
Corrente MPP (A)	0,93	0,9672
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,32	
Tensão máxima do sistema (V)	600	
Dimensões (mm)	1414x1114x35	
Peso (kg)	21	

SMA SB5000TL		
Características:		
Tensão MPP (V)		125 - 600
Tensão máxima DC (V)		750
Potência nominal (W)		4600
Potência máxima DC (W)		5300
Corrente máxima DC (A)		22
Frequência (Hz)		50
Potência máxima AC (W)		5000
Eficiência (%)		95,5
Dimensões (mm)		470x490x225
Peso (kg)		31

NOTA:

A tecnologia de silício amorfo possui um aspecto que é necessário levar em consideração. Durante o primeiro ano, a tensão e a corrente do painel são superiores ao indicado pelas especificações, até um máximo de 11 e 4%, respectivamente. Assim, os valores iniciais de tensão e corrente são determinados com base nesses desvios.

Central Fotovoltaica	
Nº de Painéis	1242
Nº de Inversores	24
Potência nominal DC (kW)	110,4
Potência máxima DC (kW)	127,2

Distribuição dos painéis por cada inversor

Nº de Painéis por inversor	51,75
----------------------------	-------

Nota: Como o número de painéis não pode ser igual para todos os inversores, é necessário calcular o número de painéis para cada inversor de uma forma iterativa.

Inversores	Painéis	Total
18	53	1242
6	48	

Conclusão:

18 Inversores estarão ligados a 53 painéis, enquanto que os restantes 6 Inversores estarão ligados a 48 painéis.

Número máximo de painéis por fileira

$$n_{\max} = \frac{U_{\text{Max}}^{\text{INV}}}{U_{OC(-10^{\circ}\text{C})}^{\text{Painel}}} \times U_{OC(-10^{\circ}\text{C})}^{\text{Painel}} = \left(1 - \frac{35^{\circ} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC}^{\text{STC}}$$

U_OC (-10°C) (V)	174,0
------------------	-------

n_max (Calculado)	4,31
-------------------	------

n_max	4
--------------	----------

Número mínimo de painéis por fileira

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP \min}^{INV}}{U_{MPP}^{Painel} (70^{\circ}C)} \times U_{MPP}^{Painel} (70^{\circ}C) \times \left(1 + \frac{45^{\circ} \times \Delta U}{100}\right)$$

U_MPP (70°C) (V) 102,6
 n_min (Calculado) 1,46
n_min 2

Número máximo de fileiras

$$N_{\max}^{Fileira} \leq \frac{I_{\max}^{INV}}{I_n^{Fileira}}$$

N_max Fileiras (Calculado) 22,75
N_max Fileiras 22

Número de fileiras para cada inversor**Inversores com 48 painéis**

Nº total de painéis 48
 Nº de painéis por fileira 3
Nº de Fileiras 16

Inversores com 53 painéis

Nº total de painéis 53
 Nº de painéis por fileira 3
Nº de Fileiras 18

Tensão máxima aos terminais do Inversor

U_OC (-10°C) (V) 522,1

Tensão aos terminais do Inversor à temperatura de 70° C

U_MPP (70°C) (V) 307,9

Dimensionamento dos cabos de fileira

I_{FI} (A) 0,97
 I_{cc_PV} (A) 1,22
 I_{cabo} (A) 1,52

$$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$$

Secção do cabo

Nota: A secção será maior para o cabo com maior comprimento. Assim, o cálculo da secção mínima será realizado para este caso.

L_cabo máximo (m) 34
 S_cabo (mm²) 0,38

$$S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{0,01 \times P_{FI} \times \kappa}$$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm ²	lz A
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	38,7

Protecção do cabo

Fusível

In 32
 Inf 42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nF} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

$$P_M = \frac{2 \times I_{PI}^2}{K} \times \left(\frac{L_{cabo1}}{S_{cabo1}} + \frac{L_{cabo2}}{S_{cabo2}} + \dots \right)$$

Nota: Para os painéis fotovoltaicos terem boa ventilação, foi definido que a sua altura ao solo será de 1 m.

Altura da estrutura (m) 1

Distância entre fileiras (m) 3

Nota: Visto que a potência de perdas está directamente relacionada com o comprimento dos cabos, o cálculo desta foi realizado para os comprimentos máximos, tendo em consideração o layout da central definido.

Inversor com 85 painéis				Inversor com 90 painéis			
Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	L_cabo (m)	PM (W)	Cabo	PM (W)
1	33	0,45	1	33	0,45	1	0,45
2	33	0,45	2	33	0,45	2	0,45
3	33	0,41	3	33	0,41	3	0,41
4	33	0,41	4	33	0,41	4	0,41
5	33	0,37	5	33	0,37	5	0,37
6	33	0,37	6	33	0,37	6	0,37
7	33	0,33	7	33	0,33	7	0,33
8	33	0,33	8	33	0,33	8	0,33
9	33	0,29	9	33	0,29	9	0,29
10	33	0,29	10	33	0,29	10	0,29
11	33	0,25	11	33	0,25	11	0,25
12	33	0,25	12	33	0,25	12	0,25
13	33	0,21	13	33	0,21	13	0,21
14	33	0,21	14	33	0,21	14	0,21
15	33	0,17	15	33	0,17	15	0,17
16	33	0,17	16	33	0,17	16	0,17
17	33	0,13	17	33	0,13	17	0,13
			18	33	0,13	18	0,13
Potência de perdas por inversor (W)				5,16			
Potência do gerador por inversor (W)				4800			

Nº de Inversores com 48 painéis 18

Nº de Inversores com 53 painéis 6

Potência de perdas total (W) 124,61

Potência da central (W) 124200

Perdas (%) 0,10

Dimensionamento dos cabos principais DC

Nota: A corrente é máxima para os inversores com 53 painéis. Assim, o dimensionamento dos cabos principais DC será realizado para este caso.

In_gerador FV (A)	17,09
I _{cc} gerador FV (A)	21,50
I_cabo calculado (A)	26,87
	$I_{cabo} = 1,25 \times I_{cc}^{PV}$

Secção do cabo

Nota: Nesta caso, os inversores serão montados na estrutura de apoio da primeira fila de painéis, pois têm um índice de protecção superior aos inversores Fronius IG 60 HV. Portanto, os inversores estarão junto às caixas de junção DC, assim todos os cabos principais DC terão uma distância igual, 2 m.

$$L_{cabo} \text{ máximo (m)} = 2 \quad 0,44$$

$$S_{caboDC} \text{ (mm}^2) = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa}$$

Cabo escolhido			
Descrição	Secção	I _Z	A
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm ²	2,5	38,7	

Protecção do cabo

Fusível	
I _n	32
I _{inf}	42

Condições a verificar:

$$I_n \leq I_Z \leq I_{nF} \leq 1,15 \times I_Z \quad \text{Verifica}$$

$$I_n \geq 1,25 \times I_n^{PV} \quad \text{Verifica}$$

Potência de perdas

Perdas por inversor (W)	8,34
Perdas por inversor (%)	0,16
	$P_{DC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{S_{caboDC} \times \kappa}$

Potência de perdas total (W)	200,21
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,16

Dimensionamento dos cabos AC

Instalação monofásica

Nota: Para o circuito AC de uma central fotovoltaica, é permitida uma queda de tensão máxima até 3% da tensão nominal. Para os cabos de ligação dos inversores até à caixa de junção AC, irá ser permitido uma queda de tensão de 2%, enquanto que para o cabo principal AC será permitido 1%.

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Nota: Para determinar a secção é necessário conhecer a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar.

Potência máxima do Inversor (W) 5000
 Un (v) 230
 Cos(φ) 1
 L_AC Inversor (A) 21,74

$$P = U \times I \times \cos \varphi$$

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{cabo,AC} \times I_{n,IC}^2 \times \cos \varphi}{S_{cabo,AC} \times \kappa}$$

Nº do cabo AC	Lcabo		Secção Calc. mm2	Cabo escolhido		Protecção do cabo (Disjuntor)			Potência de perdas			
	m	mm2		Descrição	Secção mm2	Iz	In		If	Condições a verificar:		
							A	A		$I_s \leq I_n \leq I_z$	$I_f \leq 1,45 \times I_z$	W
1	100,0	16,88	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	25	128,7	25	25	33,8	Verifica	Verifica	67,51	1,27
2	92,6	15,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	97,68	1,84
3	85,2	14,38	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	89,88	1,70
4	77,8	13,13	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	82,07	1,55
5	70,4	11,88	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	74,26	1,40
6	63,0	10,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	66,46	1,25
7	55,6	9,38	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	93,84	1,77
8	48,2	8,14	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	81,35	1,53
9	40,8	6,89	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	68,86	1,30
10	33,4	5,64	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	93,96	1,77
11	26,0	4,39	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	73,14	1,38
12	18,6	3,14	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	52,32	0,99
13	18,6	3,14	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	52,32	0,99
14	26,0	4,39	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	73,14	1,38
15	33,4	5,64	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	6	61,2	25	25	33,8	Verifica	Verifica	93,96	1,77
16	40,8	6,89	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	68,86	1,30
17	48,2	8,14	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	81,35	1,53
18	55,6	9,38	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	10	81	25	25	33,8	Verifica	Verifica	93,84	1,77
19	63,0	10,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	66,46	1,25
20	70,4	11,88	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	74,26	1,40
21	77,8	13,13	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	82,07	1,55
22	85,2	14,38	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	89,88	1,70
23	92,6	15,63	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	16	103,5	25	25	33,8	Verifica	Verifica	97,68	1,84
24	100,0	16,88	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	25	128,7	25	25	33,8	Verifica	Verifica	67,51	1,27

Potência de perdas total (W)	1882,68
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	1,52

Dimensionamento do cabo principal AC

Instalação trifásica

Nº de Inversores por fase 8
 L_AC máxima por fase (A) 173,91
 Un (v) 400
 Lcabo (m) 10
 Scabo (mm2) 13,45

$$S_{cabo,AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{cabo,AC} \times I_{n,IC} \times \cos \varphi}{0,02 \times U_n \times \kappa}$$

Cabo escolhido		
Descrição	Secção mm2	Iz A
XAV0,6/1KV - 3x70+35mm2	70	226,8

Protecção do cabo

Disjuntor

In	200
Inf	270

Condições a verificar: $I_S \leq I_n \leq I_Z$ Verifica $I_f \leq 1,45 \times I_Z$ Verifica**Potência de perdas**

Potência de perdas (W)	133,64
Potência da central (W)	124200
Perdas (%)	0,11

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{cabosAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{cabosAC} \times \kappa}$$

Potência de perdas total da central (W)**Potência de perdas total da central (%)****2341,14****1,88****Dimensionamento da rede de terra****Resistividade do terreno ($\Omega \cdot m$)**

300

Comprimento do condutor (m)

680

Condutores horizontais

$$R = 2 \times \frac{\rho}{L}$$

Resistência Total (Ω)**0,88**

Preços dos equipamentos/material/diversos utilizados no projecto

Painéis fotovoltaicos	Preço uni.	Referência
Kaneka GEA 60	199,00 €	Endereço 1
Mitsubishi MA - 100	349,00 €	Endereço 2
Suntech STP 200 - 18 Ub	868,70 €	Endereço 3
Suntech STP 180S - 24 Ab	790,16 €	Endereço 4
Sanyo HIP 200	1.038,95 €	Endereço 5

Inversores	Preço uni.	
Fronius IG 60HV	2.199,00 €	Endereço 6
SMA SB 5000TL	2.699,00 €	Endereço 7

Cabos eléctricos	Preço/km	
XV0,6/1KV - 2x2,5mm2	948,80 €	Cabelte
XV0,6/1KV - 3x70+35mm2	38.278,80 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	1.449,60 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x6mm2	2.527,00 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x10mm2	4.041,30 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x16mm2	6.479,60 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x25mm2	7.502,00 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 2x35mm2	8.954,00 €	Cabelte
XAV0,6/1KV - 3x70+35mm2	40.567,80 €	Cabelte
Cabo de cobre nu 25 mm2	2.420,00 €	Cabelte

Aparelhagem de corte e protecção	Preço uni.	
Interruptor geral 32 A (DC)	94,10 €	ABB
Fusíveis + acessórios	150,00 €	Legrand
Disjuntor 2P 25 A	29,22 €	Legrand
Disjuntor 4P 200 A	356,46 €	Legrand

Posto de transformação	Preço	
Edifício	1.200,00 €	Empreiteiro Local
Transformador	5.600,00 €	EFACEC
Celas Normafix	12.100,00 €	EFACEC

Diversos	Preço por m2	
Custo do terreno	10,00 €	Estimativa
Edifício dos Equipamentos	1.500,00 €	Empreiteiro Local
	Preço por painel	
Estrutura de apoio dos painéis	20,00 €	Estimativa
Operação e Manutenção	2.000,00 €	Estimativa

Vedação em gradeamento	Preço uni.	
Gradeamento	21,93 €	Vedamista
Postes de fixação	20,20 €	Vedamista

Referência	
Endereço 1	http://www.pro-umwelt.de/solar-panels-kaneka-c-31_102.html
Endereço 2	http://shop.fotovoltaiishop.de/948_mitsubishi-mhi-ma-100-t2.html?language=en
Endereço 3	http://www.pro-umwelt.de/suntech-power-20018ub-p-716.html?language=en
Endereço 4	http://www.pro-umwelt.de/suntech-power-180s24ac-p-714.html
Endereço 5	http://shop.fotovoltaiishop.de/327_sanyo-hip-200-nhe1.html?language=en
Endereço 6	http://www.solarshop-europe.net/product_info.php?products_id=411
Endereço 7	http://www.solarshop-europe.net/product_info.php?products_id=378

Análise das opções

Solução adoptada

Painel	Largura	Preço Uni.	Quant.	Preço
Kaneka GEA 60	990	199,00 €	2070	411.930,00 €
		Preço (m2)	Área	Preço
Terreno		10,00 €	7500	75.000,00 €

Custo dos painéis

Painéis	Largura	Preço Uni.	Quant.	Preço Total
Mitsubishi MA - 100	1114	349,00 €	1242	433.458,00 €
Suntech STP 200 - 18 Ub	992	868,70 €	621	539.462,70 €
Suntech STP 180S - 24 Ab	808	790,16 €	690	545.210,40 €
Sanyo HIP 200	798	1.038,95 €	621	645.187,95 €

Área da central

Filas de painéis	12
Distância entre filas (m)	3
Distância à vedação (m)	3
Folga entre os painéis (mm)	50
Largura da central	39
Área do Efício + PT	48

Painéis	Painéis por fila	Comprimento (m)	Área (m2)	
			Calc.	Atribuída
Mitsubishi MA - 100	104	130,0	5118	5150
Suntech STP 200 - 18 Ub	52	69,5	2758	2760
Suntech STP 180S - 24 Ab	58	76,5	3030	3050
Sanyo HIP 200	52	69,5	2758	2760

Comparação

	Preço		Total
	Painéis	Terreno	
Solução adoptada	411.930,00 €	75.000,00 €	486.930,00 €
Mitsubishi MA - 100	433.458,00 €	51.500,00 €	484.958,00 €
Suntech STP 200 - 18 Ub	539.462,70 €	27.600,00 €	567.062,70 €
Suntech STP 180S - 24 Ab	545.210,40 €	30.500,00 €	575.710,40 €
Sanyo HIP 200	645.187,95 €	27.600,00 €	672.787,95 €

Conclusão:

Após esta análise comparativa entre os vários painéis, conclui-se que os painéis Mitsubishi MA-100 relevam ser a solução economicamente mais interessantes.

Orçamento - Central de Lamelas

	Fabricante	Designação	Preço uni.	Quant.	Preço
Painel Fotovoltaico	Kaneka	GEA 60	199,00 €	2070	411.930,00 €
Inversor	Fronius	IG 60 HV	2.199,00 €	24	52.776,00 €
Total					464.706,00 €

		Características	Preço por Km	Comp. (Km)	
Cabo eléctrico	Cabelte	XV0,6/1KV - 2x2,5mm2	948,80 €	0,11	104,37 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	1.449,60 €	7,50	10.872,00 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	4.041,30 €	0,18	727,43 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	6.479,60 €	0,18	1.166,33 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	7.502,00 €	0,71	5.326,42 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x35mm2	8.954,00 €	0,9	8.058,60 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XV0,6/1KV - 3x70+35mm2	38.278,80 €	0,01	382,79 €
Cabo eléctrico	Cabelte	Cabo de cobre nu 25 mm2	2.420,00 €	0,7	1.694,00 €
Total					28.331,94 €

			Preço uni.	Quant.	
Aparelhagem de corte		Interruptor geral 32 A (DC)	94,10 €	24	2.258,40 €
Aparelhagem de Proteção		Fusíveis + acessórios		438	150,00 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 2P 25 A	29,22 €	24	701,28 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 4P 200 A	356,46 €	1	356,46 €
Total					3.466,14 €

		Preço por m2	Área (m2)	
Custo do terreno		10,00 €	7500	75.000,00 €
Vedação em gradeamento				8.450,35 €
Edifício dos Equipamentos				1.500,00 €
		Preço por painel		
Estrutura de fixação dos painéis		20,00 €		41.400,00 €
Total				126.350,35 €

PT		
Edifício		1.200,00 €
Transformador		5.600,00 €
Celas Normafix		12.100,00 €
Total		18.900,00 €

Operação e Manutenção 2.000,00 €

Investimento total 641.754,43 €

Orçamento - Opção 1

	Fabricante	Designação	Preço uni.	Quant.	Preço
Painel Fotovoltaico	Mitsubishi	MA - 100	349,00 €	1242	433.458,00 €
Inversor	Fronius	IG 60 HV	2.199,00 €	24	52.776,00 €
Total					486.234,00 €

		Características	Preço por Km	Comp. (Km)	
Cabo eléctrico	Cabelte	XV0,6/1KV - 2x2,5mm2	948,80 €	0,11	104,37 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	1.449,60 €	7,50	10.872,00 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	4.041,30 €	0,24	969,91 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	6.479,60 €	0,34	2.203,06 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	7.502,00 €	0,86	6.451,72 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XV0,6/1KV - 3x70+35mm2	38.278,80 €	0,01	382,79 €
Cabo eléctrico	Cabelte	Cabo de cobre nu 25 mm2	2.420,00 €	0,67	1.621,40 €
Total					22.605,25 €

			Preço uni.	Quant.	
Aparelhagem de corte		Interruptor geral 32 A (DC)	94,10 €	24	2.258,40 €
Aparelhagem de Proteção		Fusíveis + acessórios		438	150,00 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 2P 25 A	29,22 €	24	701,28 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 4P 200 A	356,46 €	1	356,46 €
Total					3.466,14 €

		Preço por m2	Área (m2)	
Custo do terreno		10,00 €	5150	51.500,00 €
Vedação em gradeamento				6.252,32 €
Edifício dos Equipamentos				1.500,00 €
		Preço por painel		
Estrutura de fixação dos painéis		20,00 €		24.840,00 €
Total				84.092,32 €

PT		
Edifício		1.200,00 €
Transformador		5.600,00 €
Celas Normafix		12.100,00 €
Total		18.900,00 €

Operação e Manutenção 2.000,00 €

Investimento total 615.297,71 €

Orçamento - Opção 2

	Fabricante	Designação	Preço uni.	Quant.	Preço
Painel Fotovoltaico	Kaneka	GEA 60	199,00 €	2070	411.930,00 €
Inversor	SMA	SB 5000TL	2.699,00 €	24	64.776,00 €
Total					476.706,00 €

		Características	Preço por Km	Comp. (Km)	
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	1.449,60 €	8,00	11.596,80 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	2.527,00 €	0,16	404,32 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	4.041,30 €	0,30	1.212,39 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	6.479,60 €	0,78	5.054,09 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	7.502,00 €	0,02	150,04 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 3x70+35mm2	40.567,80 €	0,01	405,68 €
Cabo eléctrico	Cabelte	Cabo de cobre nu 25 mm2	2.420,00 €	0,7	1.694,00 €
Total					20.517,32 €

			Preço uni.	Quant.	
Aparelhagem de Proteção		Fusíveis + acessórios		438	150,00 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 2P 25 A	29,22 €	24	701,28 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 4P 200 A	356,46 €	1	356,46 €
Total					1.207,74 €

		Preço por m2	Área (m2)	
Custo do terreno		10,00 €	7500	75.000,00 €
Vedação em gradeamento				8.450,35 €
		Preço por painel		
Estrutura de fixação dos painéis		20,00 €		41.400,00 €
Total				124.850,35 €

PT

Edifício		1.200,00 €
Transformador		5.600,00 €
Celas Normafix		12.100,00 €
Total		18.900,00 €

Operação e Manutenção

2.000,00 €

Investimento total**642.181,41 €**

Orçamento - Opção 3

	Fabricante	Designação	Preço uni.	Quant.	Preço
Painel Fotovoltaico	Mitsubishi	MA - 100	349,00 €	1242	433.458,00 €
Inversor	SMA	SB 5000TL	2.699,00 €	24	64.776,00 €
Total					498.234,00 €

		Características	Preço por Km	Comp. (Km)	
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x2,5mm2	1.449,60 €	8,00	11.596,80 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x6mm2	2.527,00 €	0,16	404,32 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x10mm2	4.041,30 €	0,30	1.212,39 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x16mm2	6.479,60 €	0,78	5.054,09 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 2x25mm2	7.502,00 €	0,02	150,04 €
Cabo eléctrico	Cabelte	XAV0,6/1KV - 3x70+35mm2	40.567,80 €	0,01	405,68 €
Cabo eléctrico	Cabelte	Cabo de cobre nu 25 mm2	2.420,00 €	0,7	1.694,00 €
Total					20.517,32 €

			Preço uni.	Quant.	
Aparelhagem de Proteção		Fusíveis + acessórios		438	150,00 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 2P 25 A	29,22 €	24	701,28 €
Aparelhagem de Proteção	Legrand	Disjuntor 4P 200 A	356,46 €	1	356,46 €
Total					1.207,74 €

		Preço por m2	Área (m2)	
Custo do terreno		10,00 €	5150	51.500,00 €
Vedação em gradeamento				6.252,32 €
		Preço por painel		
Estrutura de fixação dos painéis		20,00 €		24.840,00 €
Total				82.592,32 €

PT

Edifício		1.200,00 €
Transformador		5.600,00 €
Celas Normafix		12.100,00 €
Total		18.900,00 €

Operação e Manutenção 2.000,00 €

Investimento total 621.451,38 €

Cálculo da remuneração mensal

A remuneração de electricidade produzida pela central é calculada a partir da expressão seguinte, em que m representa o mês.

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{(1 - LEV)}$$

$KMHO_m$ – é o coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida. Este coeficiente pode ser calculado através da expressão (A.1).

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \cdot ECR_{pc,m} + KMHO_v \cdot ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (A.1)$$

Para este projecto em particular:

- $KMHO_{pc} = 1,25$
- $KMHO_v = 0,65$

$ECR_{pc,m}$ – é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m (kWh).

$ECR_{v,m}$ – é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio (kWh).

ECR_m – é a electricidade produzida pela central renovável (kWh).

$PF(VRD)_m$ – é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis. É determinada a partir da expressão (A.2).

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot COEF_{pot,m} \cdot POT_{med,m} \quad (A.2)$$

$PF(U)_{ref}$ – é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$, o qual deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja a construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. Toma o valor de 5,44 €/mês.

$COEF_{pot,m}$ – é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}}$$

POT_{dec} – é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento (kW).

$POT_{med,m}$ – potência média disponibilizada pela central à rede pública no mês m (kW).

$$POT_{med,m} = \min\left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}\right)$$

NDM_m – é o número de dias do mês, toma o valor 30.

$PV(VRD)_m$ – é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis. É determinada a partir da expressão (A.3).

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \cdot ECR_m \quad (A.3)$$

$PV(U)_{ref}$ – é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$, o qual deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja a construção é evitada pela central. Toma o valor de 0,036 €/kWh.

$PA(VRD)_m$ – é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis. É determinada a partir da expressão (A.4).

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot ECR_m \quad (A.4)$$

$ECE(U)_{ref}$ – é o valor unitário de referência para as emissões de CO_2 evitadas pela central, o qual deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central. Toma o valor de 2×10^{-5} €/g.

CCR_{ref} – é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh.

Z – é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. Para este caso em particular assume o valor de 35.

IPCM-1 – é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, relativo ao mês $m-1$.

IPCref – é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável.

LEV – representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável. Toma o valor de 0,035, para este caso.

No cálculo da remuneração teve-se em consideração a diminuição da electricidade produzida pelos painéis ao longo dos anos. A fim de ter em conta este factor, foi utilizada a garantia de potência oferecida pelo fabricante do painel, para calcular a perda de potência anual admissível, em percentagem. Os resultados obtidos a partir do simulador utilizado foram reajustados anualmente segundo a perda de potência anual admissível. Deste modo, a variável ECR, utilizada na expressão do cálculo da remuneração, reflecte o envelhecimento dos painéis ao longo do tempo.

A tabela A6.1 apresenta os valores da remuneração obtidos para as várias opções em estudo, tendo em consideração o envelhecimento dos painéis fotovoltaicos ao longo dos anos.

Tabela A6.1- Remuneração obtida para um prazo de 15 anos.

Ano	Solução Adoptada	Opção 1	Opção 2	Opção 3
1	56.914,54 €	55.639,68 €	57.251,76 €	56.100,08 €
2	60.254,39 €	58.795,81 €	60.615,44 €	59.279,97 €
3	61.566,33 €	59.974,45 €	61.935,22 €	60.468,28 €
4	62.906,86 €	61.176,76 €	63.283,77 €	61.680,46 €
5	64.276,61 €	62.403,21 €	64.661,70 €	62.916,97 €
6	65.676,21 €	63.654,28 €	66.069,67 €	64.178,31 €
7	67.106,32 €	64.930,48 €	67.508,33 €	65.464,98 €
8	68.567,60 €	66.232,30 €	68.978,34 €	66.777,48 €
9	70.060,73 €	67.560,27 €	70.480,40 €	68.116,35 €
10	71.586,41 €	68.914,90 €	72.015,19 €	69.482,09 €
11	73.145,34 €	70.296,74 €	73.583,44 €	70.875,27 €
12	74.738,25 €	71.706,32 €	75.185,87 €	72.296,42 €
13	76.043,10 €	73.144,22 €	76.498,51 €	73.746,11 €
14	77.370,81 €	74.610,99 €	77.834,14 €	75.224,91 €
15	78.721,78 €	76.107,22 €	79.193,17 €	76.733,41 €

Estudo Económico - Central de Lamelas

Custo dos Inversores	52.776 €
Manutenção e Operação	2.000 €
Inflação (i)	3%
IRC	25%

Ano	Investimento	Remuneração	Custo	Amortização	Rendimentos sem IRC	IRC	Resultado Líquido	Cash Flows
0	641.754 €							-641.754 €
1		56.915 €	2.000 €	160.439 €	-105.524 €	-26.381 €	-79.143 €	81.296 €
2		60.254 €	2.060 €	160.439 €	-102.244 €	-25.561 €	-76.683 €	83.755 €
3		61.566 €	2.122 €	160.439 €	-100.994 €	-25.249 €	-75.746 €	84.693 €
4		62.907 €	2.185 €	160.439 €	-99.717 €	-24.929 €	-74.788 €	85.651 €
5	12.236 €	64.277 €	2.251 €		62.026 €	15.506 €	46.519 €	34.283 €
6		65.676 €	2.319 €		63.358 €	15.839 €	47.518 €	47.518 €
7		67.106 €	2.388 €		64.718 €	16.180 €	48.539 €	48.539 €
8		68.568 €	2.460 €		66.108 €	16.527 €	49.581 €	49.581 €
9		70.061 €	2.534 €		67.527 €	16.882 €	50.645 €	50.645 €
10		71.586 €	2.610 €		68.977 €	17.244 €	51.733 €	51.733 €
11		73.145 €	2.688 €		70.458 €	17.614 €	52.843 €	52.843 €
12		74.738 €	2.768 €		71.970 €	17.992 €	53.977 €	53.977 €
13		76.043 €	2.852 €		73.192 €	18.298 €	54.894 €	54.894 €
14		77.371 €	2.937 €		74.434 €	18.608 €	55.825 €	55.825 €
15		78.722 €	3.025 €		75.697 €	18.924 €	56.772 €	56.772 €

Valor Actualizado Líquido

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Taxa i	7%
--------	----

VAL	-75.030,33 €
------------	---------------------

Taxa Interna de Rentabilidade

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

TIR	4,888%
------------	---------------

Estudo Económico - Opção 1

Custo dos Inversores	52.776 €
Manutenção e Operação	2.000 €
Inflação (i)	3%
IRC	25%

Ano	Investimento	Venda de Energia	Custo	Amortização	Rendimentos sem IRC	IRC	Resultado Líquido	Cash Flows
0	615.298 €							-615.298 €
1		55.640 €	2.000 €	153.824 €	-100.185 €	-25.046 €	-75.139 €	78.686 €
2		58.796 €	2.060 €	153.824 €	-97.089 €	-24.272 €	-72.816 €	81.008 €
3		59.974 €	2.122 €	153.824 €	-95.972 €	-23.993 €	-71.979 €	81.846 €
4		61.177 €	2.185 €	153.824 €	-94.833 €	-23.708 €	-71.125 €	82.700 €
5	12.236 €	62.403 €	2.251 €		60.152 €	15.038 €	45.114 €	32.878 €
6		63.654 €	2.319 €		61.336 €	15.334 €	46.002 €	46.002 €
7		64.930 €	2.388 €		62.542 €	15.636 €	46.907 €	46.907 €
8		66.232 €	2.460 €		63.773 €	15.943 €	47.829 €	47.829 €
9		67.560 €	2.534 €		65.027 €	16.257 €	48.770 €	48.770 €
10		68.915 €	2.610 €		66.305 €	16.576 €	49.729 €	49.729 €
11		70.297 €	2.688 €		67.609 €	16.902 €	50.707 €	50.707 €
12		71.706 €	2.768 €		68.938 €	17.234 €	51.703 €	51.703 €
13		73.144 €	2.852 €		70.293 €	17.573 €	52.720 €	52.720 €
14		74.611 €	2.937 €		71.674 €	17.918 €	53.755 €	53.755 €
15		76.107 €	3.025 €		73.082 €	18.271 €	54.812 €	54.812 €

Valor Actualizado Líquido

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Taxa i	7%
--------	----

VAL	-68.514,93 €
------------	---------------------

Taxa Interna de Rentabilidade

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

TIR	4,987%
------------	---------------

Estudo Económico - Opção 2

Custo dos Inversores	64.776 €
Manutenção e Operação	2.000 €
Inflação (i)	3%
IRC	25%

Ano	Investimento	Venda de Energia	Custo	Amortização	Rendimentos sem IRC	IRC	Resultado Líquido	Cash Flows
0	642.181 €							-642.181 €
1		57.252 €	2.000 €	160.545 €	-105.294 €	-26.323 €	-78.970 €	81.575 €
2		60.615 €	2.060 €	160.545 €	-101.990 €	-25.497 €	-76.492 €	84.053 €
3		61.935 €	2.122 €	160.545 €	-100.732 €	-25.183 €	-75.549 €	84.996 €
4		63.284 €	2.185 €	160.545 €	-99.447 €	-24.862 €	-74.585 €	85.960 €
5	15.019 €	64.662 €	2.251 €		62.411 €	15.603 €	46.808 €	31.789 €
6		66.070 €	2.319 €		63.751 €	15.938 €	47.813 €	47.813 €
7		67.508 €	2.388 €		65.120 €	16.280 €	48.840 €	48.840 €
8		68.978 €	2.460 €		66.519 €	16.630 €	49.889 €	49.889 €
9		70.480 €	2.534 €		67.947 €	16.987 €	50.960 €	50.960 €
10		72.015 €	2.610 €		69.406 €	17.351 €	52.054 €	52.054 €
11		73.583 €	2.688 €		70.896 €	17.724 €	53.172 €	53.172 €
12		75.186 €	2.768 €		72.417 €	18.104 €	54.313 €	54.313 €
13		76.499 €	2.852 €		73.647 €	18.412 €	55.235 €	55.235 €
14		77.834 €	2.937 €		74.897 €	18.724 €	56.173 €	56.173 €
15		79.193 €	3.025 €		76.168 €	19.042 €	57.126 €	57.126 €

Valor Actualizado Líquido

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Taxa i	7%
--------	----

VAL	-74.622,14 €
------------	---------------------

Taxa Interna de Rentabilidade

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

TIR	4,904%
------------	---------------

Estudo Económico - Opção 3

Custo dos Inversores	64.776 €
Manutenção e Operação	2.000 €
Inflação (i)	3%
IRC	25%

Ano	Investimento	Venda de Energia	Custo	Amortização	Rendimentos sem IRC	IRC	Resultado Líquido	Cash Flows
0	621.451 €							-621.451 €
1		56.100 €	2.000 €	155.363 €	-101.263 €	-25.316 €	-75.947 €	79.416 €
2		59.280 €	2.060 €	155.363 €	-98.143 €	-24.536 €	-73.607 €	81.756 €
3		60.468 €	2.122 €	155.363 €	-97.016 €	-24.254 €	-72.762 €	82.601 €
4		61.680 €	2.185 €	155.363 €	-95.868 €	-23.967 €	-71.901 €	83.462 €
5	15.019 €	62.917 €	2.251 €		60.666 €	15.166 €	45.499 €	30.481 €
6		64.178 €	2.319 €		61.860 €	15.465 €	46.395 €	46.395 €
7		65.465 €	2.388 €		63.077 €	15.769 €	47.308 €	47.308 €
8		66.777 €	2.460 €		64.318 €	16.079 €	48.238 €	48.238 €
9		68.116 €	2.534 €		65.583 €	16.396 €	49.187 €	49.187 €
10		69.482 €	2.610 €		66.873 €	16.718 €	50.154 €	50.154 €
11		70.875 €	2.688 €		68.187 €	17.047 €	51.141 €	51.141 €
12		72.296 €	2.768 €		69.528 €	17.382 €	52.146 €	52.146 €
13		73.746 €	2.852 €		70.895 €	17.724 €	53.171 €	53.171 €
14		75.225 €	2.937 €		72.288 €	18.072 €	54.216 €	54.216 €
15		76.733 €	3.025 €		73.708 €	18.427 €	55.281 €	55.281 €

Valor Actualizado Líquido

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Taxa i	7%
--------	----

VAL	-71.713,05 €
------------	---------------------

Taxa Interna de Rentabilidade

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

TIR	4,914%
------------	---------------

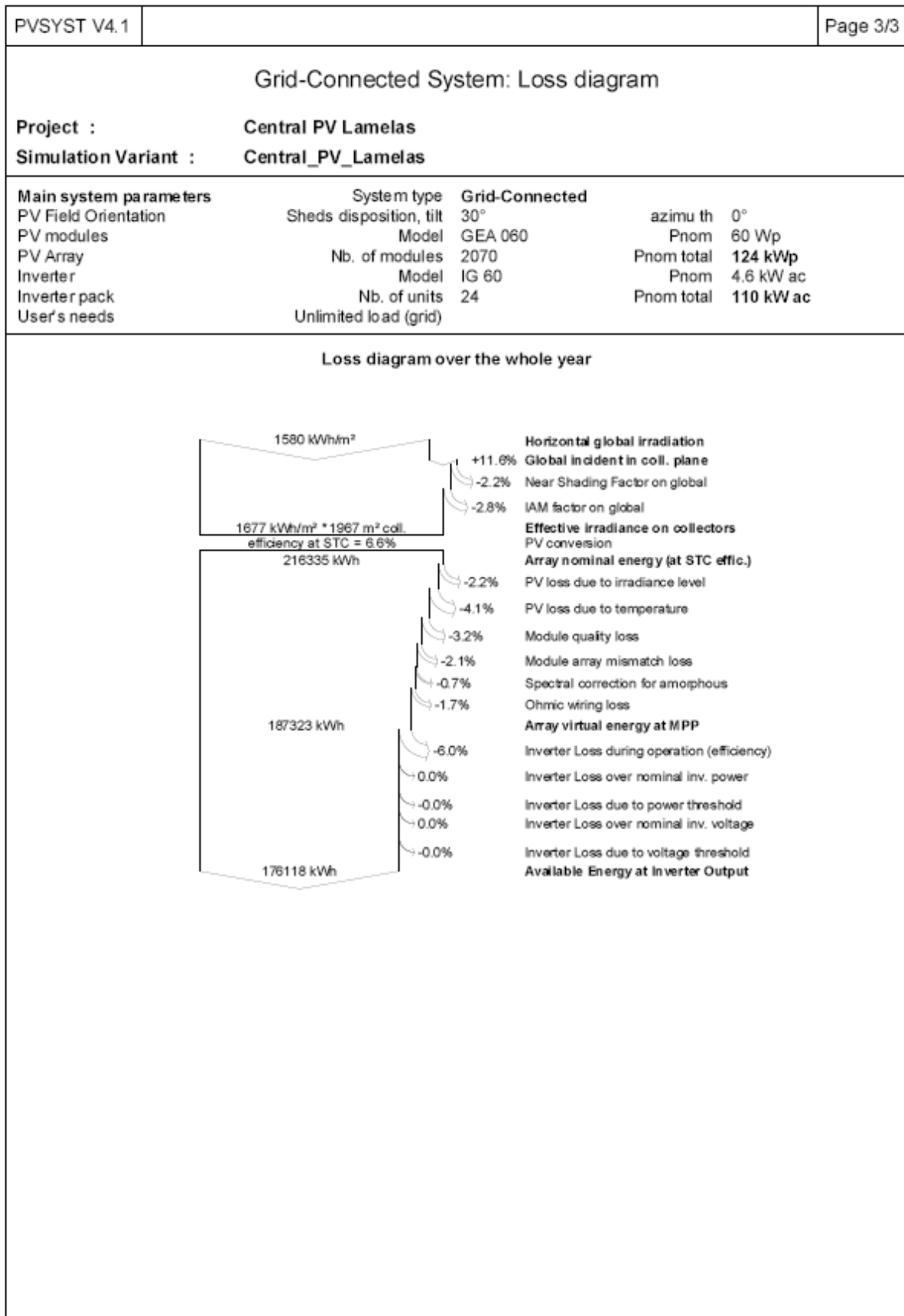
Central de Lamelas

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41.1N	Longitude	6.5°W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0.20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 09h53		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°	
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	0.99 m	
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m	
Shading limit angle	Gamma 13.01 °	Occupation Ratio	33.0 %	
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module a-Si:H single	Model GEA 060			
	Manufacturer Kaneka			
Number of PV modules	In series 5 modules	In parallel	414 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 2070	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	119 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 317 V	I m pp	375 A	
Total area	Module area 1967 m ²			
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m ² K	kv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s		
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT 45 °C		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC	
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
System Parameter				
	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model IG 60			
	Manufacturer Fronius			
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC	
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Central de Lamelas

PVSYST V4.1		Page 2/3						
Grid-Connected System: Main results								
Project :	Central PV Lamelas							
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas							
Main system parameters	System type	Grid-Connected						
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°						
PV modules	Model	GEA 060 Pnom 60 Wp						
PV Array	Nb. of modules	2070 Pnom total 124 kWp						
Inverter	Model	IG 60 Pnom 4,6 kW ac						
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac						
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production	Produced Energy	176 MWh/year						
	Performance Ratio PR	Specific 1418 kWh/kWp/year 80.4 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>								
Central_PV_Lamelas Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	59.7	7.60	91.8	87.2	9833	9239	5.44	5.12
February	73.1	9.50	96.4	91.7	10424	9796	5.50	5.17
March	129.7	12.80	158.6	151.0	17196	16177	5.51	5.19
April	147.6	13.50	156.6	148.5	17083	16069	5.54	5.21
May	189.2	16.70	185.5	175.9	19933	18742	5.46	5.14
June	208.4	21.50	197.3	187.4	20763	19528	5.35	5.03
July	218.0	23.60	208.5	198.4	21686	20389	5.29	4.97
August	198.5	23.90	206.2	196.6	21382	20105	5.27	4.96
September	147.6	20.20	173.8	165.8	18312	17222	5.36	5.04
October	101.0	16.10	132.7	126.3	14143	13304	5.42	5.10
November	60.0	10.90	85.0	80.4	8982	8433	5.37	5.04
December	47.1	8.00	71.5	68.1	7584	7114	5.39	5.06
Year	1579.9	15.39	1764.0	1677.3	187322	176118	5.40	5.08
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output				
	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				

Central de Lamelas



Painel Suntech STP 200

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41,1N	Longitude	6,5W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0,20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 10h11		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°	
Sheds	Pitch 3,00 m	Collector width	1,48 m	
Inactive band	Top 0,00 m	Bottom	0,00 m	
Shading limit angle	Gamma 23,30 °	Occupation Ratio	49,3 %	
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module Si-poly	Model STP 200-18/Ub			
	Manufacturer Suntech			
Number of PV modules	In series 9 modules	In parallel	69 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 621	Unit Nom. Power	200 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	112 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 217 V	I m pp	515 A	
Total area	Module area 913 m ²			
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const) 29,0 W/m ² K	kv (wind) 0,0 W/m ² K / m/s		
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT 45 °C		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 13,5 mOhm	Loss Fraction	3,0 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0,7 V	Loss Fraction	0,3 % at STC	
Module Quality Loss		Loss Fraction	3,0 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2,0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0,05	
System Parameter				
	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model IG 60			
	Manufacturer Fronius			
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4,6 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110,4 kW AC	
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Painel Suntech STP 200

PVSYST V4.1		Page 2/3																																																																																																																																							
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																									
Project : Central PV Lamelas Simulation Variant : Central_PV_Lamelas																																																																																																																																									
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Main system parameters</td> <td style="width: 33%;">System type</td> <td style="width: 34%;">Grid-Connected</td> </tr> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>Sheds disposition, tilt</td> <td>30° azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>STP 200-18/Ub Pnom 200 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>621 Pnom total 124 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG 60 Pnom 4.6 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>24 Pnom total 110 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> </tr> </table>			Main system parameters	System type	Grid-Connected	PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°	PV modules	Model	STP 200-18/Ub Pnom 200 Wp	PV Array	Nb. of modules	621 Pnom total 124 kWp	Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																			
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																																																																																																																							
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°																																																																																																																																							
PV modules	Model	STP 200-18/Ub Pnom 200 Wp																																																																																																																																							
PV Array	Nb. of modules	621 Pnom total 124 kWp																																																																																																																																							
Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac																																																																																																																																							
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac																																																																																																																																							
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																								
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Main simulation results</td> <td style="width: 33%;">Produced Energy</td> <td style="width: 34%;">164 MWh/year</td> </tr> <tr> <td>System Production</td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>74.7 % Specific 1318 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>			Main simulation results	Produced Energy	164 MWh/year	System Production	Performance Ratio PR	74.7 % Specific 1318 kWh/kWp/year																																																																																																																																	
Main simulation results	Produced Energy	164 MWh/year																																																																																																																																							
System Production	Performance Ratio PR	74.7 % Specific 1318 kWh/kWp/year																																																																																																																																							
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>																																																																																																																																									
Central_PV_Lamelas Balances and main results																																																																																																																																									
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor</th> <th>T Amb</th> <th>GlobInc</th> <th>GlobEff</th> <th>EArray</th> <th>EOutInv</th> <th>EffArrR</th> <th>EffSysR</th> </tr> <tr> <th></th> <th>kWh/m²</th> <th>°C</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>%</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>59.7</td><td>7.60</td><td>91.8</td><td>84.6</td><td>9279</td><td>8715</td><td>11.07</td><td>10.40</td></tr> <tr><td>February</td><td>73.1</td><td>9.50</td><td>96.4</td><td>90.4</td><td>9785</td><td>9193</td><td>11.12</td><td>10.44</td></tr> <tr><td>March</td><td>129.7</td><td>12.80</td><td>158.6</td><td>149.6</td><td>16139</td><td>15185</td><td>11.15</td><td>10.49</td></tr> <tr><td>April</td><td>147.6</td><td>13.50</td><td>155.6</td><td>146.9</td><td>15726</td><td>14792</td><td>11.00</td><td>10.34</td></tr> <tr><td>May</td><td>189.2</td><td>16.70</td><td>185.5</td><td>174.1</td><td>18322</td><td>17228</td><td>10.82</td><td>10.17</td></tr> <tr><td>June</td><td>208.4</td><td>21.50</td><td>197.3</td><td>185.8</td><td>19123</td><td>17980</td><td>10.62</td><td>9.99</td></tr> <tr><td>July</td><td>218.0</td><td>23.60</td><td>208.5</td><td>196.9</td><td>19997</td><td>18806</td><td>10.50</td><td>9.88</td></tr> <tr><td>August</td><td>198.5</td><td>23.90</td><td>205.2</td><td>195.2</td><td>19821</td><td>18643</td><td>10.53</td><td>9.90</td></tr> <tr><td>September</td><td>147.6</td><td>20.20</td><td>173.8</td><td>164.5</td><td>17102</td><td>16087</td><td>10.78</td><td>10.14</td></tr> <tr><td>October</td><td>101.0</td><td>16.10</td><td>132.7</td><td>124.8</td><td>13331</td><td>12540</td><td>11.00</td><td>10.35</td></tr> <tr><td>November</td><td>60.0</td><td>10.90</td><td>85.0</td><td>78.6</td><td>8448</td><td>7928</td><td>10.88</td><td>10.21</td></tr> <tr><td>December</td><td>47.1</td><td>8.00</td><td>71.5</td><td>65.3</td><td>7074</td><td>6532</td><td>10.83</td><td>10.16</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1579.9</td><td>15.39</td><td>1764.0</td><td>1655.8</td><td>174146</td><td>163740</td><td>10.81</td><td>10.17</td></tr> </tbody> </table>				GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR		kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%	January	59.7	7.60	91.8	84.6	9279	8715	11.07	10.40	February	73.1	9.50	96.4	90.4	9785	9193	11.12	10.44	March	129.7	12.80	158.6	149.6	16139	15185	11.15	10.49	April	147.6	13.50	155.6	146.9	15726	14792	11.00	10.34	May	189.2	16.70	185.5	174.1	18322	17228	10.82	10.17	June	208.4	21.50	197.3	185.8	19123	17980	10.62	9.99	July	218.0	23.60	208.5	196.9	19997	18806	10.50	9.88	August	198.5	23.90	205.2	195.2	19821	18643	10.53	9.90	September	147.6	20.20	173.8	164.5	17102	16087	10.78	10.14	October	101.0	16.10	132.7	124.8	13331	12540	11.00	10.35	November	60.0	10.90	85.0	78.6	8448	7928	10.88	10.21	December	47.1	8.00	71.5	65.3	7074	6532	10.83	10.16	Year	1579.9	15.39	1764.0	1655.8	174146	163740	10.81	10.17
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR																																																																																																																																	
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%																																																																																																																																	
January	59.7	7.60	91.8	84.6	9279	8715	11.07	10.40																																																																																																																																	
February	73.1	9.50	96.4	90.4	9785	9193	11.12	10.44																																																																																																																																	
March	129.7	12.80	158.6	149.6	16139	15185	11.15	10.49																																																																																																																																	
April	147.6	13.50	155.6	146.9	15726	14792	11.00	10.34																																																																																																																																	
May	189.2	16.70	185.5	174.1	18322	17228	10.82	10.17																																																																																																																																	
June	208.4	21.50	197.3	185.8	19123	17980	10.62	9.99																																																																																																																																	
July	218.0	23.60	208.5	196.9	19997	18806	10.50	9.88																																																																																																																																	
August	198.5	23.90	205.2	195.2	19821	18643	10.53	9.90																																																																																																																																	
September	147.6	20.20	173.8	164.5	17102	16087	10.78	10.14																																																																																																																																	
October	101.0	16.10	132.7	124.8	13331	12540	11.00	10.35																																																																																																																																	
November	60.0	10.90	85.0	78.6	8448	7928	10.88	10.21																																																																																																																																	
December	47.1	8.00	71.5	65.3	7074	6532	10.83	10.16																																																																																																																																	
Year	1579.9	15.39	1764.0	1655.8	174146	163740	10.81	10.17																																																																																																																																	
<table style="width:100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <tr> <td style="width: 25%;">Legends:</td> <td style="width: 25%;">GlobHor</td> <td style="width: 25%;">Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 25%;">EArray</td> <td style="width: 25%;">Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td></td> <td>T Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>EOutInv</td> <td>Available Energy at Inverter Output</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>EffArrR</td> <td>Effic. Eout array / rough area</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> <td>EffSysR</td> <td>Effic. Eout system / rough area</td> </tr> </table>			Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array		T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output		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																																																																																																																			
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																					
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output																																																																																																																																					
	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																																																																																																																																					

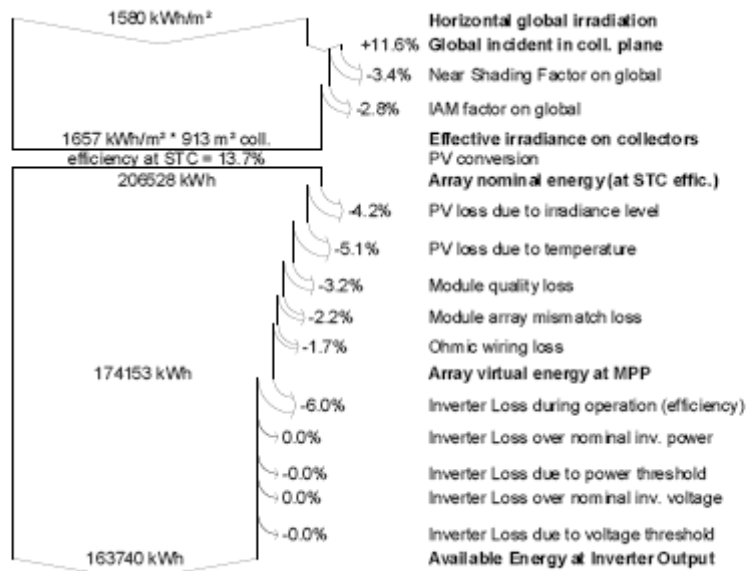
Painel Suntech STP 200

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Central PV Lamelas
Simulation Variant : Central_PV_Lamelas

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimu th 0°
PV modules	Model	STP 200-18/Ub	Pnom 200 Wp
PV Array	Nb. of modules	621	Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60	Pnom 4.6 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	24	Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



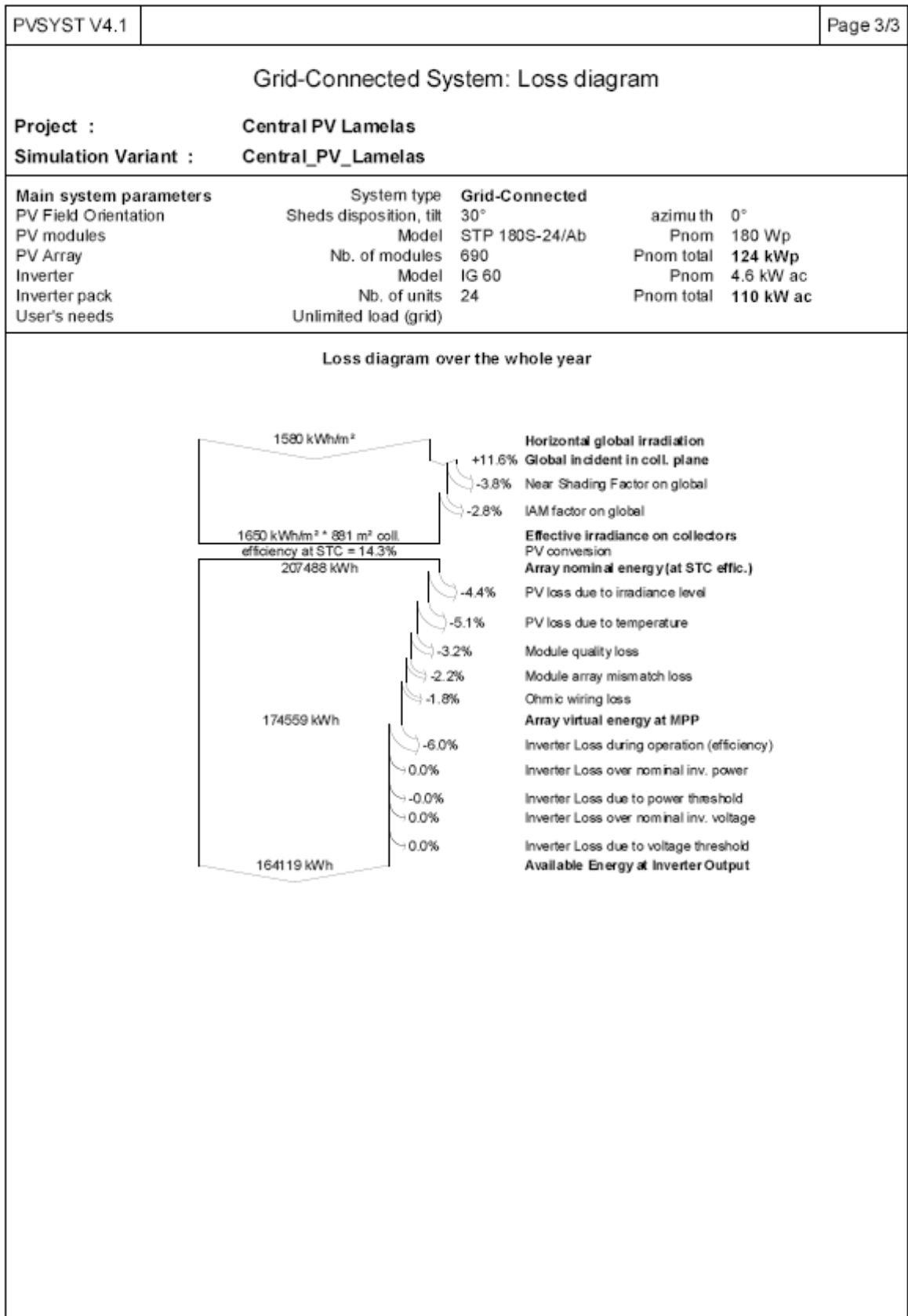
Painel Suntech STP 180

PVSYST V4.1		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Central PV Lamelas		
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.11N	Longitude	6.5W
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data		
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas		
	Simulation date	16/06/08 10h14	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	1.58 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 25.83 °	Occupation Ratio	52.7 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module Si-mono	Model STP 180S-24/Ab		
	Manufacturer Suntech		
Number of PV modules	In series 10 modules	In parallel	69 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 690	Unit Nom. Power	180 Wp
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	113 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 327 V	I m pp	345 A
Total area	Module area 881 m²		
PV Array loss factors			
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m²K	kv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 31.3 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter			
	System type	Grid-Connected System	
Inverter	Model IG 60		
	Manufacturer Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Painel Suntech STP 180

PVSYST V4.1		Page 2/3						
Grid-Connected System: Main results								
Project :	Central PV Lamelas							
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas							
Main system parameters	System type	Grid-Connected						
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°						
PV modules	Model	STP 180S-24/Ab Pnom 180 Wp						
PV Array	Nb. of modules	690 Pnom total 124 kWp						
Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac						
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac						
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production	Produced Energy 164 MWh/year	Specific 1321 kWh/kWp/year						
	Performance Ratio PR	74.9 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>								
Central_PV_Lamelas Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	59.7	7.60	91.8	83.4	9209	8648	11.39	10.69
February	73.1	9.50	96.4	90.1	9810	9217	11.55	10.85
March	129.7	12.80	158.6	149.3	16201	15242	11.60	10.91
April	147.6	13.50	156.6	146.4	15780	14842	11.44	10.76
May	189.2	16.70	185.5	173.7	18396	17298	11.26	10.59
June	208.4	21.50	197.3	185.4	19203	18065	11.05	10.40
July	218.0	23.60	208.5	196.5	20093	18896	10.94	10.29
August	198.5	23.90	205.2	194.8	19917	18732	10.97	10.31
September	147.6	20.20	173.8	164.2	17176	16157	11.22	10.55
October	101.0	16.10	132.7	124.4	13361	12568	11.43	10.75
November	60.0	10.90	85.0	77.9	8428	7908	11.25	10.56
December	47.1	8.00	71.5	64.0	6883	6546	11.08	10.39
Year	1579.9	15.39	1764.0	1649.9	174557	164119	11.23	10.56
<p style="font-size: small;">Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array</p> <p style="font-size: small;">T Amb Ambient Temperature EOutInv Available Energy at Inverter Output</p> <p style="font-size: small;">GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area</p> <p style="font-size: small;">GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area</p>								

Painel Suntech STP 180



Painel Sanyo HIP 200

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41,1N	Longitude	6,5W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0,20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 10h16		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°	
Sheds	Pitch 3,00 m	Collector width	1,57 m	
Inactive band	Top 0,00 m	Bottom	0,00 m	
Shading limit angle	Gamma 25,57 °	Occupation Ratio	52,3 %	
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module HIT	Model HIP-200 NHE1			
	Manufacturer Sanyo			
Number of PV modules	In series 9 modules	In parallel	69 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules 621	Unit Nom. Power	200 Wp	
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	114 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 325 V	I m pp	350 A	
Total area	Module area 778 m ²			
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const) 29,0 W/m ² K	kv (wind) 0,0 W/m ² K / m/s		
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT 45 °C		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 29,6 mOhm	Loss Fraction	3,0 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0,7 V	Loss Fraction	0,2 % at STC	
Module Quality Loss		Loss Fraction	3,0 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2,0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0,05	
System Parameter				
	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model IG 60			
	Manufacturer Fronius			
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4,6 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110,4 kW AC	
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Painel Sanyo HIP 200

PVSYST V4.1		Page 2/3						
Grid-Connected System: Main results								
Project :	Central PV Lamelas							
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas							
Main system parameters	System type	Grid-Connected						
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°						
PV modules	Model	HIP-200 NHE1 Pnom 200 Wp						
PV Array	Nb. of modules	621 Pnom total 124 kWp						
Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac						
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac						
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results	System Production	Produced Energy 167 MWh/year						
	Performance Ratio PR	76.3 %						
		Specific 1345 kWh/kWp/year						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>								
Central_PV_Lamelas Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	59.7	7.60	91.8	83.5	9290	8725	13.01	12.22
February	73.1	9.50	96.4	90.1	9919	9320	13.22	12.43
March	129.7	12.80	158.6	149.3	16433	15461	13.32	12.53
April	147.6	13.50	156.6	146.5	16023	15072	13.15	12.37
May	189.2	16.70	185.5	173.7	18717	17600	12.97	12.19
June	208.4	21.50	197.3	185.4	19637	18472	12.79	12.04
July	218.0	23.60	208.5	196.6	20575	19348	12.68	11.93
August	198.5	23.90	205.2	194.8	20401	19189	12.72	11.96
September	147.6	20.20	173.8	164.2	17530	16489	12.96	12.19
October	101.0	16.10	132.7	124.4	13590	12784	13.16	12.38
November	60.0	10.90	85.0	78.0	8518	7995	12.88	12.08
December	47.1	8.00	71.5	64.2	7040	6601	12.65	11.86
Year	1579.9	15.39	1764.0	1650.7	177674	167055	12.95	12.17
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output				
	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				

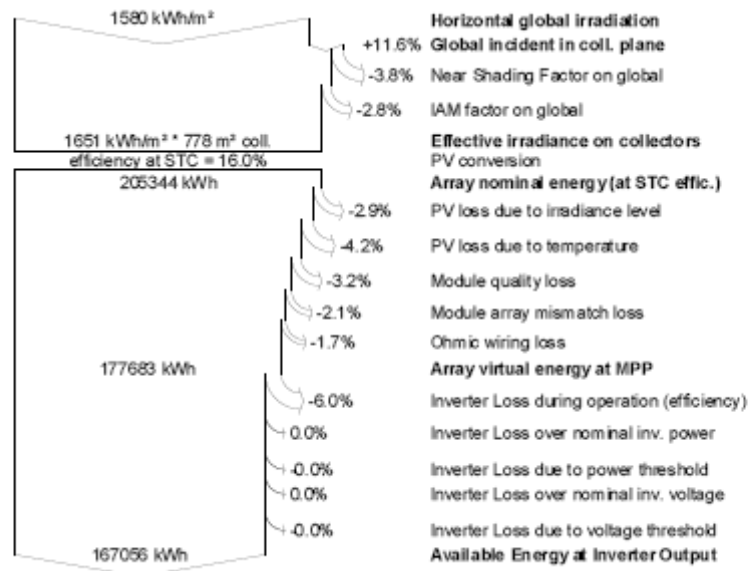
Painel Sanyo HIP 200

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Central PV Lamelas
Simulation Variant : Central_PV_Lamelas

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimu th 0°
PV modules	Model	HIP-200 NHE1	Pnom 200 Wp
PV Array	Nb. of modules	621	Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60	Pnom 4.6 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	24	Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Painel Mitsubishi MA-100 / Opção 1

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41.1°N	Longitude	6.5°W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0.20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 10h08		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch	3.00 m	Collector width	1.41 m
Inactive band	Top	0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma	21.62°	Occupation Ratio	47.0 %
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	a-Si:H single	Model	MA 100	
		Manufacturer	Mitsubishi Heavy	
Number of PV modules		In series	3 modules	In parallel 414 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1242	Unit Nom. Power 100 Wp
Array global power		Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond. 115 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	286 V	I m pp 403 A
Total area		Module area	1944 m ²	
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const)	29.0 W/m ² K	kv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C,		wind 1 m/s)	NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	22.8 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model	IG 60		
	Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	24 units	Total Power	110.4 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)			

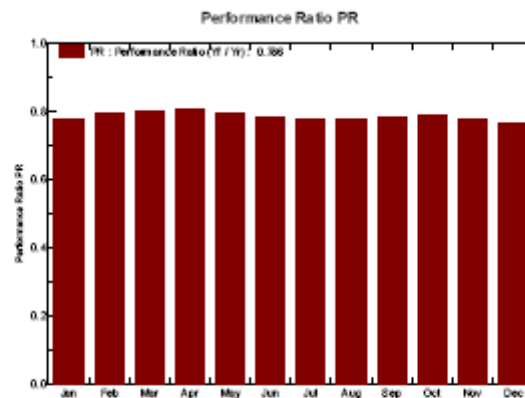
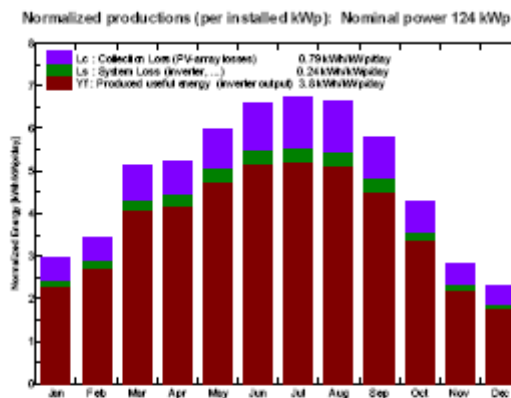
Painel Mitsubishi MA-100 / Opção 1

Grid-Connected System: Main results

Project : Central PV Lamelas
Simulation Variant : Central_PV_Lamelas

Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimu th 0°
PV modules	Model	MA 100	Pnom 100 Wp
PV Array	Nb. of modules	1242	Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60	Pnom 4.6 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	24	Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	172 MWh/year	Specific 1386 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	78.6 %	

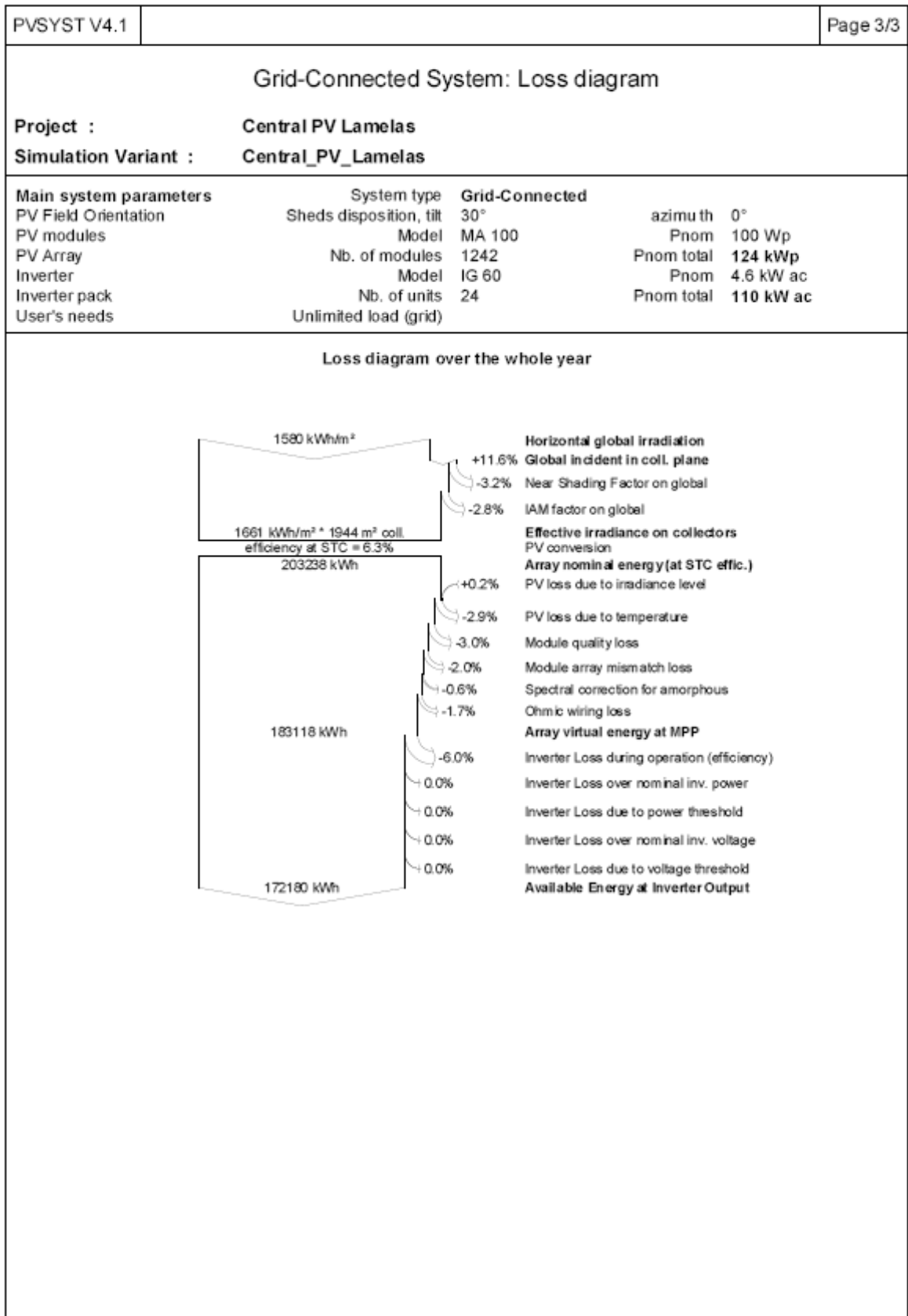


Central_PV_Lamelas Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	59.7	7.60	91.8	85.3	9438	8866	5.29	4.97
February	73.1	9.50	96.4	90.7	10145	9533	5.41	5.09
March	129.7	12.80	158.6	149.8	16740	15750	5.43	5.11
April	147.6	13.50	156.6	147.1	16644	15657	5.47	5.14
May	189.2	16.70	185.5	174.4	19491	18329	5.41	5.08
June	208.4	21.50	197.3	186.0	20418	19207	5.32	5.01
July	218.0	23.60	208.5	197.1	21367	20093	5.27	4.96
August	198.5	23.90	206.2	195.4	21061	19806	5.25	4.94
September	147.6	20.20	173.8	164.7	17970	16904	5.32	5.00
October	101.0	16.10	132.7	125.1	13844	13024	5.37	5.05
November	60.0	10.90	85.0	79.0	8739	8204	5.29	4.96
December	47.1	8.00	71.5	65.9	7262	6809	5.22	4.90
Year	1579.9	15.39	1764.0	1660.6	183118	172180	5.34	5.02

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

Painel Mitsubishi MA-100 / Opção 1



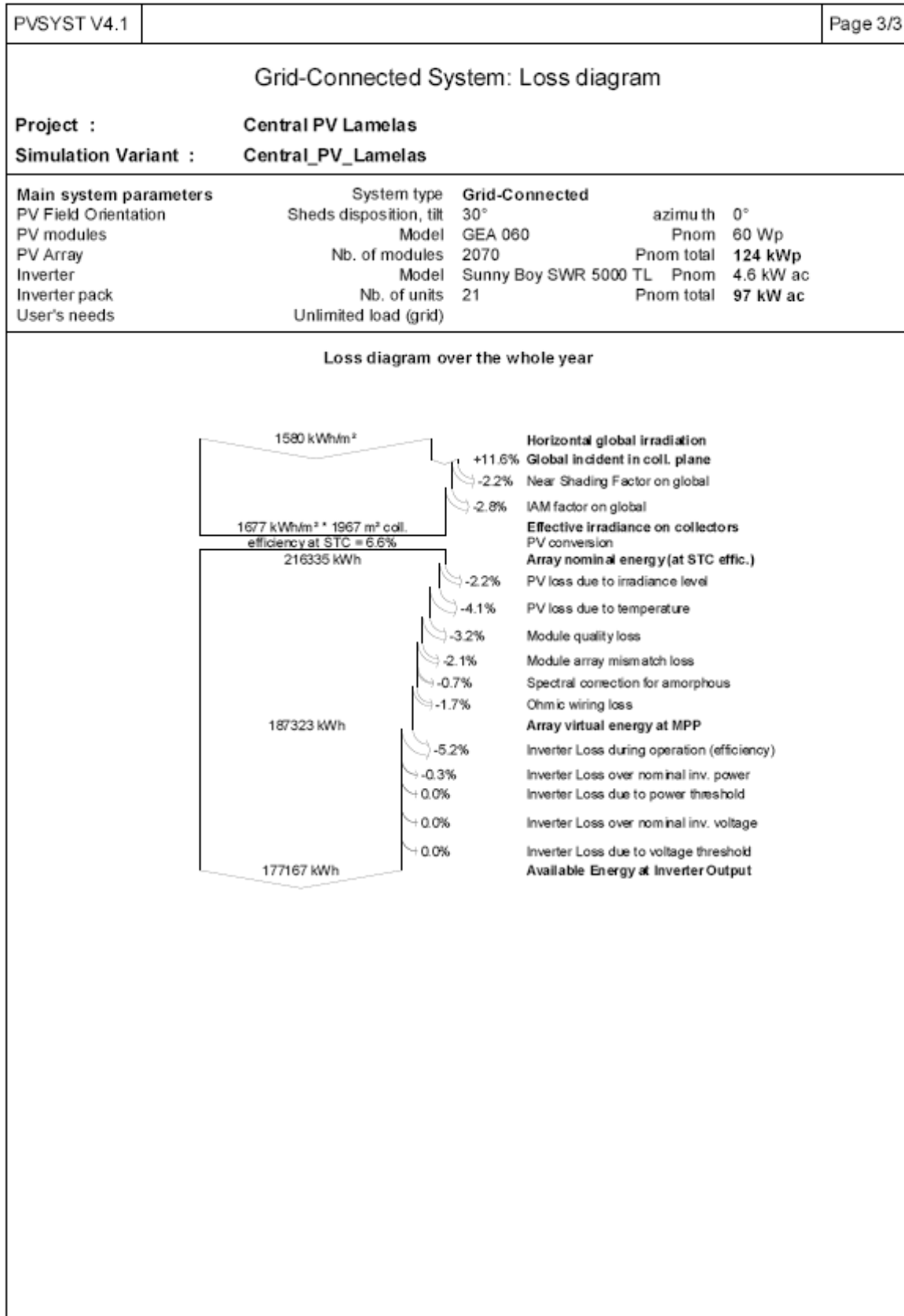
Opção 2

PVSYST V4.1		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Central PV Lamelas		
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1N	Longitude	6.5W
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data		
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas		
	Simulation date	16/06/08 10h18	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	0.99 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 13.01 °	Occupation Ratio	33.0 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	a-Si:H single	Model	GEA 060
		Manufacturer	Kaneka
Number of PV modules		In series	5 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	2070
Array global power		Nominal (STC)	124 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	317 V
Total area		Module area	1967 m²
PV Array loss factors			
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter			
	System type	Grid-Connected System	
Inverter	Model	Sunny Boy SWR 5000 TL	
	Manufacturer	SMA	
Inverter Characteristics	Operating Voltage 125-600 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 21 units	Total Power	96.6 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Opção 2

PVSYST V4.1		Page 2/3						
Grid-Connected System: Main results								
Project :	Central PV Lamelas							
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas							
Main system parameters	System type	Grid-Connected						
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°						
PV modules	Model	GEA 060 Pnom 60 Wp						
PV Array	Nb. of modules	2070 Pnom total 124 kWp						
Inverter	Model	Sunny Boy SWR 5000 TL Pnom 4.6 kW ac						
Inverter pack	Nb. of units	21 Pnom total 97 kW ac						
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results	System Production	Produced Energy 177 MWh/year						
	Performance Ratio PR	80.9 %						
		Specific 1426 kWh/kWp/year						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>								
<p>Central_PV_Lamelas</p> <p>Balances and main results</p>								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	59.7	7.60	91.8	87.2	9833	9313	5.44	5.16
February	73.1	9.50	96.4	91.7	10422	9873	5.50	5.21
March	129.7	12.80	158.6	151.0	17168	16289	5.50	5.22
April	147.6	13.50	155.6	148.5	17070	16193	5.54	5.25
May	189.2	16.70	185.5	175.9	19869	18837	5.44	5.16
June	208.4	21.50	197.3	187.4	20730	19660	5.34	5.07
July	218.0	23.60	208.5	198.4	21585	20464	5.26	4.99
August	198.5	23.90	205.2	196.6	21268	20172	5.24	4.97
September	147.6	20.20	173.8	165.8	18242	17304	5.34	5.06
October	101.0	16.10	132.7	126.3	14135	13409	5.41	5.14
November	60.0	10.90	85.0	80.4	8982	8497	5.37	5.08
December	47.1	8.00	71.5	68.1	7575	7156	5.38	5.09
Year	1579.9	15.39	1764.0	1677.3	186877	177167	5.39	5.11
<p>Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array</p> <p>T Amb Ambient Temperature EOutInv Available Energy at Inverter Output</p> <p>GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area</p> <p>GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area</p>								

Opção 2



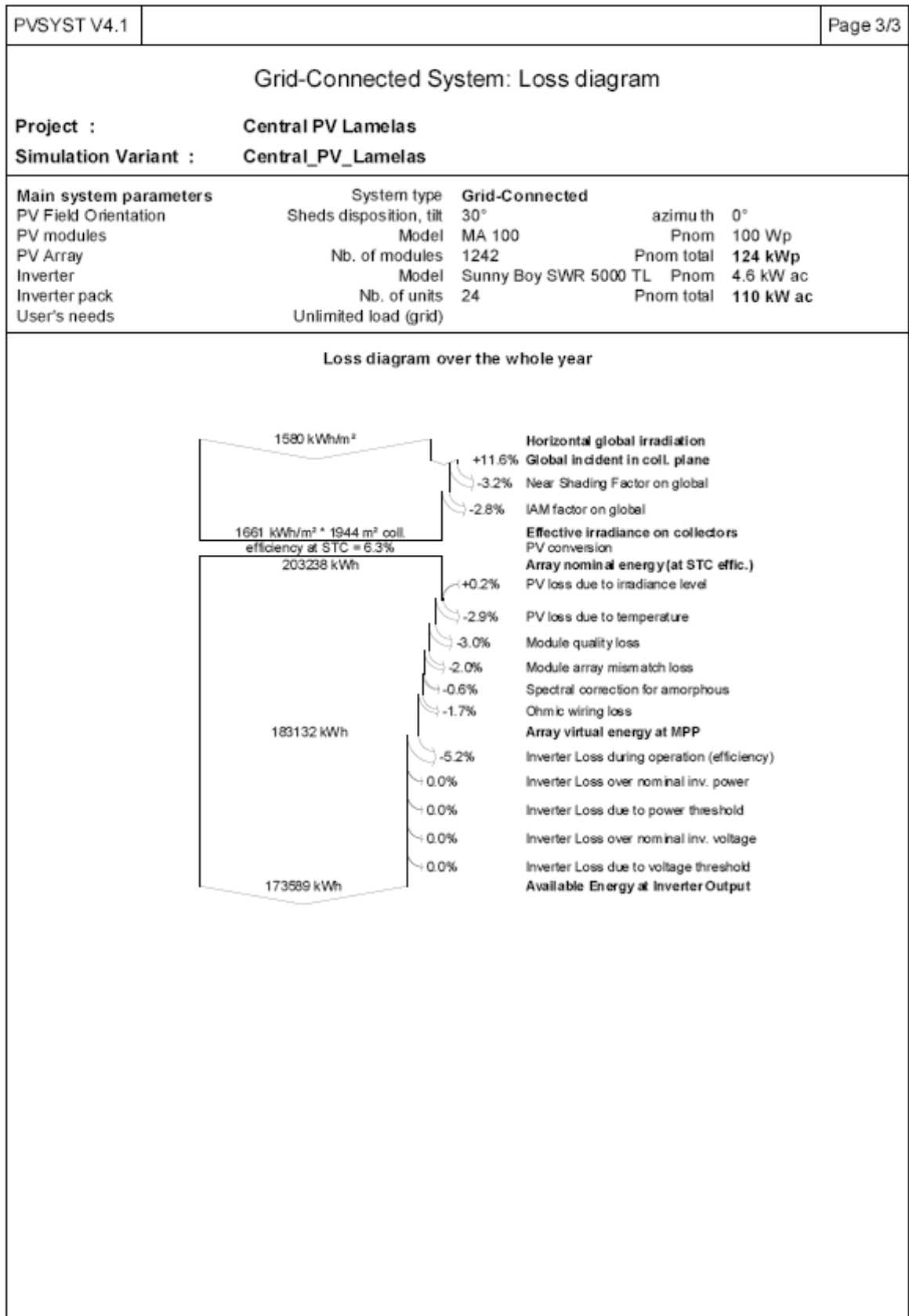
Opção 3

PVSYST V4.1		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Central PV Lamelas		
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1°N	Longitude	6.5°W
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data		
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas		
	Simulation date	18/06/08 16h26	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	1.41 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 21.62°	Occupation Ratio	47.0 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module a-Si:H single	Model MA 100		
	Manufacturer Mitsubishi Heavy		
Number of PV modules	In series 3 modules	In parallel	414 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 1242	Unit Nom. Power	100 Wp
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	115 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 286 V	I m pp	403 A
Total area	Module area 1944 m ²		
PV Array loss factors			
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m ² K	kv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 22.7 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter	System type	Grid-Connected System	
Inverter	Model	Sunny Boy SWR 5000 TL	
	Manufacturer	SMA	
Inverter Characteristics	Operating Voltage 125-600 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Opção 3

PVSYST V4.1		Page 2/3																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																
Project : Central PV Lamelas Simulation Variant : Central_PV_Lamelas																																																																																																																																
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Main system parameters</td> <td style="width: 30%;">System type</td> <td style="width: 40%;">Grid-Connected</td> </tr> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>Sheds disposition, tilt</td> <td>30° azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>MA 100 Pnom 100 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>1242 Pnom total 124 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>Sunny Boy SWR 5000 TL Pnom 4.6 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>24 Pnom total 110 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> </tr> </table>			Main system parameters	System type	Grid-Connected	PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°	PV modules	Model	MA 100 Pnom 100 Wp	PV Array	Nb. of modules	1242 Pnom total 124 kWp	Inverter	Model	Sunny Boy SWR 5000 TL Pnom 4.6 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																										
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																																																																																																														
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30° azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules	Model	MA 100 Pnom 100 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	1242 Pnom total 124 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	Sunny Boy SWR 5000 TL Pnom 4.6 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																															
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Main simulation results</td> <td style="width: 30%;">System Production</td> <td style="width: 40%;">Produced Energy 174 MWh/year</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Performance Ratio PR 79.2 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Specific 1398 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>			Main simulation results	System Production	Produced Energy 174 MWh/year			Performance Ratio PR 79.2 %			Specific 1398 kWh/kWp/year																																																																																																																					
Main simulation results	System Production	Produced Energy 174 MWh/year																																																																																																																														
		Performance Ratio PR 79.2 %																																																																																																																														
		Specific 1398 kWh/kWp/year																																																																																																																														
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div> <p style="text-align: center; font-weight: bold;">Central_PV_Lamelas Balances and main results</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align: center; font-size: small;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>T Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray kWh</th> <th>EOutInv kWh</th> <th>EffArrR %</th> <th>EffSysR %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>59.7</td><td>7.60</td><td>91.8</td><td>85.3</td><td>9438</td><td>8926</td><td>5.29</td><td>5.00</td></tr> <tr><td>February</td><td>73.1</td><td>9.50</td><td>96.4</td><td>90.7</td><td>10145</td><td>9601</td><td>5.41</td><td>5.12</td></tr> <tr><td>March</td><td>129.7</td><td>12.80</td><td>158.6</td><td>149.8</td><td>16741</td><td>15884</td><td>5.43</td><td>5.15</td></tr> <tr><td>April</td><td>147.6</td><td>13.50</td><td>155.6</td><td>147.1</td><td>16645</td><td>15788</td><td>5.47</td><td>5.18</td></tr> <tr><td>May</td><td>189.2</td><td>16.70</td><td>185.5</td><td>174.4</td><td>19493</td><td>18484</td><td>5.41</td><td>5.13</td></tr> <tr><td>June</td><td>208.4</td><td>21.50</td><td>197.3</td><td>186.0</td><td>20420</td><td>19372</td><td>5.33</td><td>5.05</td></tr> <tr><td>July</td><td>218.0</td><td>23.60</td><td>208.5</td><td>197.1</td><td>21369</td><td>20270</td><td>5.27</td><td>5.00</td></tr> <tr><td>August</td><td>198.5</td><td>23.90</td><td>205.2</td><td>195.4</td><td>21062</td><td>19988</td><td>5.25</td><td>4.99</td></tr> <tr><td>September</td><td>147.6</td><td>20.20</td><td>173.8</td><td>164.7</td><td>17972</td><td>17051</td><td>5.32</td><td>5.05</td></tr> <tr><td>October</td><td>101.0</td><td>16.10</td><td>132.7</td><td>125.1</td><td>13845</td><td>13129</td><td>5.37</td><td>5.09</td></tr> <tr><td>November</td><td>60.0</td><td>10.90</td><td>85.0</td><td>79.0</td><td>8739</td><td>8253</td><td>5.29</td><td>4.99</td></tr> <tr><td>December</td><td>47.1</td><td>8.00</td><td>71.5</td><td>65.9</td><td>7262</td><td>6845</td><td>5.22</td><td>4.92</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1579.9</td><td>15.39</td><td>1764.0</td><td>1660.6</td><td>183132</td><td>173589</td><td>5.34</td><td>5.05</td></tr> </tbody> </table> <div style="margin-top: 10px; font-size: x-small;"> <p>Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array</p> <p>T Amb Ambient Temperature EOutInv Available Energy at Inverter Output</p> <p>GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area</p> <p>GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area</p> </div>				GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %	January	59.7	7.60	91.8	85.3	9438	8926	5.29	5.00	February	73.1	9.50	96.4	90.7	10145	9601	5.41	5.12	March	129.7	12.80	158.6	149.8	16741	15884	5.43	5.15	April	147.6	13.50	155.6	147.1	16645	15788	5.47	5.18	May	189.2	16.70	185.5	174.4	19493	18484	5.41	5.13	June	208.4	21.50	197.3	186.0	20420	19372	5.33	5.05	July	218.0	23.60	208.5	197.1	21369	20270	5.27	5.00	August	198.5	23.90	205.2	195.4	21062	19988	5.25	4.99	September	147.6	20.20	173.8	164.7	17972	17051	5.32	5.05	October	101.0	16.10	132.7	125.1	13845	13129	5.37	5.09	November	60.0	10.90	85.0	79.0	8739	8253	5.29	4.99	December	47.1	8.00	71.5	65.9	7262	6845	5.22	4.92	Year	1579.9	15.39	1764.0	1660.6	183132	173589	5.34	5.05
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %																																																																																																																								
January	59.7	7.60	91.8	85.3	9438	8926	5.29	5.00																																																																																																																								
February	73.1	9.50	96.4	90.7	10145	9601	5.41	5.12																																																																																																																								
March	129.7	12.80	158.6	149.8	16741	15884	5.43	5.15																																																																																																																								
April	147.6	13.50	155.6	147.1	16645	15788	5.47	5.18																																																																																																																								
May	189.2	16.70	185.5	174.4	19493	18484	5.41	5.13																																																																																																																								
June	208.4	21.50	197.3	186.0	20420	19372	5.33	5.05																																																																																																																								
July	218.0	23.60	208.5	197.1	21369	20270	5.27	5.00																																																																																																																								
August	198.5	23.90	205.2	195.4	21062	19988	5.25	4.99																																																																																																																								
September	147.6	20.20	173.8	164.7	17972	17051	5.32	5.05																																																																																																																								
October	101.0	16.10	132.7	125.1	13845	13129	5.37	5.09																																																																																																																								
November	60.0	10.90	85.0	79.0	8739	8253	5.29	4.99																																																																																																																								
December	47.1	8.00	71.5	65.9	7262	6845	5.22	4.92																																																																																																																								
Year	1579.9	15.39	1764.0	1660.6	183132	173589	5.34	5.05																																																																																																																								

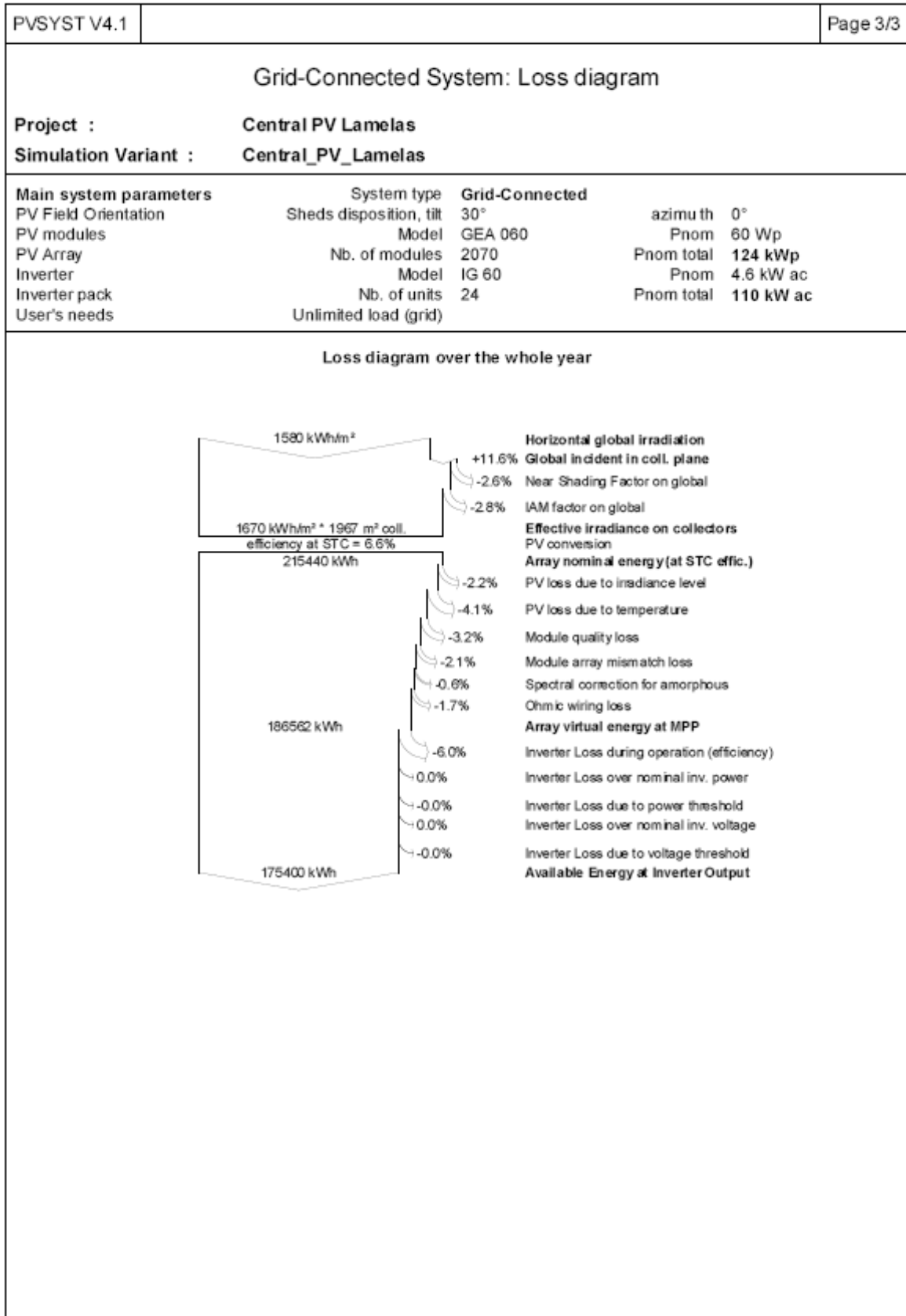
Opção 3



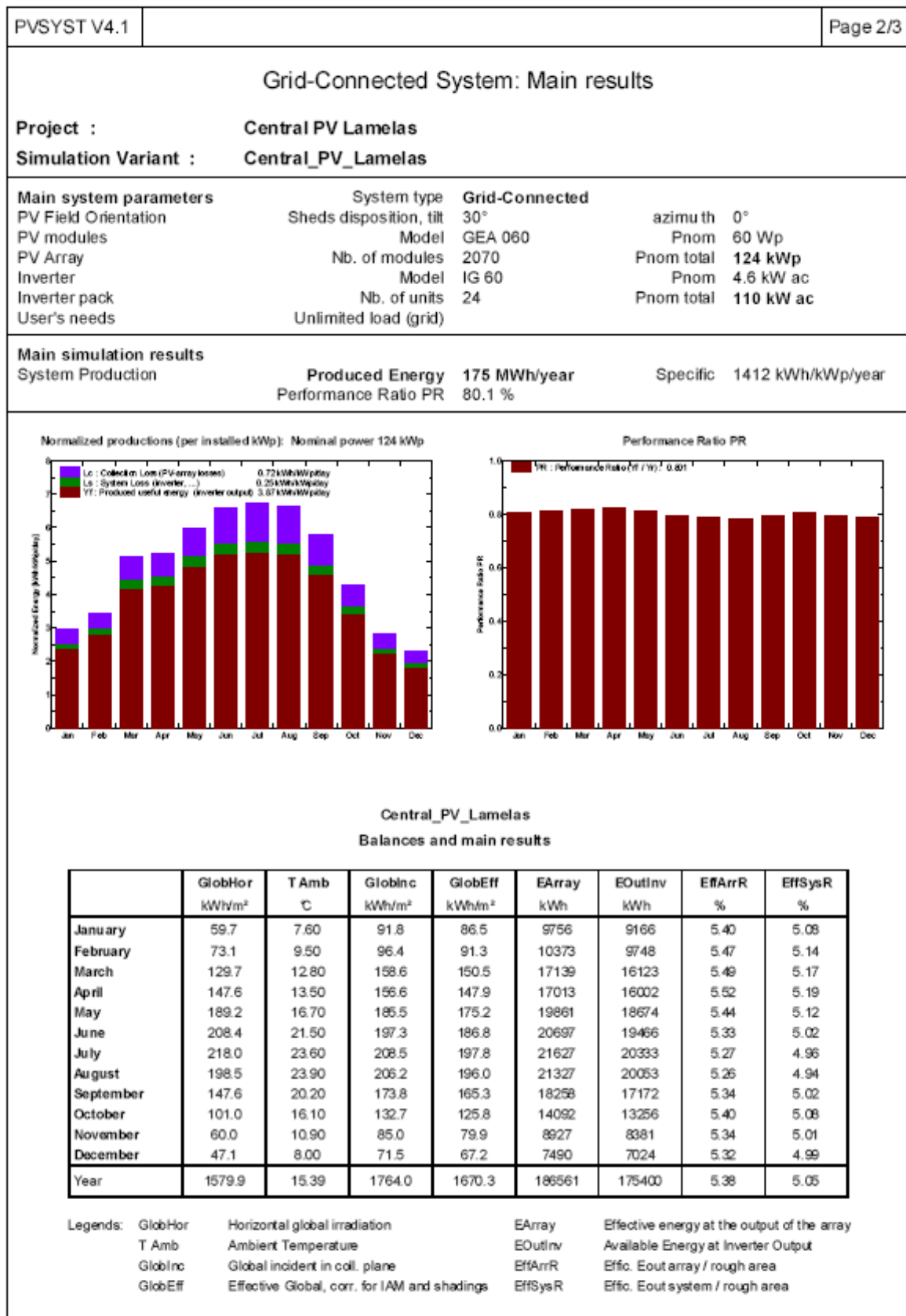
Distância entre filas 2,5m

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41.1N	Longitude	6.5W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0.20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 09h54		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°	
Sheds	Pitch 2.50 m	Collector width	0.99 m	
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m	
Shading limit angle	Gamma 16.77 °	Occupation Ratio	39.6 %	
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	a-Si:H single	Model	GEA 060	
		Manufacturer	Kaneka	
Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel 414 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	2070	Unit Nom. Power 60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond. 119 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	317 V	I m pp 375 A
Total area		Module area	1967 m²	
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC	
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
System Parameter	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model	IG 60		
	Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC	
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Distância entre filas 2,5m



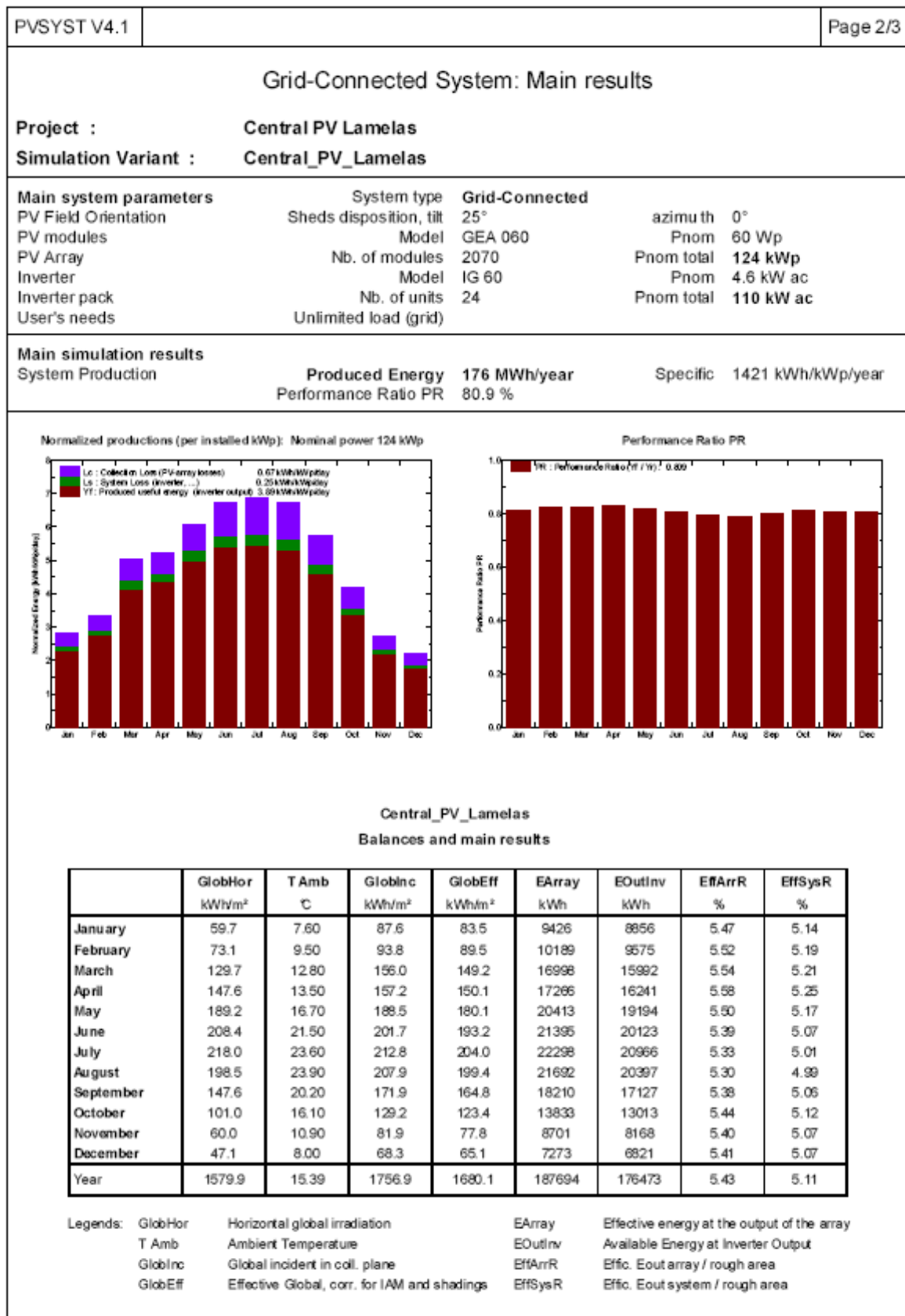
Distância entre filas 2,5m



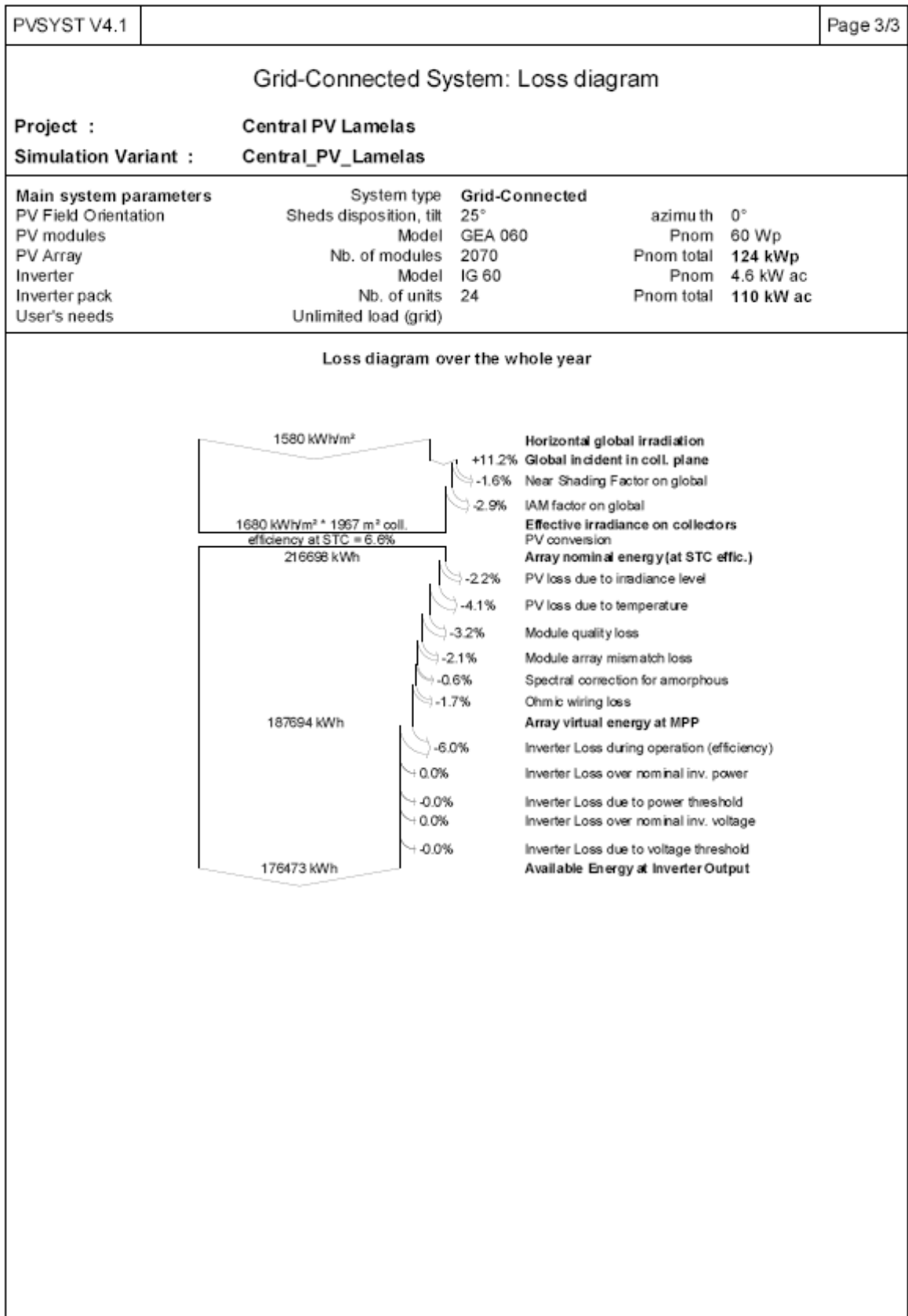
Inclinação dos painéis 25°

PVSYST V4.1		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Central PV Lamelas		
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1°N	Longitude	6.5°W
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data		
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas		
	Simulation date	16/06/08 09h59	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 25°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	0.99 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 11.25 °	Occupation Ratio	33.0 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module a-Si:H single	Model GEA 060		
	Manufacturer Kaneka		
Number of PV modules	In series 5 modules	In parallel	414 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 2070	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	119 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 317 V	I m pp	375 A
Total area	Module area 1967 m ²		
PV Array loss factors			
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m ² K	kv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter			
	System type	Grid-Connected System	
Inverter	Model IG 60		
	Manufacturer Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Inclinação dos painéis 25°



Inclinação dos painéis 25°



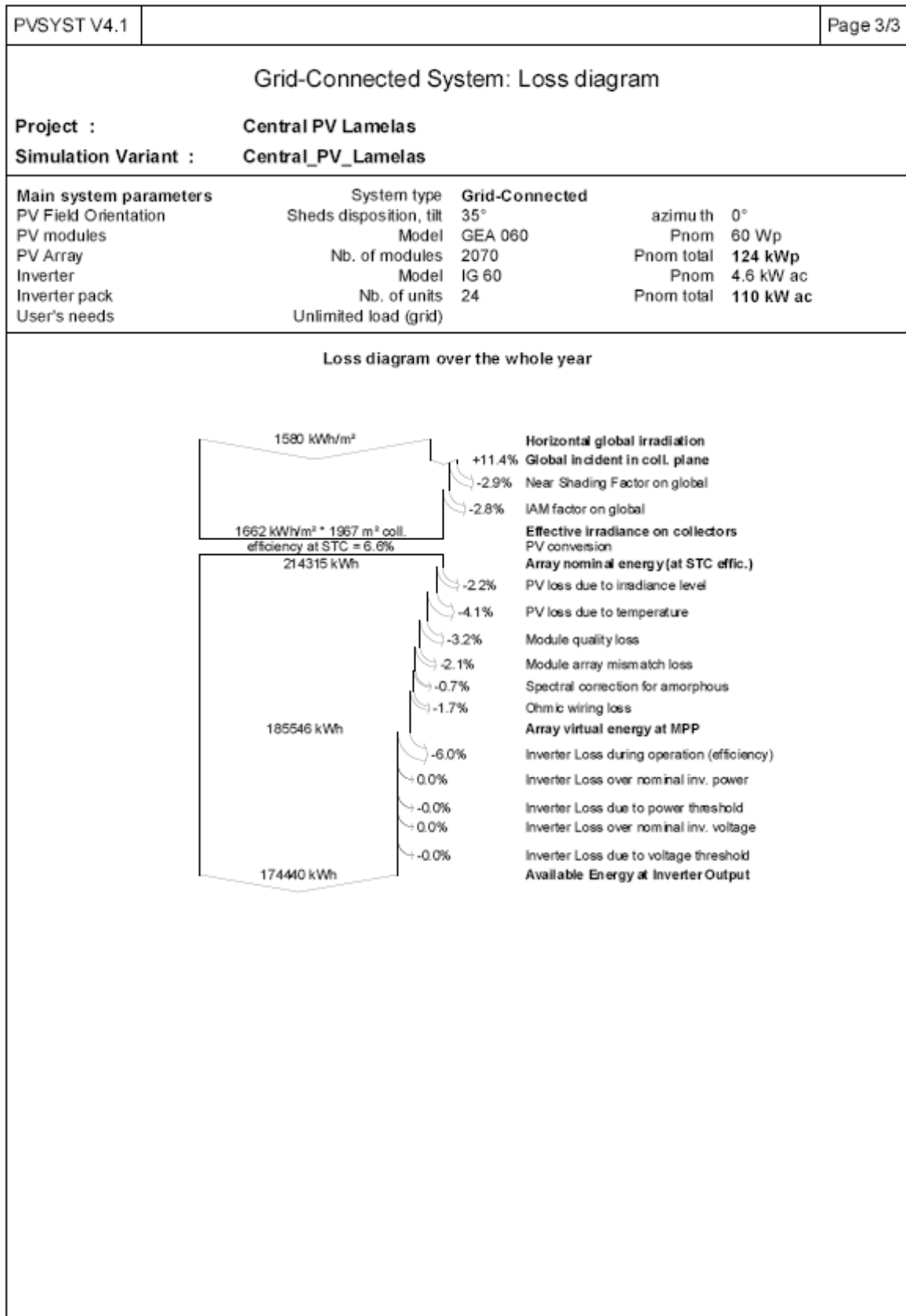
Inclinação dos painéis 35°

PVSYST V4.1				Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Central PV Lamelas			
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal	
Situation	Latitude 41.1N	Longitude	6.5W	
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m	
	Albedo 0.20			
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data			
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas			
	Simulation date	16/06/08 10h07		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt 35°	Azimuth	0°	
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	0.99 m	
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m	
Shading limit angle	Gamma 14.54 °	Occupation Ratio	33.0 %	
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	a-Si:H single	Model	GEA 060	
		Manufacturer	Kaneka	
Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel 414 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	2070	Unit Nom. Power 60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond. 119 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	317 V	I m pp 375 A
Total area		Module area	1967 m²	
PV Array loss factors				
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC	
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
System Parameter	System type	Grid-Connected System		
Inverter	Model	IG 60		
	Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC	
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC	
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Inclinação dos painéis 35°

PVSYST V4.1		Page 2/3																																																																																																																																							
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																									
Project : Central PV Lamelas Simulation Variant : Central_PV_Lamelas																																																																																																																																									
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Main system parameters</td> <td style="width: 33%;">System type</td> <td style="width: 34%;">Grid-Connected</td> </tr> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>Sheds disposition, tilt</td> <td>35° azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>GEA 060 Pnom 60 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>2070 Pnom total 124 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>IG 60 Pnom 4.6 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>24 Pnom total 110 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> </tr> </table>			Main system parameters	System type	Grid-Connected	PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	35° azimuth 0°	PV modules	Model	GEA 060 Pnom 60 Wp	PV Array	Nb. of modules	2070 Pnom total 124 kWp	Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																			
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																																																																																																																							
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	35° azimuth 0°																																																																																																																																							
PV modules	Model	GEA 060 Pnom 60 Wp																																																																																																																																							
PV Array	Nb. of modules	2070 Pnom total 124 kWp																																																																																																																																							
Inverter	Model	IG 60 Pnom 4.6 kW ac																																																																																																																																							
Inverter pack	Nb. of units	24 Pnom total 110 kW ac																																																																																																																																							
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																																								
<table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Main simulation results</td> <td style="width: 33%;">Produced Energy</td> <td style="width: 34%;">174 MWh/year</td> </tr> <tr> <td>System Production</td> <td>Performance Ratio PR</td> <td>79.8 % Specific 1405 kWh/kWp/year</td> </tr> </table>			Main simulation results	Produced Energy	174 MWh/year	System Production	Performance Ratio PR	79.8 % Specific 1405 kWh/kWp/year																																																																																																																																	
Main simulation results	Produced Energy	174 MWh/year																																																																																																																																							
System Production	Performance Ratio PR	79.8 % Specific 1405 kWh/kWp/year																																																																																																																																							
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>																																																																																																																																									
Central_PV_Lamelas Balances and main results																																																																																																																																									
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor</th> <th>T Amb</th> <th>GlobInc</th> <th>GlobEff</th> <th>EArray</th> <th>EOutInv</th> <th>EffArrR</th> <th>EffSysR</th> </tr> <tr> <th></th> <th>kWh/m²</th> <th>°C</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>%</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>59.7</td><td>7.60</td><td>95.4</td><td>90.3</td><td>10163</td><td>9549</td><td>5.41</td><td>5.09</td></tr> <tr><td>February</td><td>73.1</td><td>9.50</td><td>98.5</td><td>93.2</td><td>10579</td><td>9941</td><td>5.46</td><td>5.13</td></tr> <tr><td>March</td><td>129.7</td><td>12.80</td><td>160.2</td><td>151.7</td><td>17268</td><td>16244</td><td>5.48</td><td>5.15</td></tr> <tr><td>April</td><td>147.6</td><td>13.50</td><td>165.2</td><td>145.9</td><td>16782</td><td>15784</td><td>5.50</td><td>5.17</td></tr> <tr><td>May</td><td>189.2</td><td>16.70</td><td>181.4</td><td>170.3</td><td>19312</td><td>18157</td><td>5.41</td><td>5.09</td></tr> <tr><td>June</td><td>208.4</td><td>21.50</td><td>191.7</td><td>180.2</td><td>19979</td><td>18790</td><td>5.30</td><td>4.98</td></tr> <tr><td>July</td><td>218.0</td><td>23.60</td><td>203.0</td><td>191.2</td><td>20912</td><td>19661</td><td>5.24</td><td>4.92</td></tr> <tr><td>August</td><td>198.5</td><td>23.90</td><td>203.2</td><td>192.2</td><td>20914</td><td>19664</td><td>5.23</td><td>4.92</td></tr> <tr><td>September</td><td>147.6</td><td>20.20</td><td>174.6</td><td>165.6</td><td>18279</td><td>17190</td><td>5.32</td><td>5.00</td></tr> <tr><td>October</td><td>101.0</td><td>16.10</td><td>135.4</td><td>128.3</td><td>14348</td><td>13486</td><td>5.39</td><td>5.07</td></tr> <tr><td>November</td><td>60.0</td><td>10.90</td><td>87.7</td><td>82.4</td><td>9194</td><td>8633</td><td>5.33</td><td>5.01</td></tr> <tr><td>December</td><td>47.1</td><td>8.00</td><td>74.3</td><td>70.3</td><td>7816</td><td>7331</td><td>5.35</td><td>5.02</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1579.9</td><td>15.39</td><td>1760.6</td><td>1661.6</td><td>185545</td><td>174440</td><td>5.35</td><td>5.04</td></tr> </tbody> </table>				GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR		kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%	January	59.7	7.60	95.4	90.3	10163	9549	5.41	5.09	February	73.1	9.50	98.5	93.2	10579	9941	5.46	5.13	March	129.7	12.80	160.2	151.7	17268	16244	5.48	5.15	April	147.6	13.50	165.2	145.9	16782	15784	5.50	5.17	May	189.2	16.70	181.4	170.3	19312	18157	5.41	5.09	June	208.4	21.50	191.7	180.2	19979	18790	5.30	4.98	July	218.0	23.60	203.0	191.2	20912	19661	5.24	4.92	August	198.5	23.90	203.2	192.2	20914	19664	5.23	4.92	September	147.6	20.20	174.6	165.6	18279	17190	5.32	5.00	October	101.0	16.10	135.4	128.3	14348	13486	5.39	5.07	November	60.0	10.90	87.7	82.4	9194	8633	5.33	5.01	December	47.1	8.00	74.3	70.3	7816	7331	5.35	5.02	Year	1579.9	15.39	1760.6	1661.6	185545	174440	5.35	5.04
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR																																																																																																																																	
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%																																																																																																																																	
January	59.7	7.60	95.4	90.3	10163	9549	5.41	5.09																																																																																																																																	
February	73.1	9.50	98.5	93.2	10579	9941	5.46	5.13																																																																																																																																	
March	129.7	12.80	160.2	151.7	17268	16244	5.48	5.15																																																																																																																																	
April	147.6	13.50	165.2	145.9	16782	15784	5.50	5.17																																																																																																																																	
May	189.2	16.70	181.4	170.3	19312	18157	5.41	5.09																																																																																																																																	
June	208.4	21.50	191.7	180.2	19979	18790	5.30	4.98																																																																																																																																	
July	218.0	23.60	203.0	191.2	20912	19661	5.24	4.92																																																																																																																																	
August	198.5	23.90	203.2	192.2	20914	19664	5.23	4.92																																																																																																																																	
September	147.6	20.20	174.6	165.6	18279	17190	5.32	5.00																																																																																																																																	
October	101.0	16.10	135.4	128.3	14348	13486	5.39	5.07																																																																																																																																	
November	60.0	10.90	87.7	82.4	9194	8633	5.33	5.01																																																																																																																																	
December	47.1	8.00	74.3	70.3	7816	7331	5.35	5.02																																																																																																																																	
Year	1579.9	15.39	1760.6	1661.6	185545	174440	5.35	5.04																																																																																																																																	
<table style="width:100%; border-collapse: collapse; font-size: small;"> <tr> <td style="width: 25%;">Legends:</td> <td style="width: 33%;">GlobHor</td> <td style="width: 25%;">Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 17%;">EArray</td> <td style="width: 10%;">Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td></td> <td>T Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>EOutInv</td> <td>Available Energy at Inverter Output</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>EffArrR</td> <td>Effic. Eout array / rough area</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> <td>EffSysR</td> <td>Effic. Eout system / rough area</td> </tr> </table>			Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array		T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output		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																																																																																																																			
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																																					
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output																																																																																																																																					
	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																																																																																																																																					

Inclinação dos painéis 35°



Dados utilizados nos programas de simulação

PVSYST

Project Variant

Latitude	Longitude	Altitude	Time Zone	Albedo
41,1	6,50 Sul	291	0	0,2

	Global irradiation
Mês	kW.h/m ² dia
Jan.	1,93
Fev.	2,61
Mar.	4,18
Abr.	4,92
Mai.	6,10
Jun.	6,95
Jul.	7,03
Ago.	6,40
Set.	4,92
Out.	3,26
Nov.	2,00
Dez.	1,52

Orientação

Field Type	Unlimited sheds		
Plane tilt	30°	Pich	3 m
Azimuth	0	Coll. Band width	0,99 m
Nb. Of sheds	12		

Sistema

Potência	124,2 kW	
Inversor	Fronius IG 60HV	
Painel fotovoltaico	Kaneka GEA 60	
Numero de paineis		
Serie	Paralelo	Total
5	414	2070

Homer

Painéis fotovoltaicos	
Potência total	124,2 kW
Inclinação	30°
Azimuth	0°
Albedo	20%
Advanced	
Tipo de sistema	Fixo
Temperature coeff. of power	-0,29 %/°C
Nominal operatind cell temp.	47 °C
Efficiency	6,30%

Inversor	
Potência instal	120 kW
Eficiência	94,3

Radiação solar	
Mês	kW.h/m ² dia
Jan.	1,81
Fev.	2,78
Mar.	4,08
Abr.	4,97
Mai.	6,03
Jun.	7,20
Jul.	7,40
Ago.	6,53
Set.	4,84
Out.	2,94
Nov.	1,94
Dez.	1,52

RETScreen

Informação geral	
Tipo de projecto	Produção de electricidade
Tecnologia	Fotovoltaica
Tipo de sistema	Ligado à rede
Localização	Bragança
Posicionamento solar	Fixo
Inclinação	30°
Azimute	0°

Painéis fotovoltaicos	
Tipo	a-Si
Potência total	124,2 kW
Eficiência	6,3%
Perdas	14%

Inversores	
Eficiência	94,3%
Potência total	120 kW
Perdas	5%

PVGIS

Tecnologia dos painéis	Thin film
Potência total	124,2 kW
Inclinação	30°
Orientação	Sul
Perdas nos painéis	14%

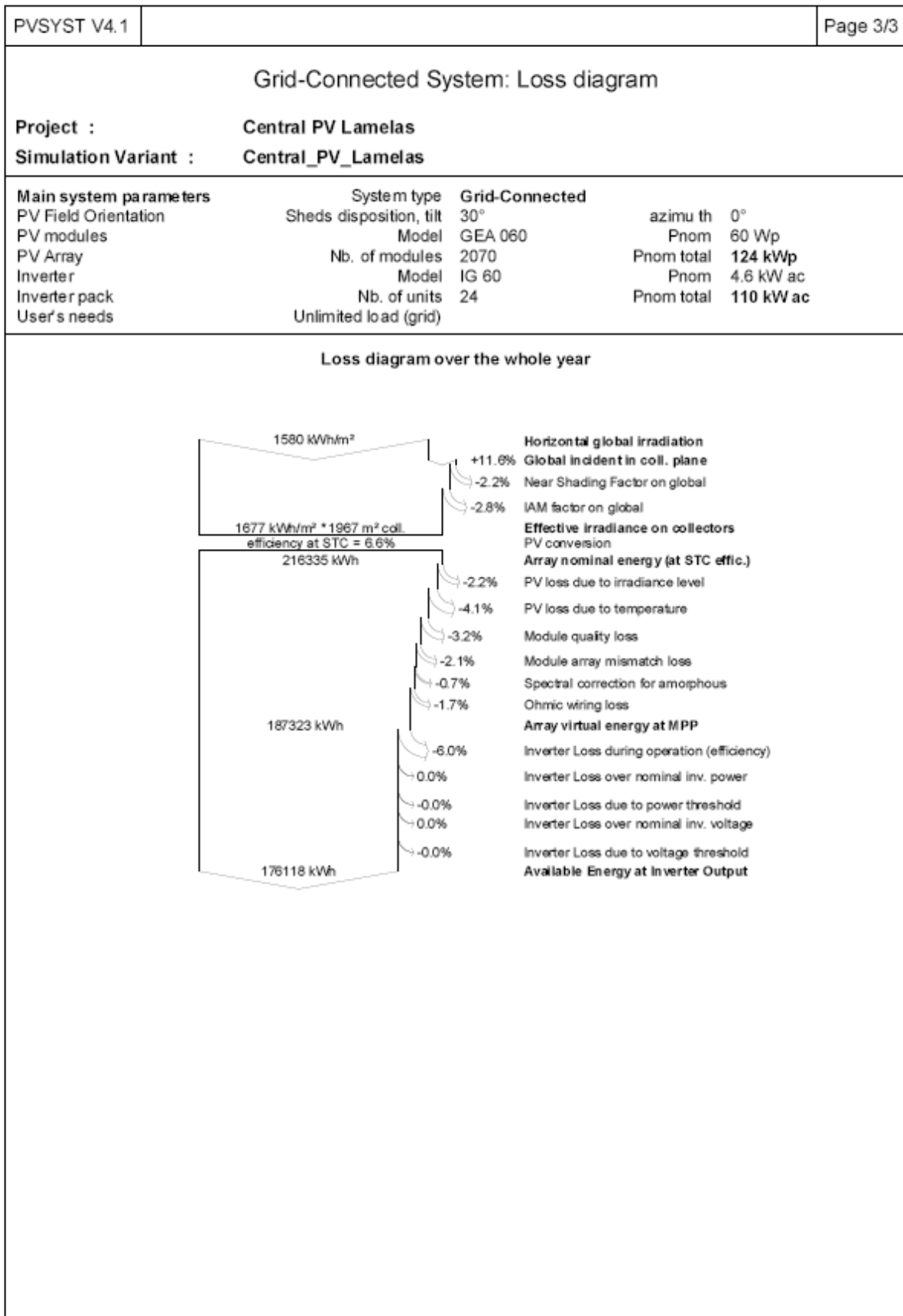
PVSYST - Central de Lamelas

PVSYST V4.1		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Central PV Lamelas		
Geographical Site	Mazouco	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1N	Longitude	6.5°W
Time defined as	Solar Time	Altitude	291 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Mazouco , synthetic hourly data		
Simulation Variant :	Central_PV_Lamelas		
	Simulation date	16/06/08 09h53	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°
Sheds	Pitch 3.00 m	Collector width	0.99 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 13.01 °	Occupation Ratio	33.0 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module a-Si:H single	Model GEA 060		
	Manufacturer Kaneka		
Number of PV modules	In series 5 modules	In parallel	414 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 2070	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power	Nominal (STC) 124 kWp	At operating cond.	119 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 317 V	I m pp	375 A
Total area	Module area 1967 m ²		
PV Array loss factors			
Heat Loss Factor	ko (const) 29.0 W/m ² K	kv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 25.6 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop 0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter			
	System type	Grid-Connected System	
Inverter	Model IG 60		
	Manufacturer Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage 150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter 24 units	Total Power	110.4 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PVSYST - Central de Lamelas

PVSYST V4.1				Page 2/3																								
Grid-Connected System: Main results																												
Project :		Central PV Lamelas																										
Simulation Variant :		Central_PV_Lamelas																										
Main system parameters																												
System type	Grid-Connected																											
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimu th	0°																								
PV modules	Model	GEA 060	Pnom	60 Wp																								
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total	124 kWp																								
Inverter	Model	IG 60	Pnom	4,6 kW ac																								
Inverter pack	Nb. of units	24	Pnom total	110 kW ac																								
User's needs	Unlimited load (grid)																											
Main simulation results																												
System Production	Produced Energy	176 MWh/year	Specific	1418 kWh/kWp/year																								
	Performance Ratio PR	80,4 %																										
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="font-size: small;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>																												
Central_PV_Lamelas Balances and main results																												
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR																				
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%																				
January	59.7	7.60	91.8	87.2	9833	9239	5.44	5.12																				
February	73.1	9.50	96.4	91.7	10424	9796	5.50	5.17																				
March	129.7	12.80	158.6	151.0	17196	16177	5.51	5.19																				
April	147.6	13.50	156.6	148.5	17083	16069	5.54	5.21																				
May	189.2	16.70	185.5	175.9	19933	18742	5.46	5.14																				
June	208.4	21.50	197.3	187.4	20763	19528	5.35	5.03																				
July	218.0	23.60	208.5	198.4	21686	20389	5.29	4.97																				
August	198.5	23.90	206.2	196.6	21382	20105	5.27	4.96																				
September	147.6	20.20	173.8	165.8	18312	17222	5.36	5.04																				
October	101.0	16.10	132.7	126.3	14143	13304	5.42	5.10																				
November	60.0	10.90	85.0	80.4	8982	8433	5.37	5.04																				
December	47.1	8.00	71.5	68.1	7584	7114	5.39	5.06																				
Year	1579.9	15.39	1764.0	1677.3	187322	176118	5.40	5.08																				
<table style="width:100%; font-size: x-small;"> <tr> <td style="width: 10%;">Legends:</td> <td style="width: 40%;">GlobHor</td> <td style="width: 30%;">Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 20%;">EArray</td> <td style="width: 10%;">Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td></td> <td>T Amb</td> <td>Ambient Temperature</td> <td>EOutInv</td> <td>Available Energy at Inverter Output</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>EffArrR</td> <td>Effic. Eout array / rough area</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobEff</td> <td>Effective Global, corr. for IAM and shadings</td> <td>EffSysR</td> <td>Effic. Eout system / rough area</td> </tr> </table>									Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array		T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output		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
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																								
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output																								
	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																								

PVSYST - Central de Lamelas



Homer - Central de Lamelas

Simulation Results

System Architecture: 1,000 kW Grid 120 kW Rectifier
 124 kW PV
 120 kW Inverter

Total NPC: \$ -29,501
 Levelized COE: \$ -0.014/kWh
 Operating Cost: \$ -51,070/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased (kWh)	Sold (kWh)	Purchases (kWh)	Demand (kW)	Charge (\$)	Charge (\$)
Jan	0	8,792	-8,792	0	-2,725	0
Feb	0	10,645	-10,645	0	-3,300	0
Mar	0	14,659	-14,659	0	-4,544	0
Apr	0	14,761	-14,761	0	-4,576	0
May	0	16,770	-16,770	0	-5,199	0
Jun	0	18,215	-18,215	0	-5,647	0
Jul	0	19,636	-19,636	0	-6,087	0
Aug	0	18,714	-18,714	0	-5,801	0
Sep	0	15,588	-15,588	0	-4,832	0
Oct	0	10,984	-10,984	0	-3,405	0
Nov	0	8,474	-8,474	0	-2,627	0
Dec	0	7,503	-7,503	0	-2,326	0
Annual	0	164,741	-164,741	0	-51,070	0

XML Report

HTML Report

Help

Close

RETScreen - Central de Lamelas

Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada

www.retscreen.net

Software de Análise de Projetos de Energia Limpa

Informação sobre o projeto [Veja banco de Dados do projeto](#)

Nome do Projeto:

Localização do Projeto:

Preparado para:

Preparado por:

Tipo de projeto:

Tecnologia:

Tipo de grid:

Tipo de análise:

Poder calorífico de referência:

Ver parâmetros:

Condições de Referência do site [Selecionar local de dados climáticos](#)

Localização dos dados climáticos:

Mostrar dado:

[Completar a planilha de Modelo Energético](#)

RETScreen4 2008-01-25
© Minister of Natural Resources Canada 1997-2008.
NRCan/CETC - Varennes

Modelo Energético RETScreen - Projeto produção de Eletricidade Mostrar outras unidades

Sistema de eletricidade do caso proposto **Custo Inicial Incremental**

Tecnologia		Fotovoltaica				
Tipo de análise		<input type="checkbox"/> Método 1	<input checked="" type="checkbox"/> Método 2			
Avaliação de recursos						
Sistema de posicionamento solar	+	<input type="text" value="Fixo"/>				
Inclinação	+	<input type="text" value="30.0"/>				
Altura	+	<input type="text" value="0.0"/>				
Mostrar dado: <input checked="" type="checkbox"/>						
		Bilx	Radiação solar diária - horizontal kWh/m ² /d	Radiação solar diária - inclinada kWh/m ² /d	Preço eletricidade exportada \$/MWh	Eletricidade exportada p/ rede MWh
		Janário	1,84	2,52	0,0	7,811
		Fevereiro	2,95	4,21	0,0	11,253
		Março	3,88	4,97	0,0	12,837
		Abril	5,78	8,25	0,0	17,380
		Maió	6,73	8,80	0,0	18,718
		Junho	7,79	7,29	0,0	19,538
		Julho	6,37	6,02	0,0	21,695
		Agosto	6,97	7,27	0,0	19,778
		Setembro	5,22	8,15	0,0	18,490
		Outubro	3,71	5,17	0,0	14,720
		Novembro	2,52	4,17	0,0	11,539
		Dezembro	1,47	2,37	0,0	7,172
		Anual	4,74	5,37	0,00	179,041
Radiação Solar anual - horizontal	MWh/m ²	1,73				
Radiação Solar anual - inclinado	MWh/m ²	1,96				
Fotovoltaica						
Tipo		<input type="text" value="p-Si"/>				
Potência elétrica	kW	<input type="text" value="124,20"/>				
Fabricante		<input type="text" value="Kamada"/>				
Modelo		<input type="text" value="GEA 60"/>				
Eficiência	%	<input type="text" value="6,3%"/>				
Temperatura de operação normal da célula	°C	<input type="text" value="45"/>				
Coefficiente de Temperatura	% / °C	<input type="text" value="0,40%"/>				
Área do coletor solar	m ²	<input type="text" value="1,971"/>				
Perdas diversas						
	%	<input type="text" value="14,0%"/>				
Inversor						
Eficiência	%	<input type="text" value="94,3%"/>				
Capacidade	kW	<input type="text" value="150,0"/>				
Perdas diversas	%	<input type="text" value="5,0%"/>				
Resumo						
Fator de Utilização	%	<input type="text" value="15,5%"/>				
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	<input type="text" value="179,041"/>				

[Ver banco de dados de produção](#)

PVGIS - Central de Lamelas



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°8'29" North, 6°46'13" West, Elevation: 291 m a.s.l.,
Nearest city: Ciudad-Rodrigo, Spain (64 km away)

Nominal power of the PV system: 124.2 kW (thin film)

Estimated losses due to temperature: 8% (generic value for areas without temperature information or for PV modules)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 10.0%

Combined PV system losses: 20.6%

Fixed system: inclination=30 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Gd	Gm
Jan	307.00	9520	3.09	95.7
Feb	363.00	10200	3.65	102
Mar	523.00	16200	5.26	163
Apr	512.00	15400	5.18	155
May	588.00	18200	5.95	184
Jun	658.00	19700	6.65	200
Jul	676.00	21000	6.83	212
Aug	685.00	21200	6.91	214
Sep	579.00	17400	5.83	175
Oct	436.00	13500	4.39	136
Nov	297.00	8900	2.98	89.5
Dec	227.00	7050	2.29	71.0
Year	488.00	14900	4.93	150

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Gd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

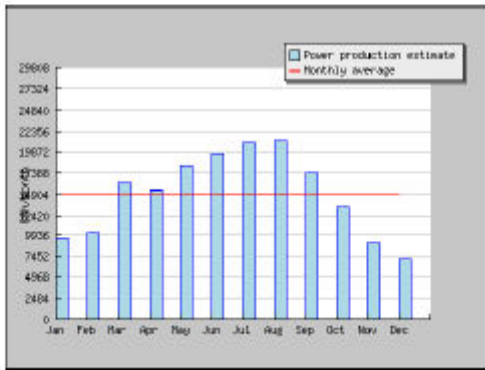
Gm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS - Central de Lamelas

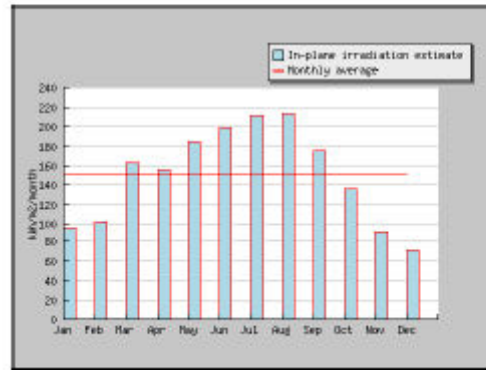


Photovoltaic Geographical Information System

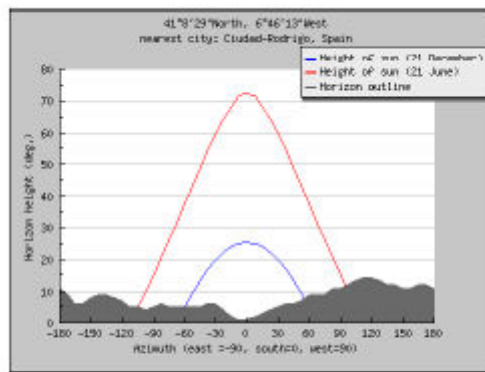
European Commission
 Joint Research Centre
 Ispra, Italy



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

PVGIS (c) European Communities, 2001-2007
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

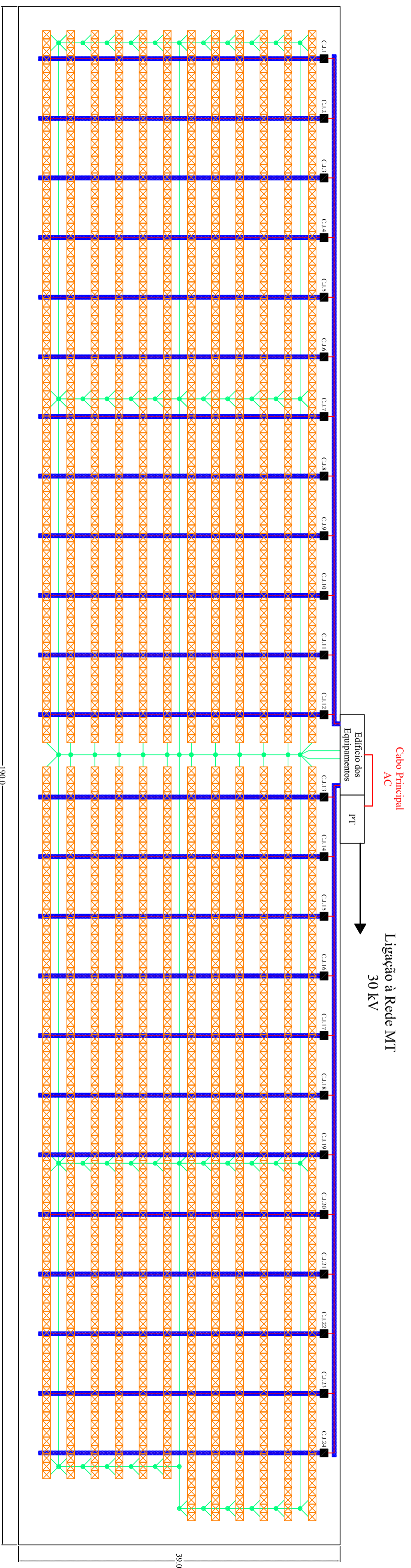
The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

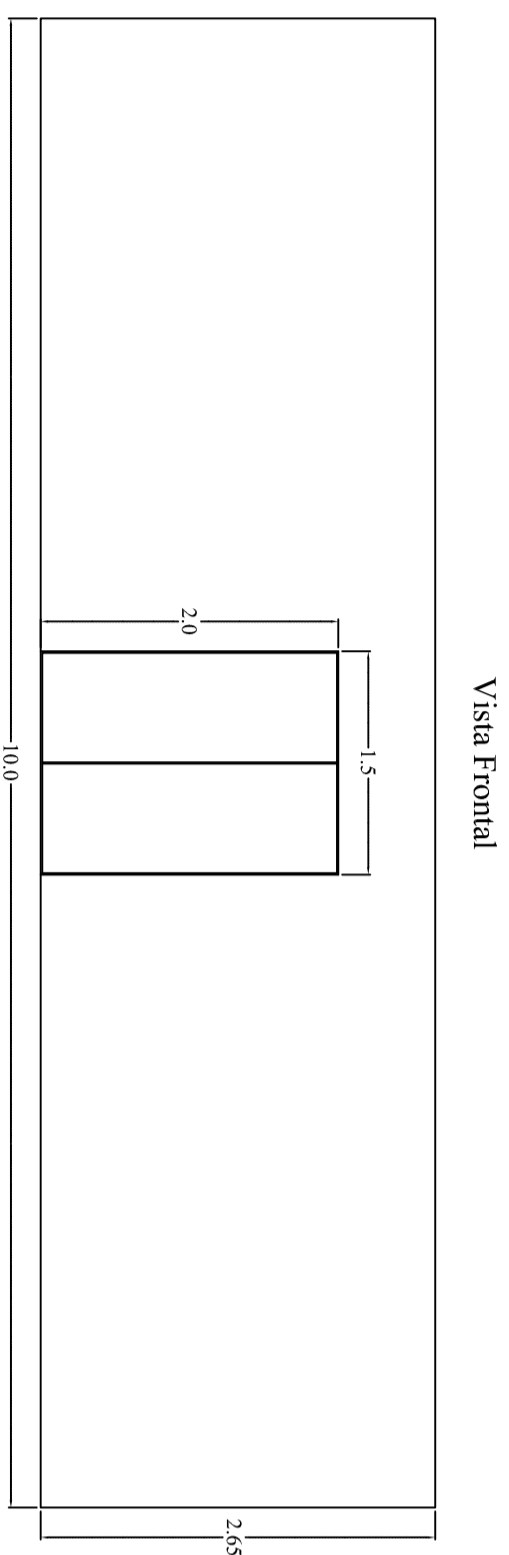
- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

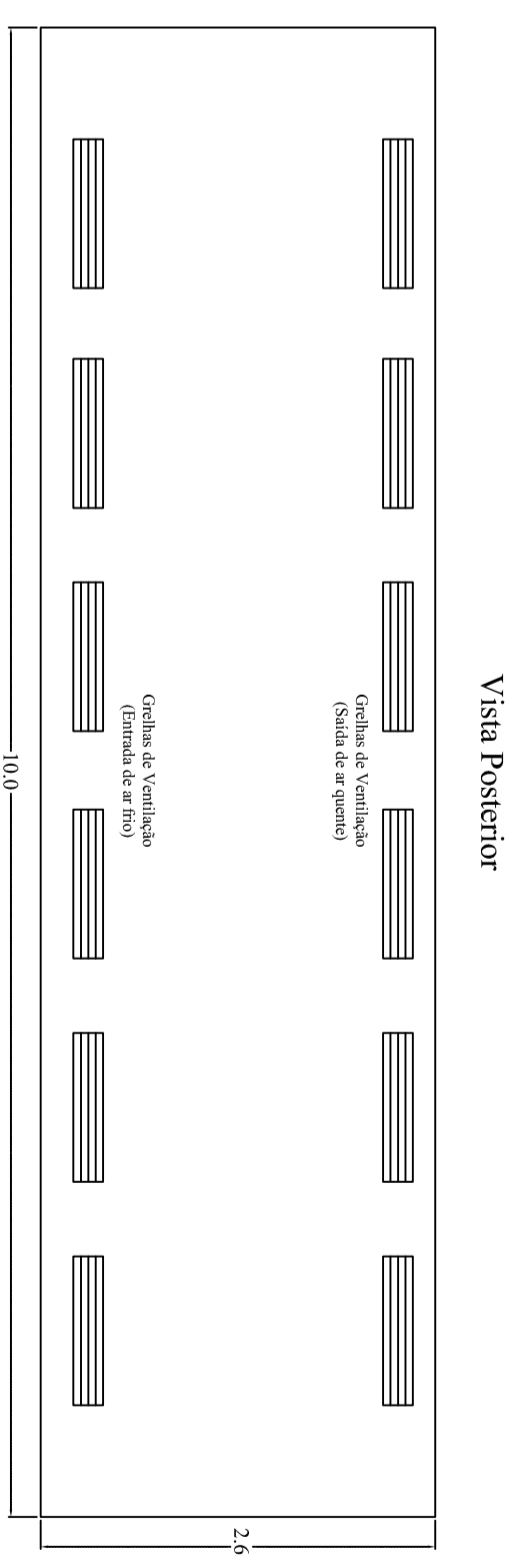
Layout da Central Fotovoltaica



Layout do Edifício dos Equipamentos

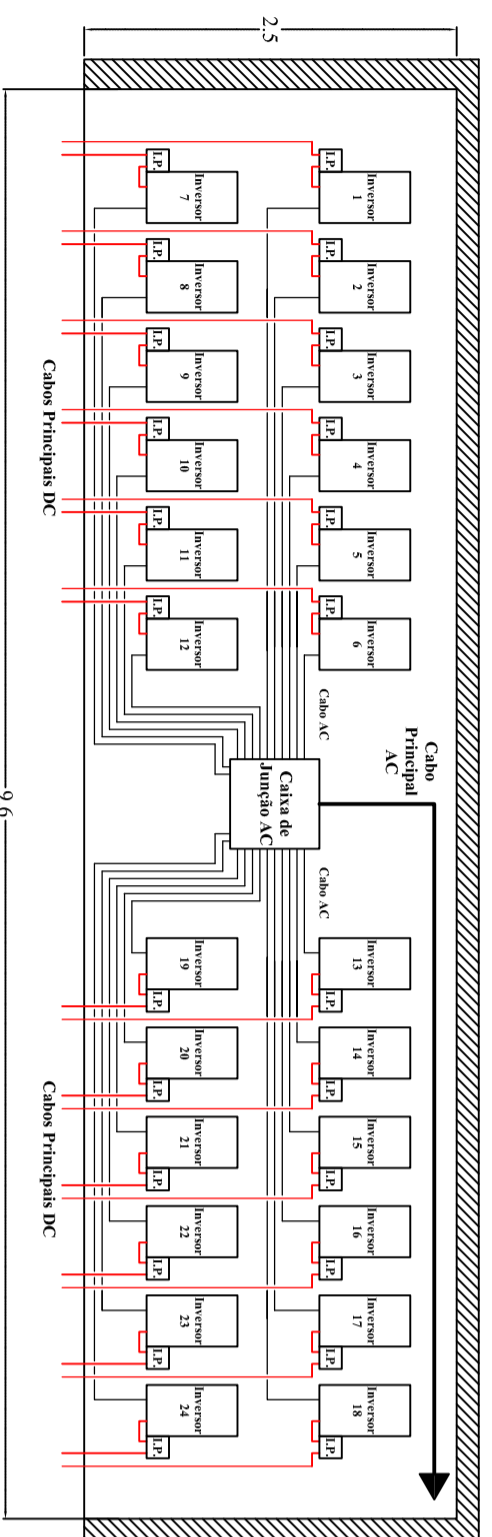


Vista Frontal

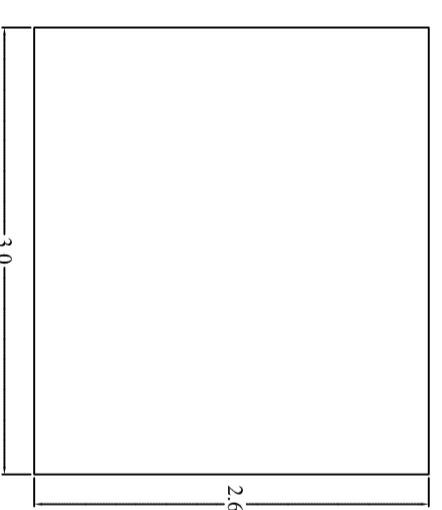


Vista Posterior

Interior do Edifício
Disposição dos Equipamentos (Parede posterior)



Vista Lateral

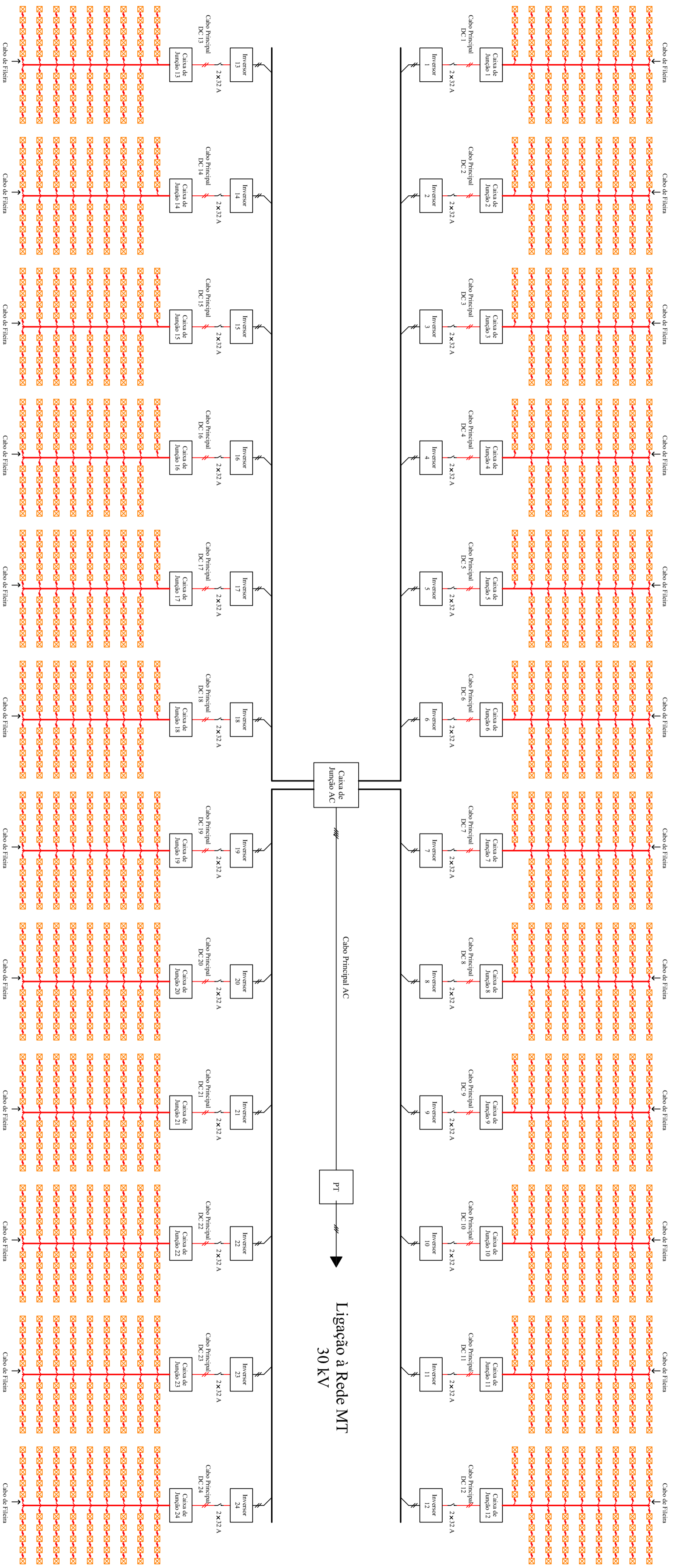


LEGENDA

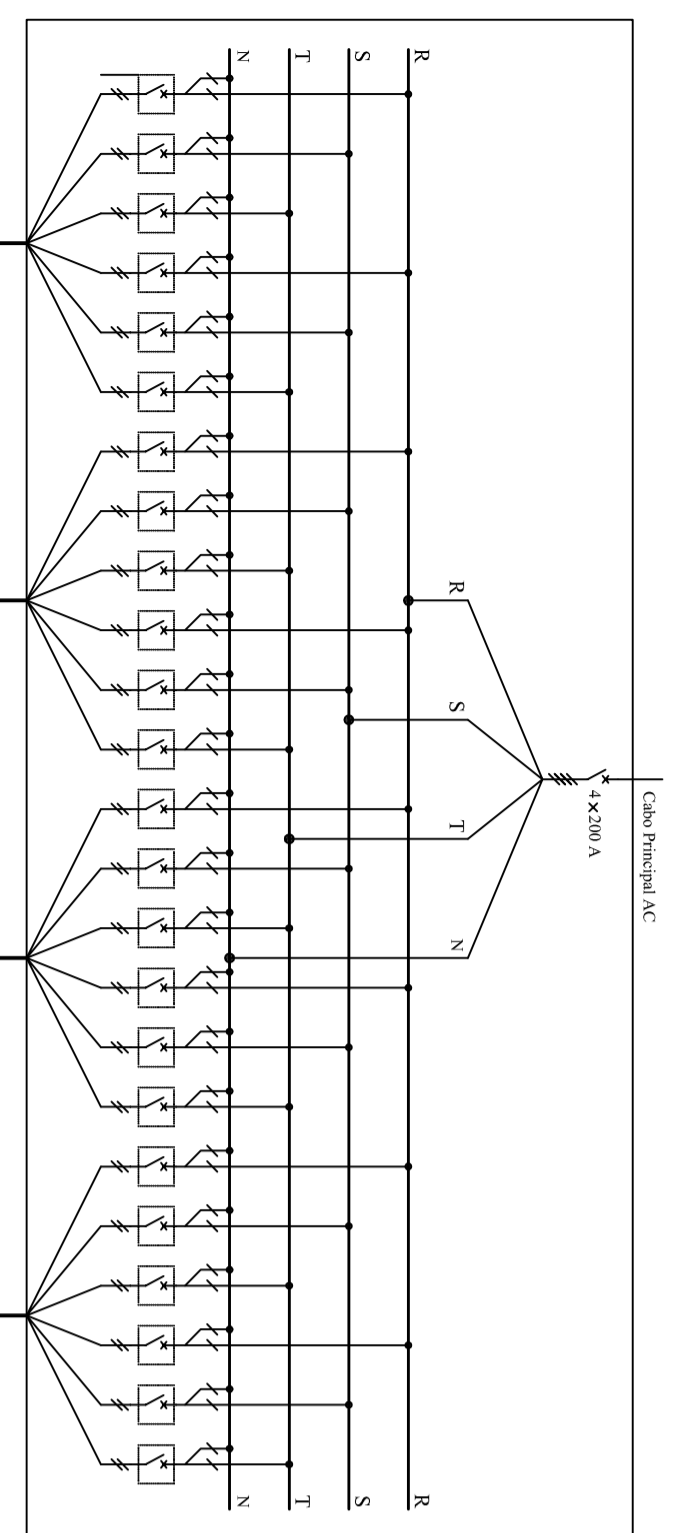
- PAINEL FOTOVOLTAICO
- CAIXA DE JUNÇÃO
- VALA
- INTERRUPTOR PRINCIPAL DC

Descrição:	Anexo 6.1	
	Layout da Central Fotovoltaica	
Requerente:	Local:	Mazouco - Freixo de Espada à Cinta
	Tec. Responsável:	Vitor Alexandre Moreira Alves
Escala:	Data:	Junho 2008

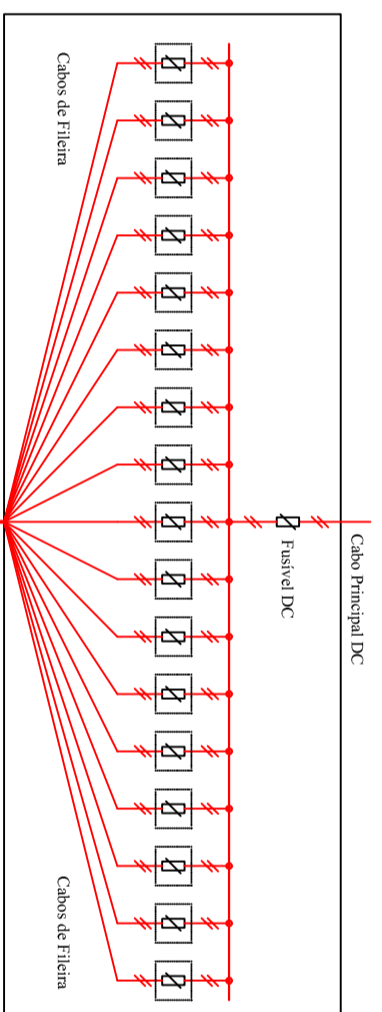
Esquema Unifilar da Central Fotovoltaica



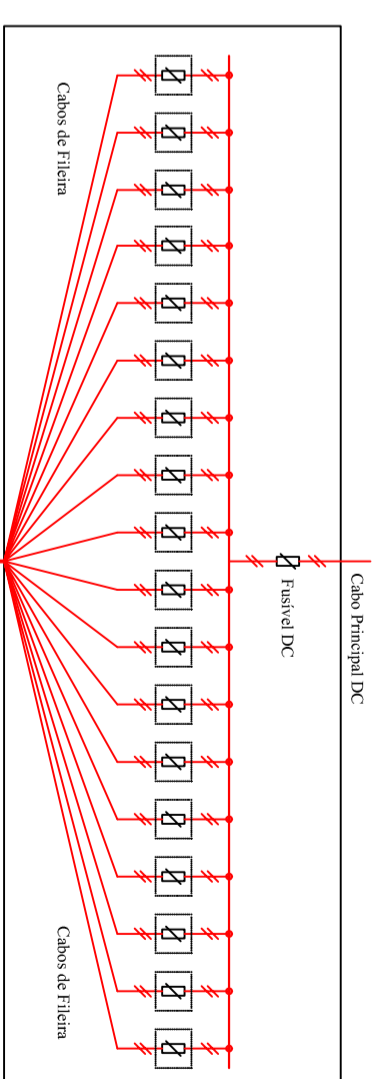
Caixa de Junção AC



Caixas de Junção (1 - 18)



Caixas de Junção (19 - 24)



LEGENDA

- ☒ - PAINEL FOTOVOLTAICO
- ⊘ - FUSÍVEL
- ⤴ - DISJUNTOR
- ⤴ - INTERRUPTOR PRINCIPAL DC
- ⊠ - FUSÍVEL (32 A)
- ⊠ - DISJUNTOR (2x25 A)

Valores dos Fusíveis DC

Caixa de Junção	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Valor do Fusível DC	160 A	160 A	125 A	125 A	125 A	125 A	125 A	100 A	100 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	100 A	100 A	125 A	125 A	125 A	125 A	160 A	160 A	160 A

Descrição:

Esquema Unifilar da Central Fotovoltaica

Anexo 6.2

A6.3

Requerente:

Mazouco - Freixo de Espada à Cinta

Local:

Tec. Responsável:
Vitor Alexandre Moreira Alves

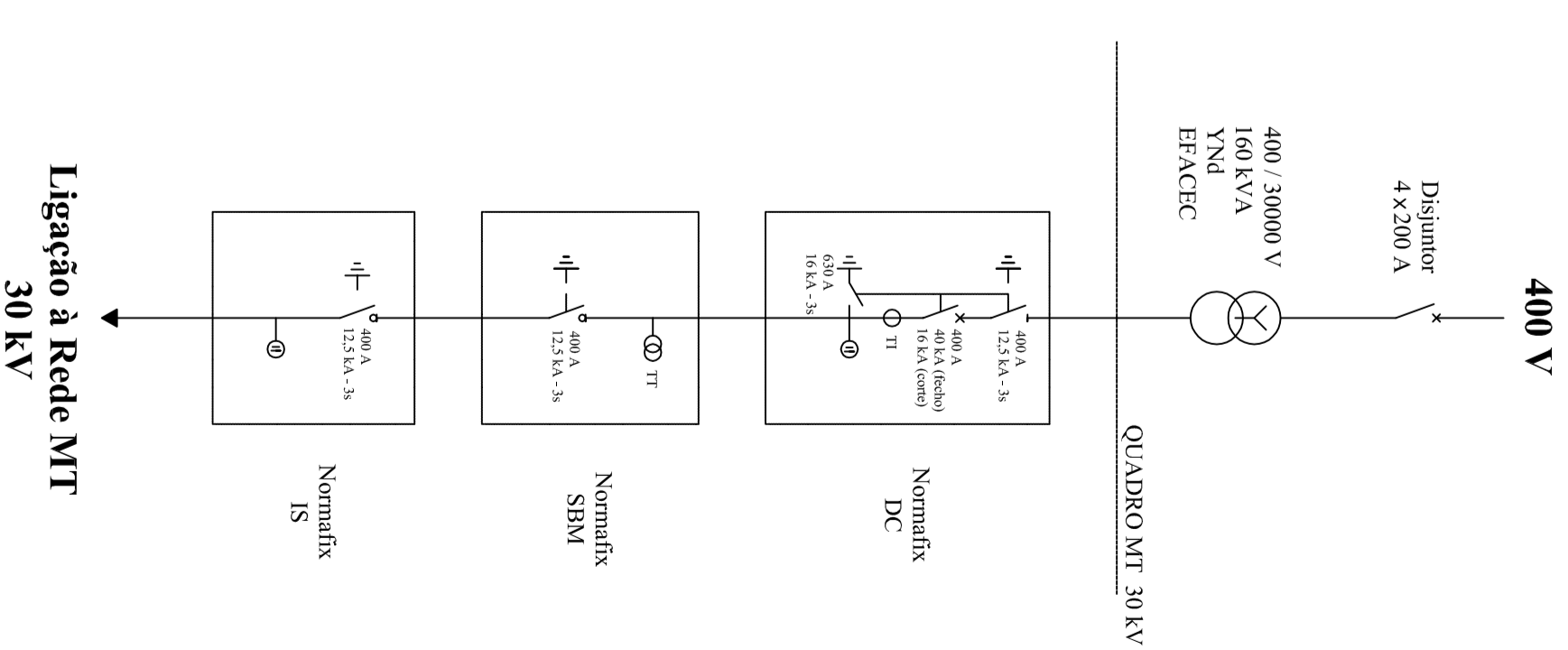
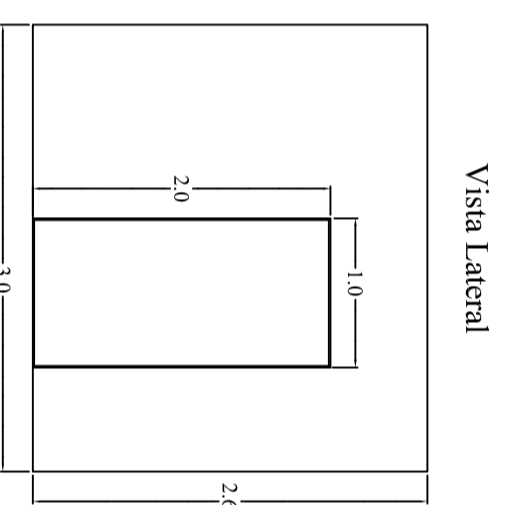
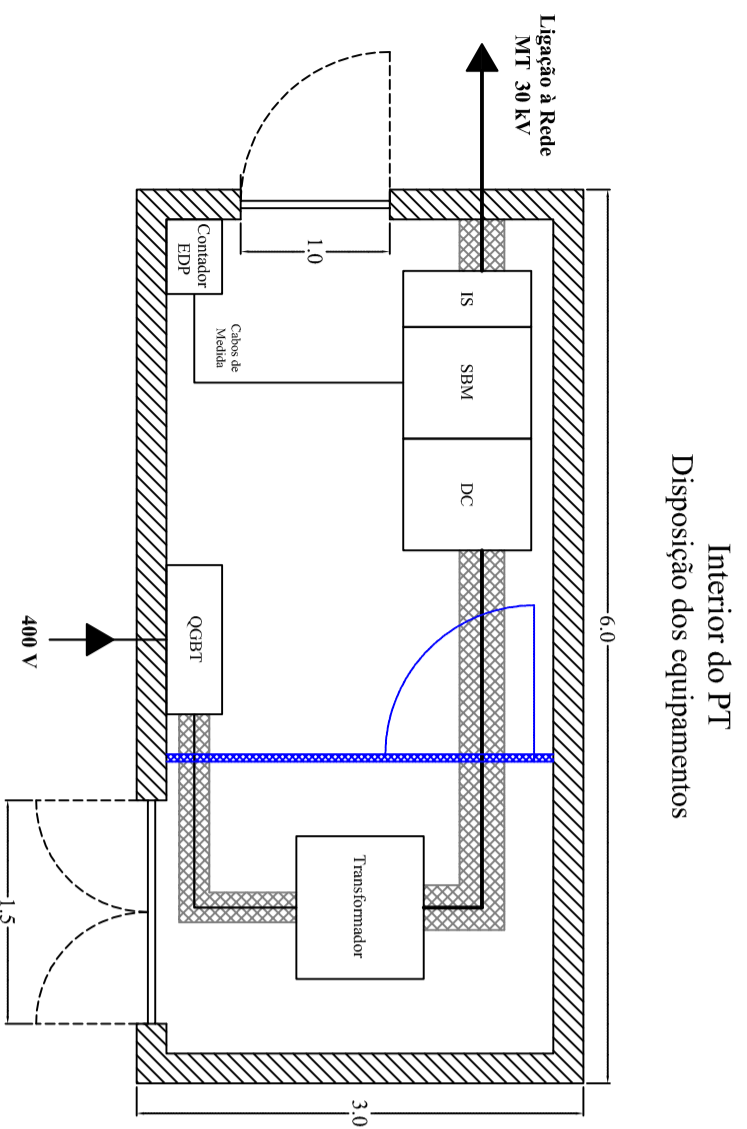
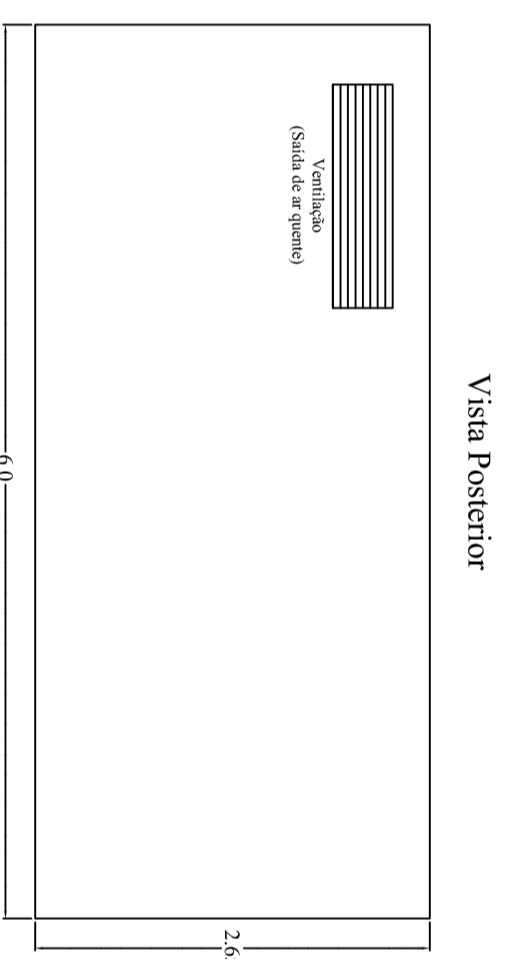
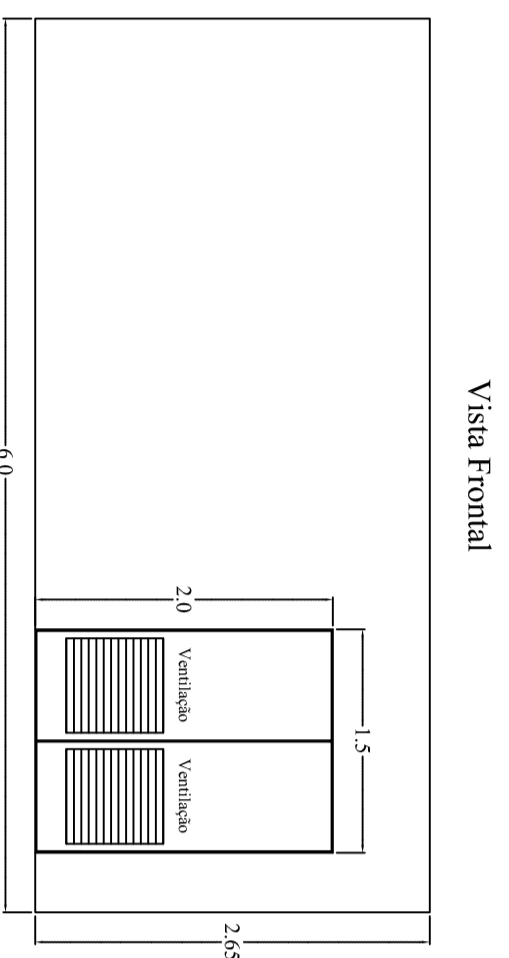
Escala:

Data: Junho 2008

Layout do PT

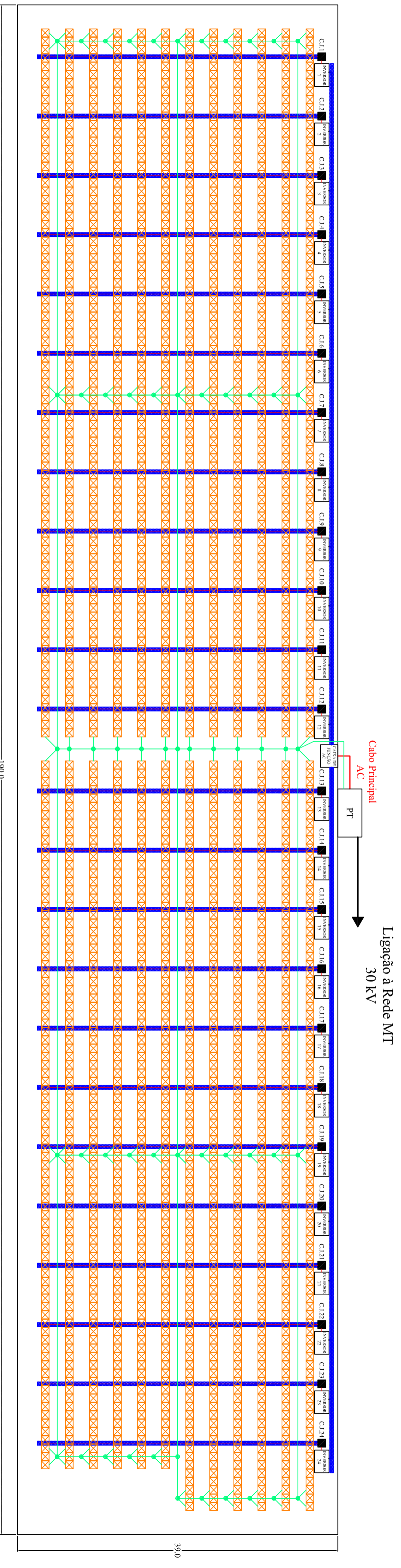
Esquema Unifilar do PT

(Sem os equipamentos de controlo da qualidade da onda)



Descrição: Esquema Unifilar e Layout do PT	Requerente:	
	Local: Mazouco - Freixo de Espada à Cinta	Tec. Responsável: Vitor Alexandre Moreira Alves
Anexo 6.3	Escala:	Data: Junho 2008
A6.5		

Layout da Central Fotovoltaica (Opção 2)

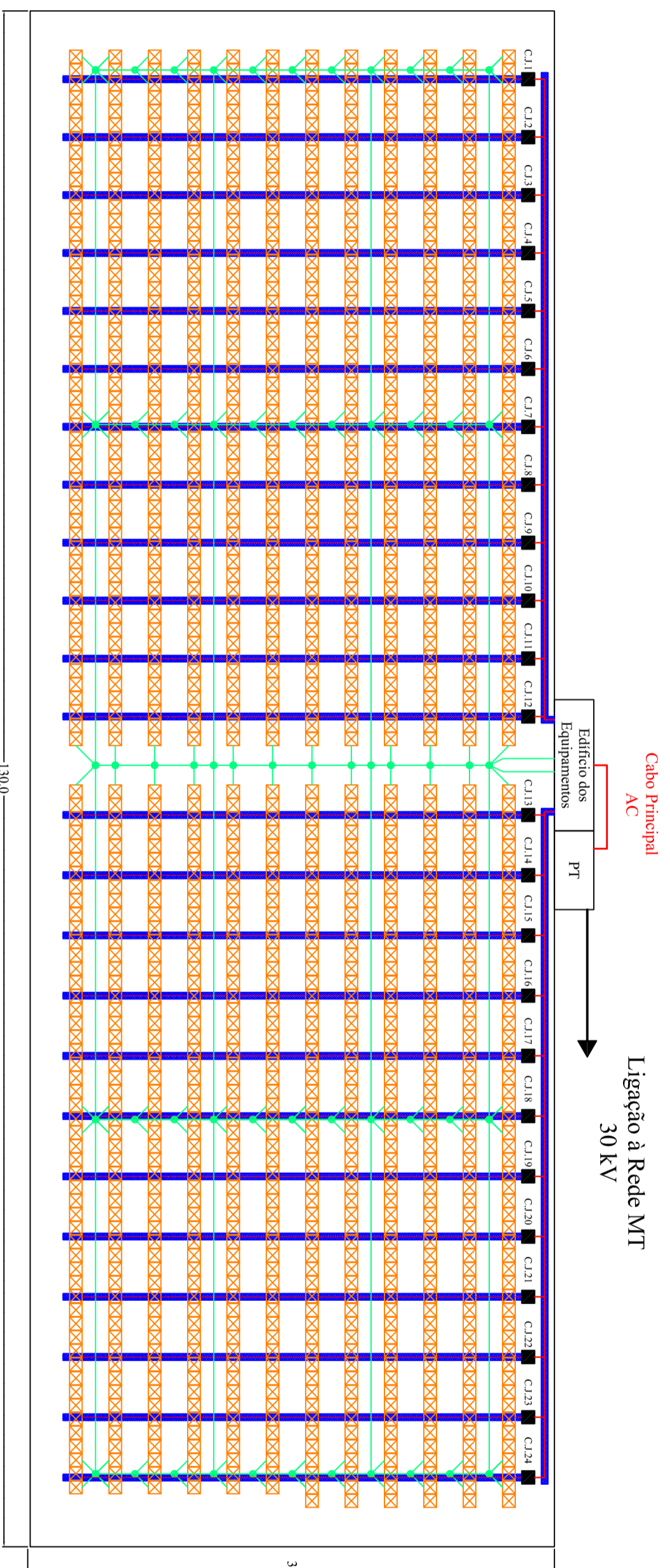


LEGENDA

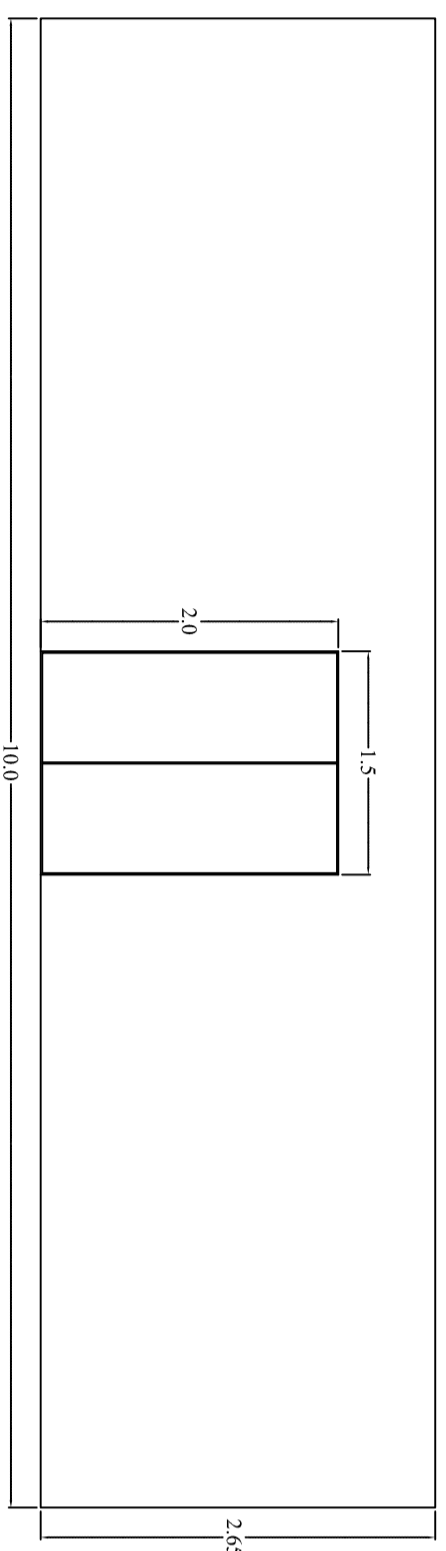
	- PAINEL FOTOVOLTAICO
	- CAIXA DE JUNÇÃO
	- VALA

Descrição:		Requerente:	
Layout da Central Fotovoltaica (Opção 2)		Mazouco - Freixo de Espada à Cinta	
Anexo 6.4		Tec. Responsável: Vitor Alexandre Moreira Alves	
A6.7		Escala:	
		Data: Junho 2008	

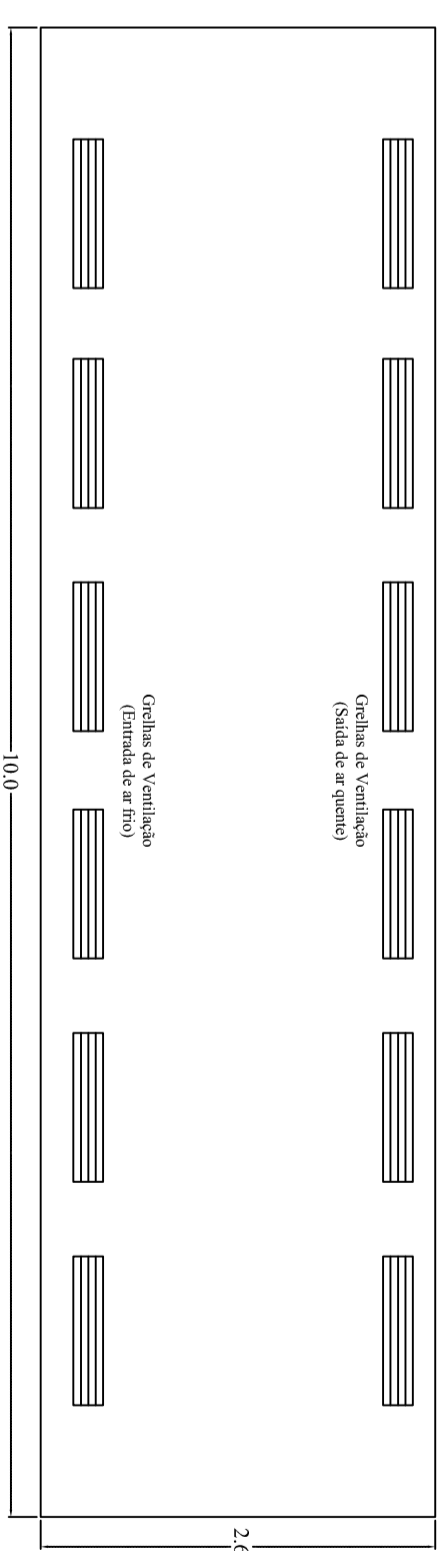
Layout da Central Fotovoltaica (Opção 1)



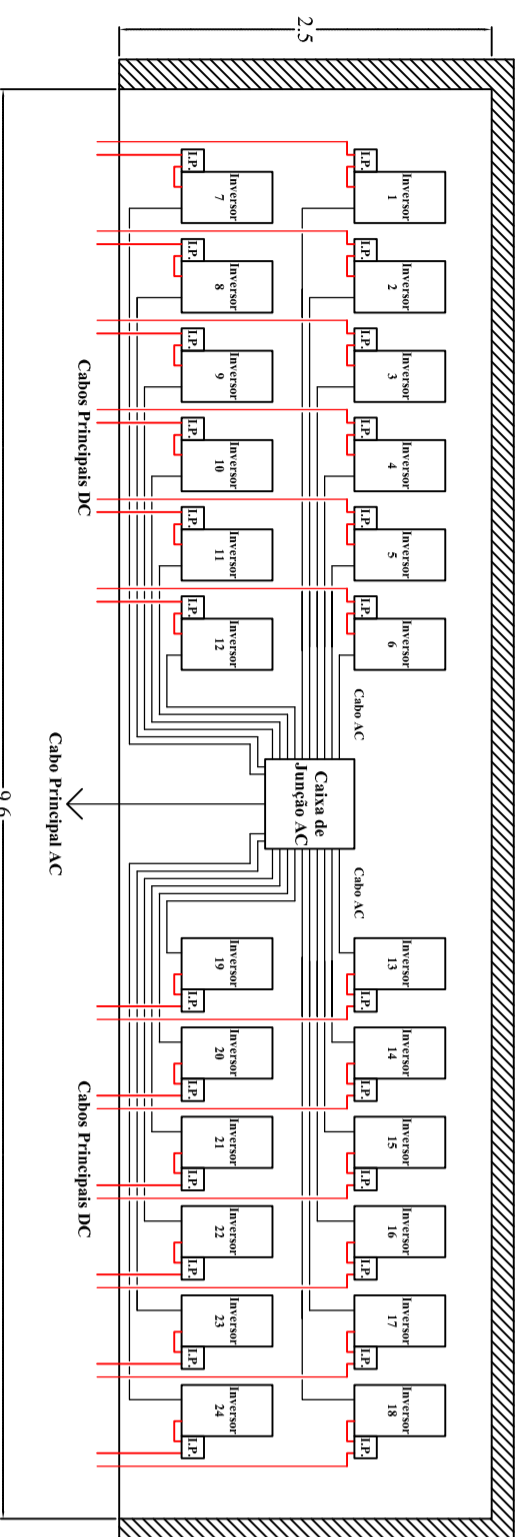
Layout do Edifício dos Equipamentos



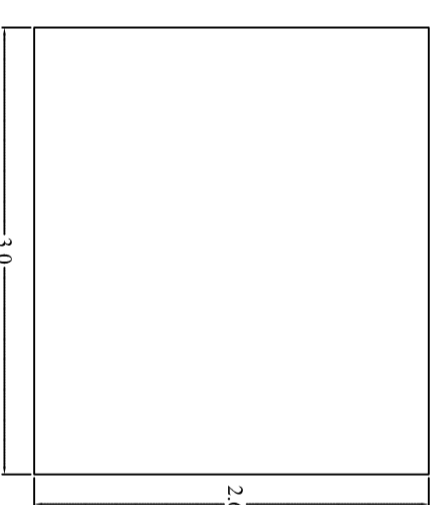
Vista Frontal



Vista Posterior



Interior do Edifício
Disposição dos Equipamentos (Parede posterior)



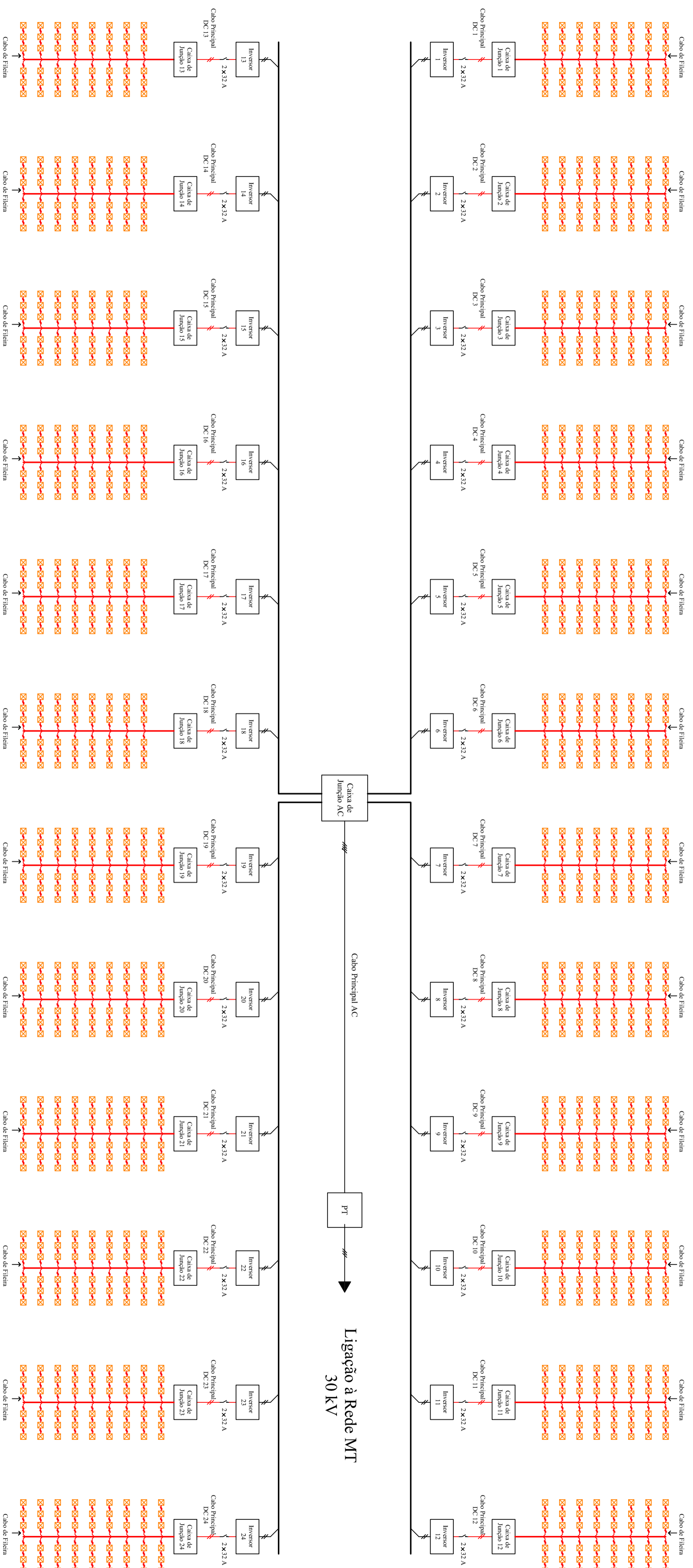
Vista Lateral

LEGENDA

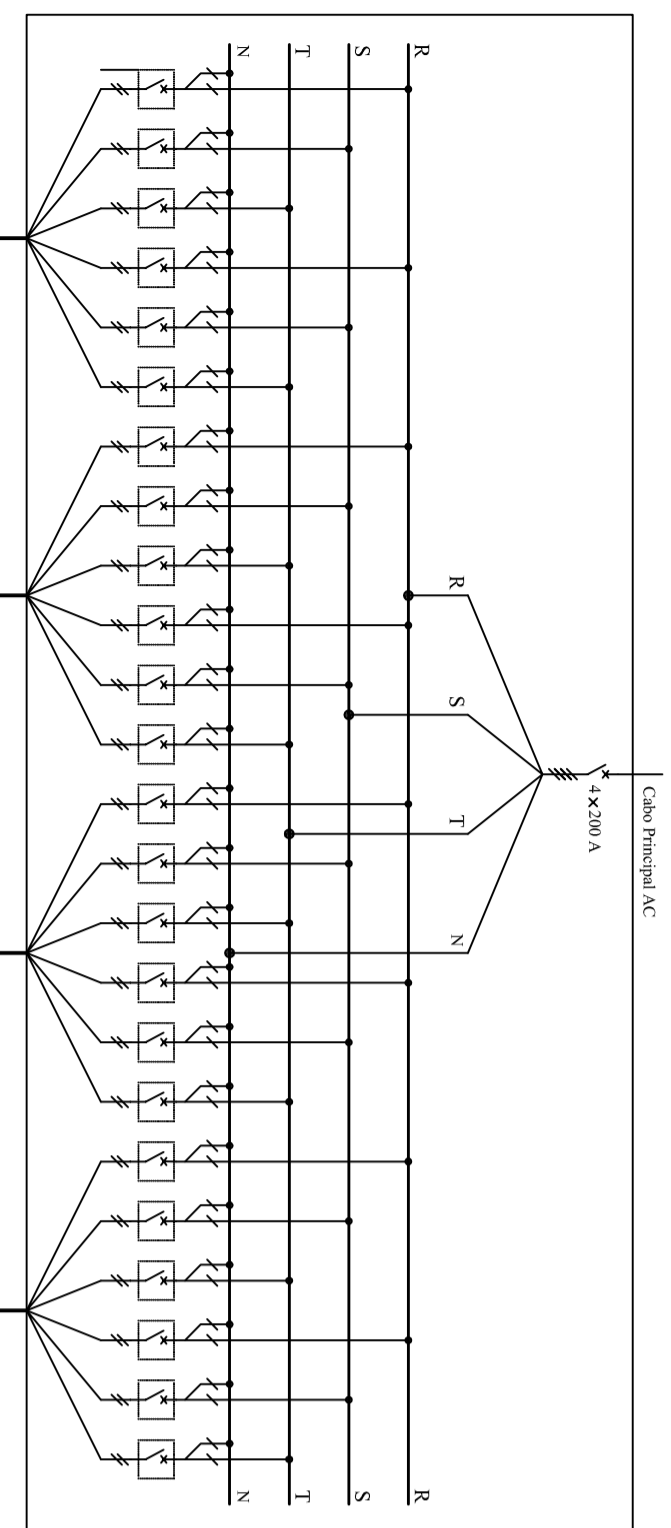
- ☒ - PAINEL FOTOVOLTAICO
- - CAIXA DE JUNÇÃO
- - VALA
- Ⓜ - INTERRUPTOR PRINCIPAL DC

Descrição:	Layout da Central Fotovoltaica (Opção 1)	
	Local:	Mazouco - Freixo de Espada à Cinta
Requerente:	Tec. Responsável: Vitor Alexandre Moreira Alves	
Escala:	Data: Junho 2008	
Anexo 6.5 A6.9		

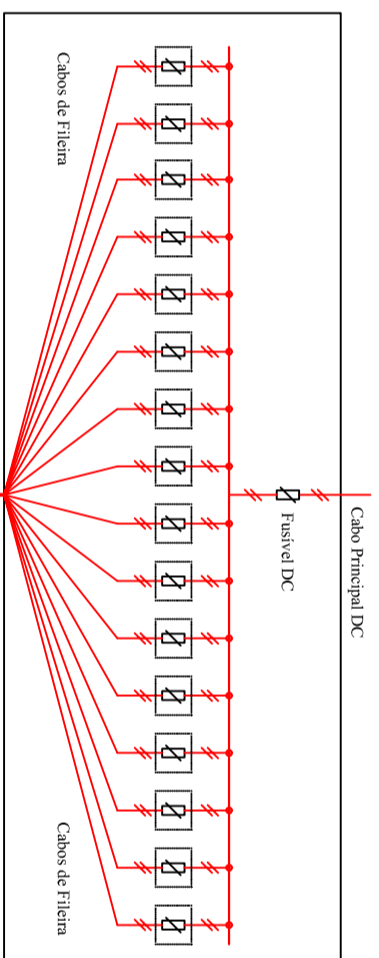
Esquema Unifilar da Central Fotovoltaica (Opção 1)



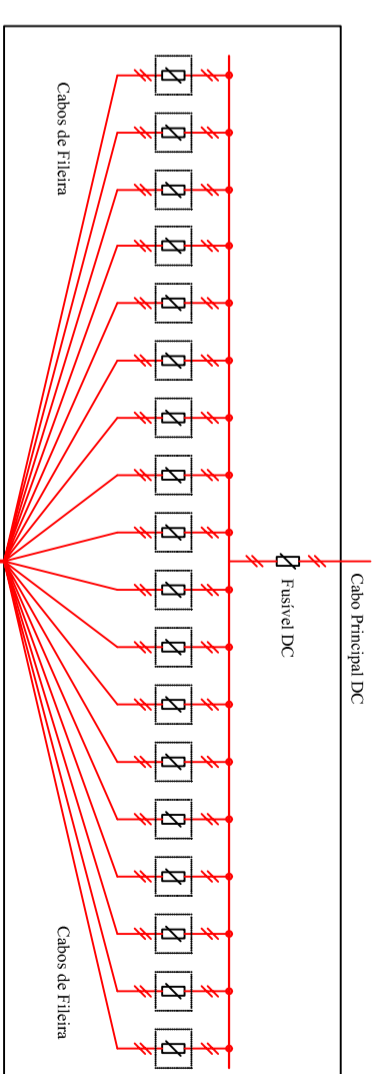
Caixa de Junção AC



Caixas de Junção (1 - 18)



Caixas de Junção (19 - 24)



LEGENDA

- ☒ - PAINEL FOTOVOLTAICO
- ⊘ - FUSIVEL
- ⤴ - DISJUNTOR
- ⤵ - DISJUNTOR
- ⤴ - INTERRUPTOR PRINCIPAL DC
- ⊘ - FUSIVEL (32 A)
- ⤴ - DISJUNTOR (2x25 A)

Valores dos Fusíveis DC

Caixa de Junção	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Valor do Fusível DC	125 A	125 A	125 A	125 A	125 A	100 A	100 A	100 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	80 A	100 A	100 A	100 A	125 A	125 A	125 A	125 A	125 A

Descrição:
Esquema Unifilar da Central Fotovoltaica (Opção 1)

Local:
Mazouco - Freixo de Espada à Cinta

Tec. Responsável:
Vitor Alexandre Moreira Alves

Anexo 6.6
A6.11

Escala:
Data: Junho 2008