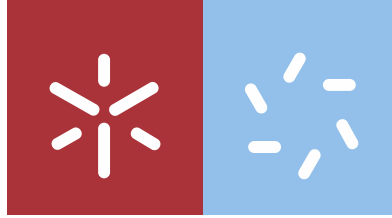


**Universidade do Minho**  
Escola de Ciências

Mariana Ferreira Carvalho

**Dimensionamento de um Parque solar Fotovoltaico: Análise Técnico-económica das diferentes Tecnologias**





**Universidade do Minho**  
Escola de Ciências

Mariana Ferreira Carvalho

**Dimensionamento de um Parque Solar  
Fotovoltaico: Análise Técnico-económica das  
diferentes Tecnologias**

Projeto Individual

Mestrado em Ciências e Tecnologias do Ambiente

Trabalho efetuado sob a orientação de

Professor Doutor Luís Manuel Fernandes Rebouta

Nelson Marques

## **DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS**

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

### ***Licença concedida aos utilizadores deste trabalho***



**Atribuição**

**CC BY**

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

## **DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE**

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

## **AGRADECIMENTOS**

Apesar desta dissertação ser, pelo objetivo académico, um trabalho individual, gostaria de deixar registados os meus sinceros agradecimentos aos meus orientadores pela oportunidade de realizar a tese em âmbito empresarial e por terem desempenhado um papel imprescindível.

Primeiramente os meus sinceros agradecimentos á empresa CJR por me ter acolhido e pela disponibilização de toda a informação necessária para o desenvolvimento do projeto.

Em especial gostaria de apresentar os meus agradecimentos ao meu orientador da dissertação Professor Doutor Luís Manuel Fernandes Rebouta por todo o empenho e disponibilidade da sua parte, pois parte do sucesso da dissertação deve-se a si.

Seguidamente apresento os meus agradecimentos ao Eng Nelson Marques, pela grande ajuda técnica e pelas sugestões importantes que me ofereceu ao longo de todo o estágio, contribuindo de uma forma fulcral para o seu sucesso.

Por fim agradeço á minha família que me permitiram obter uma licenciatura e concluir um mestrado e a todos os meus amigos que me ajudaram e apoiaram de uma forma ou de outra que contribuíram para que conseguisse superar esta fase fulcral numa altura difícil que todos passamos.

## RESUMO

O presente relatório avalia o potencial dimensionamento de parques /centrais fotovoltaicas de larga escala com ligação á rede, também designadas de *utility scales*, com potência acima de 1 MW a serem desenvolvidas durante o estágio na empresa CJR *Renewables*. Neste estudo é efetuada uma análise energética e económica, incluindo um estudo comparativo entre diferentes tipos de tecnologias de painéis solares e estruturas de suporte existentes no mercado, permitindo definir qual terá o melhor desempenho e eficiência na produção de energia elétrica, assim como a viabilidade económica da central.

Neste relatório são dimensionadas e avaliadas três centrais, uma com módulos monocristalinos inseridos em estruturas de suporte fixo, uma central com módulos monocristalinos inseridos em estruturas de seguimento solar e a terceira com módulos monocristalinos de tecnologia bifacial em estrutura de suporte fixo. Todas as centrais foram dimensionadas para a mesma potência instalada (24 MWp) de acordo com as diferentes tecnologias fotovoltaicas no mercado e na empresa, de modo a perceber as suas principais particularidades. De acordo com os resultados obtidos a central com estrutura de seguidor solar, permite um aumento da produção anual na ordem dos 31 % relativamente a estrutura fixa e 30 % relativamente a estrutura fixa bifacial. Com o desenvolvimento tecnológico, os sistemas com seguidores solares embora tenham custos maiores de implementação e manutenção, com base na análise de viabilidade económica dos sistemas fotovoltaicos, é a que maior benefício energético - económico oferece no presente, pelo aumento das receitas e lucro gerado ao longo do tempo.

Palavras-Chave: Energia Solar Fotovoltaica; Tecnologias Solares; Dimensionamento; Energia Produzida; Viabilidade Económica.

## **ABSTRACT**

This report assesses the potential dimensioning of large-scale photovoltaic parks / plants with connection to the grid, also called utility scales, with powers above 1 MW to be developed during the internship at CJR Renewables. In this study, an energetic and economic analysis is carried out, including a comparative study between different types of solar panel technologies and support structures existing on the market, allowing to define which will have the best performance and efficiency in the production of electricity, as well as economic feasibility. In this report, three plants are designed and evaluated, one with monocrystalline modules inserted in fixed support structures, one with monocrystalline modules inserted in solar tracking structures and the third with monocrystalline modules with bifacial technology in fixed support structure. All plants were dimensioned for the same installed power (24 MWp) according to the different photovoltaic technologies in the market and in the company, in order to understand their main peculiarities. According to the results obtained, the plant with a solar tracker structure allows an increase in annual production in the order of 31 % in relation to the fixed structure and 30 % in relation to the fixed bifacial structure. With technological development, systems with solar followers, although they have higher implementation and maintenance costs, based on the economic feasibility analysis of photovoltaic systems, is the one that offers the greatest energy - economic benefit at present, due to the increase in revenues and profit generated by over time.

Key words: Photovoltaic Solar Energy; Solar Technologies; Sizing; Energy Produced; Economic viability.



## ÍNDICE

Resumo.....	v
Abstract.....	vi
Lista de Figuras.....	xii
Lista de Tabelas.....	xiv
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos.....	xvi
1. Estado de Arte 1.....	17
1.1 Matriz energética em Portugal.....	18
1.2 Energia solar a escala mundial.....	19
1.3 Energia solar em Portugal.....	20
2. Fundamentação Teórica.....	21
2.1 Radiação solar.....	21
2.2 Orientação Solar.....	22
2.3 Posição do Sol relativamente a um plano horizontal.....	23
2.4 Inclinação dos painéis.....	24
3. Energia Fotovoltaica.....	26
3.1 Modelo de uma Célula Fotovoltaica.....	26
3.1.1 Curva Característica I-V P-V.....	27
3.1.2 Performance Ratio PR.....	29
3.1.3 Rendimento.....	29
3.1.4 Coeficientes de Temperatura.....	32
4. Central Fotovoltaica.....	34
4.1 Tecnologias Fotovoltaicas.....	34
4.1.1 Células 1ª Geração.....	34
4.1.2 Células 2ª Geração.....	34
4.1.3 Células 3ª Geração.....	35
4.1.4 Módulos de meia célula.....	35
4.1.5 Módulos Bifaciais.....	36
4.2 Estruturas fotovoltaicas.....	37
4.2.1 Estruturas de Suporte Fixo.....	37

4.2.2	Estrutura de Seguidor Solar .....	37
4.3	Inversor .....	38
4.3.1	Inversor Central .....	39
4.3.2	Inversor Descentralizado .....	39
4.4	Sistemas e Aplicações .....	39
4.4.1	Sistemas Isolados .....	39
4.4.2	Sistemas Ligados a rede .....	40
5.	<i>Cjr</i> renováveis .....	41
5.1	Áreas de negócio .....	41
6.	Caso de estudo .....	42
7.	Localização das centrais fotovoltaicas .....	44
7.1	Características Solares da zona de estudo .....	46
7.1.1	Insolação .....	46
7.1.2	Temperatura .....	46
8.	Dimensionamento A -Painéis em Suporte Fixo .....	49
8.1	Equipamentos Utilizados na Central .....	49
8.1.1	Estrutura de Suporte Fixo .....	49
8.1.2	Painéis Solares .....	50
8.1.3	Inversor .....	50
8.1.4	Transformador .....	51
8.2	Dimensionamento da Central .....	52
8.2.1	Distribuição dos Painéis Solares .....	52
8.2.2	Número de Módulos em Série .....	53
8.2.3	Número total de Fileiras .....	54
8.2.4	Número total de Inversores .....	55
8.2.5	Rácio do <i>Array</i> /Sistema .....	56
8.2.6	Número de Transformadores .....	57
8.3	Desenho HELIOS3D .....	57
8.4	Dimensionamento da cablagem .....	60

8.4.1	Dimensionamento dos cabos DC .....	60
8.4.2	Dimensionamento dos cabos AC-BT .....	63
8.4.3	Dimensionamento dos cabos AC-MT .....	65
9.	Dimensionamento B - Painéis em suporte de seguimento solar.....	68
9.1	Equipamentos utilizados na central.....	68
9.1.1	Estrutura de Seguimento Solar.....	68
9.2	Dimensionamento da Central .....	68
9.2.1	Número total de estruturas .....	69
9.3	Desenho HELIOSED .....	69
9.4	Dimensionamento da Cablagem .....	70
9.4.1	Dimensionamento dos cabos DC .....	70
9.4.2	Dimensionamento dos cabos AC-MT .....	71
9.4.3	Dimensionamento dos cabos AC-MT .....	71
10.	Dimensionamento C – Painéis Bifaciais em Suporte Fixo .....	72
10.1	Equipamentos utilizados na central.....	72
10.1.1	Painéis Solares.....	72
10.2	Dimensionamento da Central .....	72
10.2.1	Distribuição dos Painéis Solares.....	72
10.2.2	Número de painéis em serie .....	73
10.2.3	Número total de Fileiras.....	73
10.2.4	Número total de inversores.....	74
10.2.5	Rácio Array / Sistema.....	75
10.2.6	Número total de transformadores .....	76
10.3	Desenho HELIOSED .....	76
10.4	Simulação PVsyst - Ganho Bifacial .....	77
10.5	Dimensionamento da Cablagem .....	78
10.5.1	Dimensionamento dos cabos DC .....	79
10.5.2	Dimensionamento dos cabos AC-BT .....	79
10.5.3	Dimensionamento dos cabos AC-MT .....	79

11.	Análise energética das centrais .....	80
12.	Análise económica das centrais.....	82
12.1	Investimento das Centrais .....	82
12.1.1	Central Solar A .....	82
12.1.2	Central Solar B .....	82
12.1.3	Central Solar C .....	83
12.2	Viabilidade Económica das Centrais.....	84
12.2.1	Fluxo financeiro .....	85
12.2.2	VAL – Valor Atual Líquido.....	86
12.2.3	TRI – Taxa Interna de Rentabilidade.....	86
12.2.4	IR – Índice de Rentabilidade .....	86
12.2.5	Payback – Tempo de Retorno do Investimento .....	87
12.2.6	LCOE .....	87
12.3	Estudo Comparativo da Viabilidade Económica das Centrais .....	87
13.	Conclusões .....	89
14.	Bibliografia.....	91
Anexo I	– Fichas Técnicas.....	94
14.1	Painel Solar – <i>Jinko Solar</i> .....	94
14.2	Painel Solar Bifacial - <i>Astronergy</i> .....	95
14.3	Estrutura de Suporte Fixo - <i>STNorland</i> .....	97
14.4	Estrutura Seguidor Solar - <i>STNorland</i> .....	98
14.5	Inversor - <i>SunGow</i> .....	99
14.6	Transformador - <i>SunGow</i> .....	100
Anexo II	– Dimensionamento da cablagem.....	101
Anexo III	– Modelo Economico – Financeiro .....	104
	Central Solar A .....	104
	Central Solar B .....	106
	Central Solar C .....	107
Anexo IV	– Simulação PVsyst .....	110
14.7	Simulação em Suporte Fixo .....	110

14.8	Simulação em suporte com seguidor solar.....	115
14.9	Simulação de Painel Bifacial em Estrutura Fixa.....	121

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Índice de produção de energia solar em Portugal (DGEG, 2019) .....	18
Figura 2 Produção fotovoltaicas nas diversas regiões de Portugal (DGEG, 2019).....	18
Figura 3 Índice Global de Incidência solar kWh/m <sup>2</sup> /ano (Solargis, 2020).....	19
Figura 4 Índice de Radiação solar global em Portugal kWh/m <sup>2</sup> (Solargis, 2020) .....	20
Figura 5 Tipos de Radiação Solar (Clarisse Magarreiro & Brito).....	21
Figura 6 Declinação Solar (Maria de Fátima Oliveira Saraiva, s.d.) .....	22
Figura 7 Posição do Sol relativamente a Terra (Energia Fotovoltaica II) .....	23
Figura 8 Posição do sol relativamente a um plano inclinado (Energia Fotovoltaica II).....	25
Figura 9 Constituição de uma célula Fotovoltaica (Energia, 2020) .....	26
Figura 10 Curva P-V e I-V das células fotovoltaicas (Solar C. , 2020).....	27
Figura 11 Fator de Forma FF da célula fotovoltaica (Solar C. , 2020).....	28
Figura 12 Exemplos de curvas de diferentes fatores de forma (Solar C. , 2020).....	29
Figura 13 Relação da variação da incidência da irradiação com a potência gerada (Energia Fotovoltaica II).....	31
Figura 14 Relação da variação da temperatura com a potência gerada (Energia Fotovoltaica II) .....	31
Figura 15 Representação gráfica da relação inversa temperatura/tensão (Solarterra, 2019) .....	32
Figura 16 Módulos "meia- célula" (Macedo, 2018).....	35
Figura 17 Diferença das Células Bifaciais e Tradicionais (Monteiro, 2018).....	36
Figura 18 Áreas de negócio da CJR (CJR Renewables, 2020).....	41
Figura 19 Software HELIOS3D (HELIOS3D, 2020) .....	43
Figura 20 Software PVSyst (PVSyst, 2012).....	43
Figura 21 Localização geográfica das centrais.....	44
Figura 22 Relevo .....	45
Figura 23 Carta militar da região .....	45
Figura 24 Mapa de radiação global (horas) no distrito de Portalegre .....	46
Figura 25 Mapa de temperatura no distrito de Portalegre .....	46
Figura 26 Estrutura Fixa (Norland, Estruturas fixas de pólo único STI-F3, 2020) .....	49
Figura 27 Inversor descentralizado (SUNGROW, 2020) .....	50
Figura 28 Transformador SunGow .....	51
Figura 29 Configuração das strings/fileiras .....	54

Figura 30 Rácio matriz/sistema .....	56
Figura 31 Configuração da central A em HELIOS3D .....	58
Figura 32 Ligação dos inversores ao 1º transformador .....	58
Figura 33 Valas no circuito N°1 .....	59
Figura 34 Valas no circuito N°2 .....	59
Figura 35 Tipologia de cabos - solar, DC e AC .....	60
Figura 36 Queda de tensão percentual em cada circuito .....	66
Figura 37 Imagem ilustrativa das perdas em PVsyst.....	67
Figura 38 Configuração da estrutura de seguidor solar.....	69
Figura 39 Layout do número de estruturas em HELIOS3D.....	69
Figura 40 Configuração da central B em HELIOS3D.....	70
Figura 41 Queda de tensão percentual em cada circuito .....	71
Figura 42 Painel solar bifacial .....	72
Figura 43 Dimensionamento PVsyst.....	75
Figura 44 Rácio matriz/sistema.....	75
Figura 45 Configuração da central C em HELIOS3D.....	77
Figura 46 Ganho da parte traseira do módulo (PVsyst) .....	77
Figura 47 Queda de tensão percentual em cada circuito .....	79
Figura 48 Produção de energia elétrica anual (MWh/ano) .....	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Características técnicas do painel (Portal Solar, 2011) .....	30
Tabela 2 Parâmetros dos coeficientes de temperatura do painel (Portal Solar , 2011).....	32
Tabela 3 Temperaturas máximas e mínimas mensais do distrito de Portalegre .....	47
Tabela 4 Parâmetros meteorológicos mensais da região .....	48
Tabela 5 Especificações técnicas da estrutura fixa (Norland, Estruturas fixas de pólo único STI-F3, 2020) .....	49
Tabela 6 Ficha técnica do painel escolhido (Jinko solar) .....	50
Tabela 7 Ficha técnica do inversor descentralizado (SUNGROW, 2020) .....	51
Tabela 8 Parâmetros técnicos do transformador .....	51
Tabela 9 Configuração da fileira .....	54
Tabela 10 Valores máximos de corrente e tensão da string .....	55
Tabela 11 Número total atualizado de strings.....	56
Tabela 12 Configuração do layout.....	57
Tabela 13 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito DC.....	61
Tabela 14 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito AC-BT .....	63
Tabela 15 Secções utilizadas para cabo AC .....	65
Tabela 16 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito AC-MT.....	65
Tabela 17 Resumo de perdas elétricas do cabo AC-MT .....	66
Tabela 18 Características da estrutura de seguidor solar (Norland, seguidor solar descentralizado bi-fila, 2020).....	68
Tabela 19 Tipo de secções de cabos AC-BT .....	71
Tabela 20 Dados técnicos do painel solar bifacial (Chint Solar, 2019) .....	72
Tabela 21 Valores máximos de corrente e tensão da string .....	74
Tabela 22 Configuração da central fotovoltaica.....	76
Tabela 23 Características do painel com ganho de radiação traseira de 5% .....	78
Tabela 24 Energia incidente em cada estrutura tecnológica.....	80
Tabela 25 Resultados da avaliação energética de cada central .....	80
Tabela 26 Investimento económico da central A.....	82
Tabela 27 Investimento económico da central B .....	83
Tabela 28 Investimento económico da central C .....	83



Tabela 29 Resultados obtidos da avaliação económico-financeira dos projetos.....	87
Tabela 30 Resistência 20°C do cabo cobre DC de secção 6 mm <sup>2</sup> .....	101
Tabela 31 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto A).....	101
Tabela 32 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto B) .....	101
Tabela 33 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto C) .....	102
Tabela 34 Resistência dos cabos AC de Alumínio á temperatura de 20°C.....	102
Tabela 35 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto A) .....	102
Tabela 36 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto B).....	103
Tabela 37 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto C).....	103

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

AT	Alta tensão
BT	Baixa Tensão
CAPEX	Capital fixo
CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, gálio e índio
GW	<i>Gigawatt</i> ,
$I_{MP}$	Corrente no ponto de potência máximo
MPPT	Corrente máxima permitida no MPPT do inversor fotovoltaico
ISC	Corrente de curto-circuito
kW	<i>Kilowatt</i>
kWh	<i>Kilowatt-hora</i>
kWp	<i>Kilowatt-pico</i>
Lcabo	Comprimento do cabo elétrico
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
m	Metros;
MPPT	Seguidor do Ponto de Potência Máxima, do inglês <i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão;
NOCT	Do inglês <i>Normal Operating Cell Temperature</i>
$N_{\text{módulos}}$	Nº de módulos
$N_{\text{string}}$	Nº de <i>strings</i>
OPEX	<i>Operation Expenditure</i>
PERC	Do inglês <i>Passivated Emitter and Rear Contact</i>
$P_{AE}$	Produção anual de energia
$P_{MAX}$	Potência máxima
$P_{MP}$	Ponto de Máxima Potência, do inglês <i>Maximum Power Point</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
PVsyst	<i>PhotoVoltaic Systems</i>
STC	Do inglês, <i>Standard Test Conditions</i>
$V_{MP}$	Tensão no ponto de potência máximo
$V_{OC}$	Tensão em circuito aberto
$W_P$	<i>Watt-pico</i>
TIR	Taxa interna de rentabilidade
VAL	Valor atualizado líquido
$Y_f$	Produção específica de instalação

# 1. ESTADO DE ARTE 1

No início do século XX a produção de energia elétrica era responsável por cerca de um pouco mais de dois terços da emissão total de dióxido de carbono para a atmosfera, com tendência para aumentar. Vive-se atualmente uma época em que a energia se tornou um vetor essencial para o desenvolvimento das nações, constituindo o motor que alimenta o seu progresso. Em contrapartida a produção intensiva e o seu uso intensivo, nas suas diversas formas, revela-se na destruição progressiva do meio ambiente, na degradação da qualidade de vida, nas alterações climáticas, assim como a segurança da oferta de energia, impulsionando uma mudança do panorama energético mundial.

As mudanças climáticas a que temos vindo a assistir nos últimos anos, derivadas do aquecimento global, são um fenómeno de preocupação mundial. Estas mudanças climáticas, hoje apelidadas de “alterações climáticas” estão associadas a catástrofes, como cheias e períodos de seca extrema. Nos últimos 25 anos a temperatura da terra aumentou 0,18 ° C por década, e prevê-se um aumento de 1,4 a 5,8°C até ao final do século. Simultaneamente o nível médio do mar tem vindo a aumentar 0,03 mm/ano desde 1993 e os eventos climáticos extremos são hoje mais frequentes e intensos (William Moomaw (USA), 2011)

No seguimento desta mudança, têm vindo a ser criadas políticas governamentais de apoio às energias renováveis para substituir os combustíveis fósseis. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020) as energias renováveis cresceram rapidamente nos últimos anos, impulsionadas pelo apoio a políticas e reduções acentuadas de custos para energia solar fotovoltaica e eólica, em particular. O setor elétrico continua a ser o ponto mais brilhante para as energias renováveis, com o forte crescimento da energia solar fotovoltaica e eólica nos últimos anos, com base na já significativa contribuição da energia hidroelétrica.

As investigações e inovações nas áreas das energias renováveis nos últimos anos, nomeadamente na energia fotovoltaica, resultaram em tecnologias mais fiáveis e mais económicas, com um retorno financeiro a prazos mais curtos que, por sua vez, levaram à possibilidade do uso destas na geração de energia em grande escala, possibilitando assim a integração destas no sistema de energia elétrica. (Andoni, et al., 2019)

## 1.1 Matriz energética em Portugal

Em 2019 registou uma taxa de incorporação de fontes de energia renováveis (FER) na geração de eletricidade de 56,0 % o correspondente a uma geração elétrica de 27,3 TWh de um total de 48,8 TWh em Portugal continental. Os combustíveis fósseis representaram os remanescentes 44,0 %, o correspondente a 21,4 TWh.

De acordo com a Direção Geral de Energia e Geologia a produção de energia solar fotovoltaica tem crescido de ano para ano indicando que o país no ano passado gerou 1276 GWh de energia fotovoltaica, mais do dobro gerada em 2014 (627 GWh). (DGEG, 2019)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 <sup>1</sup>
Portugal	282	393	479	627	799	871	993	1 006	1 275	1 283

Figura 1 Índice de produção de energia solar em Portugal (DGEG, 2019)

Em 2019 o Alentejo teve uma produção fotovoltaica de 580 GWh, equivalente a quase 12 % do consumo anual de eletricidade da região. Na região Norte foram produzidos cerca de 149 GWh de energia fotovoltaica equivalente a 1 % do consumo anual.

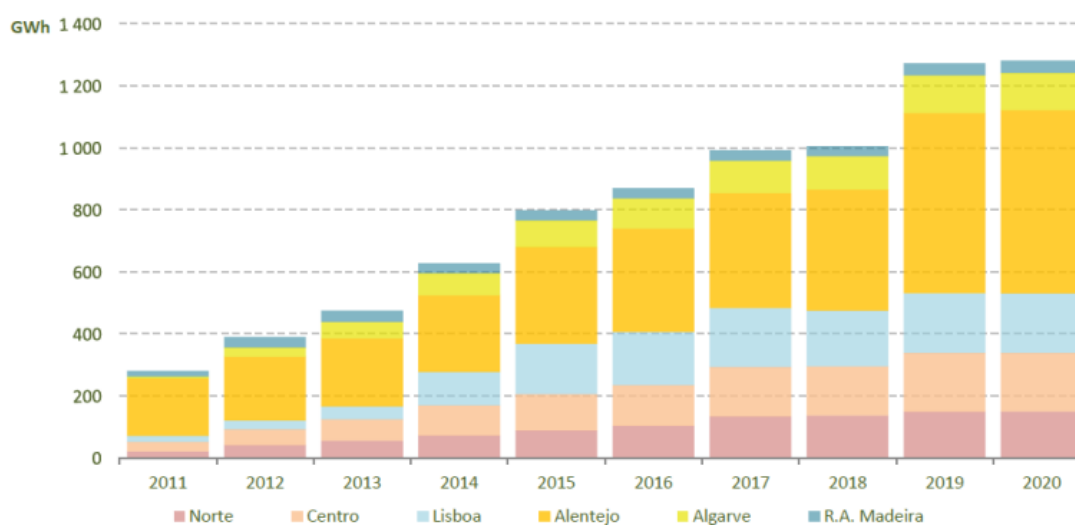


Figura 2 Produção fotovoltaicas nas diversas regiões de Portugal (DGEG, 2019)

O sector electroprodutor foi responsável pela emissão de cerca de 10,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> que se traduzem numa emissão específica média de aproximadamente 213 gramas de CO<sub>2</sub> emitidos por cada kWh de eletricidade gerado. (DGEG, 2019)

## 1.2 Energia solar a escala mundial

Os países europeus com maior incidência solar são os da zona sul, nomeadamente, Espanha, Itália, Grécia, Turquia e, principalmente, Portugal que apresenta um índice global entre 1500 e 1800 kWh/m<sup>2</sup>/ano. No entanto, nos restantes países com potencial fotovoltaico, o índice global pode até ultrapassar ligeiramente os 1900 kWh/m<sup>2</sup>/ano. (Solargis, 2020)

Na Europa, a radiação solar disponível varia muito com a latitude, de tal forma que em Portugal, Espanha e Itália (países no sul da Europa), a radiação solar anual chega a atingir o dobro da média disponível nos países do norte da Europa.

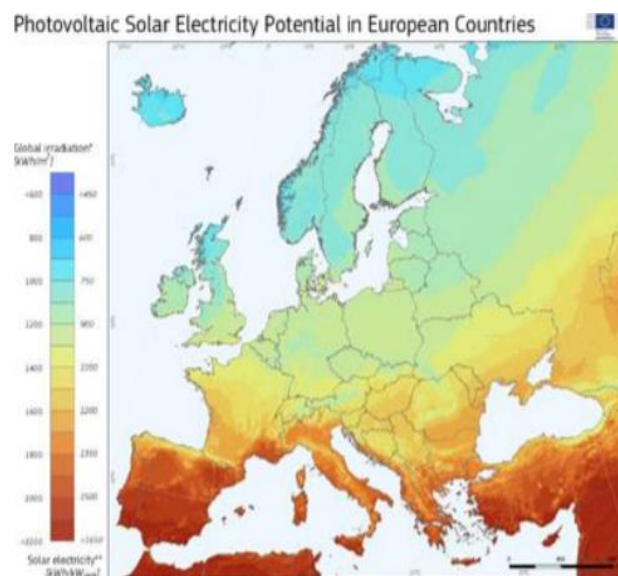


Figura 3 Índice Global de Incidência solar kWh/m<sup>2</sup>/ano (Solargis, 2020)

À escala mundial, o interesse no aproveitamento da energia fotovoltaica como fonte primária de energia tem aumentado consideravelmente.

Segundo um estudo efetuado pela *SolarPower Europe*, em 2016 o aproveitamento desta energia teve um aumento de 49%. Foram instalados um total de 76.1 GW em 2016, face aos 51.2 GW instalados no ano anterior. Em 2016, a China e os Estados Unidos foram os maiores contribuidores, que instalaram respetivamente 34.2 GW e 14 GW. Na Europa registou-se um decréscimo do investimento em relação a 2015, pois se em 2015 houve um aumento de 8.6 GW, no ano seguinte esse aumento foi de 6.9 GW. (Europe, 2019)

### 1.3 Energia solar em Portugal

Portugal é um dos países com boa exposição solar para a utilização de painéis solares como fonte de energias renováveis, com um número medio anual de horas de sol entre 2,200 e 3,100 horas. (Gabriel, 2018)



Figura 4 Índice de Radiação solar global em Portugal kWh/m<sup>2</sup> (Solargis, 2020)

A disponibilidade anual de radiação solar global (kWh/m<sup>2</sup>) é superior na região Sul de Portugal como se pode ver na Figura 4. Isto deve-se ao elevado número de horas de sol nessa região, que resulta das condições atmosféricas mais favoráveis que estes locais dispõem para aproveitamento solar. Este enorme potencial pode deve ser explorado, motivando assim a diminuição da dependência energética através de fontes de energia não renováveis

De acordo com o instituto português de energia solar IPES a variabilidade anual relativa á disponibilidade de radiação anual é maior no litoral, centro e norte de Portugal, levando a que estas sejam também as regiões onde a disponibilidade anual de radiação é menor, devido a períodos de maior nebulosidade e nevoeiros.

A variabilidade da radiação solar global em termos anuais é relativamente pequena, apresentando valores entre 1,6 e 3 % para os locais do país com maior disponibilidade de radiação solar (Alentejo e Algarve) e apenas entre 3,5 e 5 % para os restantes. Neste sentido, as regiões com maior disponibilidade de radiação solar apresentam também uma menor variabilidade deste recurso o que as torna particularmente interessantes para futuras instalações solares. Não deixa de ser curioso notar que não sendo o vale do Douro uma região com os níveis de radiação mais elevados, apresenta uma variabilidade relativamente pequena sobre uma boa parte da sua extensão. (Cavaco, et al., 2016)

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentadas algumas definições teóricas baseadas na energia solar necessárias para o dimensionamento das centrais.

### 2.1 Radiação solar

O sol encontra-se a uma distância de 150 milhões de quilômetros da Terra, no entanto, apesar dessa distância o planeta Terra está constantemente a ser bombardeado com raios solares, raios estes que apresentam a maior fonte de energia da Terra. 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. (Oliveira, 2014)

A radiação solar é a energia transmitida à Terra sob a forma de radiação eletromagnética. Essa energia 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 divide-se em três componentes principais, com características diferentes. (Clarisse Magarreiro & Brito):

- Radiação direta (que projeta sombras) vem diretamente da direção do disco solar;
- Radiação difusa (que inclui a radiação solar de todas as direções do céu, com a exceção do disco solar);
- Radiação refletida (que resulta da reflexão da radiação solar na superfície, dependendo, portanto, das propriedades óticas da superfície), também denominado albedo.

Irradiância Global=  $\sum \sum$  (horas de sol) + Direta + Difusa + Refletida

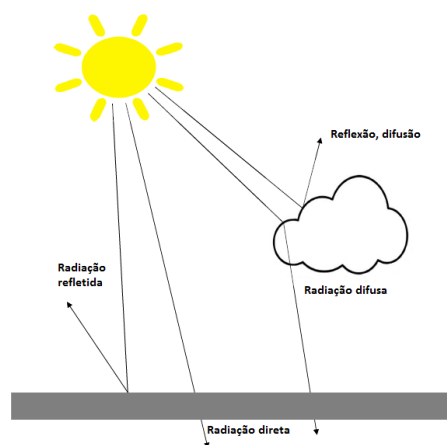


Figura 5 Tipos de Radiação Solar (Clarisse Magarreiro & Brito)

Para calcular a intensidade de insolação que é convertida em energia é necessário ter em conta a duração da insolação no local.

## 2.2 Orientação Solar

Para a integração dos sistemas fotovoltaicos é indispensável conhecer a posição do sol, só assim é possível conhecer a irradiação solar do local em questão, que está diretamente relacionada com hora do dia. Por sua vez, a irradiação diária varia devido às estações do ano. Estas são originadas pelo efeito do movimento de translação da Terra associado à inclinação de  $23,45^\circ$  do eixo da Terra em relação ao plano normal da trajetória desenvolvida pela Terra como se pode ver na Figura 6. Este efeito provoca uma variação da inclinação entre o plano do equador da Terra e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol, que varia aproximadamente entre  $23,45^\circ$  no verão e os  $-23,45^\circ$  no inverno no hemisfério norte, e é designada de declinação solar,  $\delta$ , provocando assim uma variação da duração dos dias e das estações do ano.

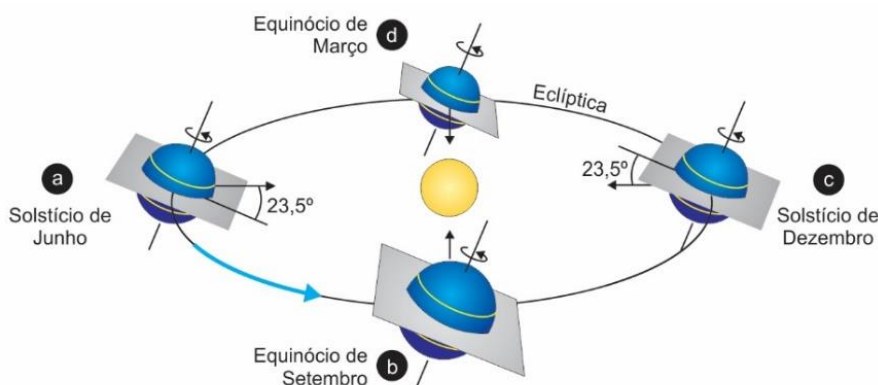


Figura 6 Declinação Solar (Maria de Fátima Oliveira Saraiva, s.d.)

A declinação é calculada pela seguinte expressão:

$$\sin \delta = \sin 23,5^\circ \sin \frac{360 \times (284 + N)}{365} \quad (1)$$

Onde N é o número de dias decorridos desde o início do ano.

A quantidade total de radiação solar recebida não depende apenas da duração do dia, mas também depende da altura solar,  $\alpha$ , que varia com a latitude  $\Phi$ . (Maria de Fátima Oliveira Saraiva, s.d.)



## 2.3 Posição do Sol relativamente a um plano horizontal

Para se poder caracterizar a radiação que incide num determinado ponto da superfície terrestre é necessário descrever vários ângulos de referência, a saber:

- Ângulo de elevação ou altitude solar  $\alpha$ , que é formado pelos raios solares com o plano horizontal; diz respeito ao ângulo entre o plano horizontal e a Irradiância direta nesse mesmo plano.
- Ângulo de azimute solar  $a_s$  entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção Norte-Sul no plano horizontal.  $a_s > 0$  se o sol estiver a oeste do Sul, e  $a_s < 0$  se estiver a este do Sul. ( $-180^\circ \leq a_s \leq +180^\circ$ ).
- Ângulo de zênite solar,  $z$ , definido como  $z = 90^\circ - \alpha$ , sendo o ângulo entre os raios solares e a direção vertical.
- Ângulo de horário solar  $h$ , sendo o deslocamento angular do sol para este ou oeste do meridiano local devido á rotação da terra sobre o seu eixo,  $15^\circ$  por hora, negativo de manhã, positivo á tarde, representado por  $h = 15(t_{\text{solar}} - 12)$  (graus). (Gabriel, 2018)

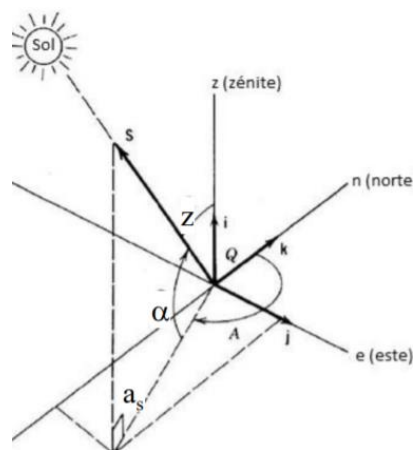


Figura 7 Posição do Sol relativamente a Terra (Energia Fotovoltaica II)

É possível determinar o ângulo de incidência solar ou zenital solar ( $z$ ): ângulo entre zênite e a linha Sol-Terra ( $^\circ$ ) pela seguinte equação;

$$z = 90^\circ - \alpha$$

$$\arccos(\sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos h) \quad (2)$$

Assim, o azimute solar é calculado por:

$$\sin a_s = \left( \frac{\cos \delta \times \sin(h)}{\cos \alpha} \right) \quad (3)$$

Onde:

$\alpha$  – Ângulo de elevação solar: ângulo entre o plano horizontal e a linha Sol-Terra ( $^\circ$ );

$z$  – Ângulo de incidência solar ou distância zenital solar: ângulo entre zênite e a linha Sol-Terra ( $^\circ$ );

$\alpha_s$  – Azimute solar: ângulo entre o Sul e a linha Sol-Terra (°);

h – Ângulo horário (°);

$\delta$  – Declinação;

$\phi$  – Latitude (°).

A irradiação solar é a magnitude que mede a energia por unidade de área de radiação solar incidente numa superfície num intervalo de tempo kWh/m<sup>2</sup>.

A magnitude ou potência que descreve a radiação solar que atinge a terra é chamada de Irradiância solar. Dada pela seguinte expressão:

$$F = S \left( \frac{dm}{d} \right)^2 \cos \alpha_s \quad (4)$$

Em que S representa a constante solar, e a fração (dm/d) representa a divisão entre a distância média e a distância atual da Terra ao sol e  $\alpha_s$  o ângulo de azimute solar. A Irradiância solar é expressa em unidades de potência por superfície, geralmente watts por metro quadrado, W/m<sup>2</sup>. (Lourenço, 2014)

## 2.4 Inclinação dos painéis

Para que seja possível otimizar a exposição solar e a quantidade de eletricidade que pode ser produzida por um sistema fotovoltaico num determinado local deve-se ter em conta a orientação, assim como inclinação do painel solar.

A posição do Sol relativa a um plano com uma orientação particular relativamente à superfície da Terra, pode ser descrita em termos de vários ângulos:

- Inclinação  $\beta$  – ângulo entre o plano em questão e a horizontal ( $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ ),  $\beta > 90^\circ$  significa que a superfície tem uma componente virada para baixo.
- Azimute da superfície  $a_w$  – o desvio da projeção da normal sobre uma superfície horizontal, relativamente ao meridiano local, com zero para Sul, Este negativo e oeste positivo ( $180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$ );
- Ângulo de incidência  $\theta_i$  – ângulo entre o feixe da radiação sobre a superfície e a normal a essa superfície.

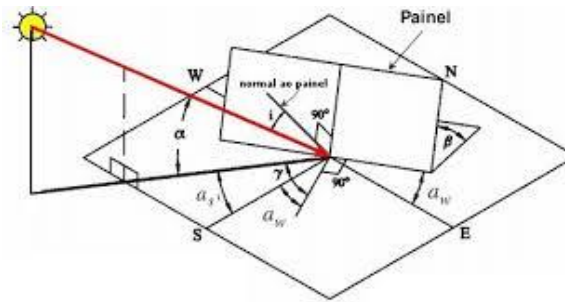


Figura 8 Posição do sol relativamente a um plano inclinado (Energia Fotovoltaica II)

A quantidade de luz solar incidente diretamente sobre os módulos é assim máxima quando a posição do Sol é perpendicular à sua superfície, uma vez que a irradiação percorre o percurso mais curto através da atmosfera, com conseqüente diminuição da sua difusão e/ou reflexão. (Macedo, 2018)

O ângulo de inclinação ótimo para os painéis é um valor próximo da latitude do local da instalação. Em Portugal estes sistemas deverão ser direcionados para sul com um ângulo de montagem de, aproximadamente 30° a 35°C.

É possível determinar o ângulo de incidência solar ( $\theta_i$ ) pela seguinte equação:

$$\theta_i = \arccos (\sin\delta \times \sin\phi \times \cos\beta - \sin\delta \times \cos\phi \times \sin\beta \times \cos\alpha_w + \cos\delta \times \cos\phi \times \cos\beta \times \cos\alpha_h + \cos\delta \times \sin\phi \times \sin\beta \times \cos\alpha_w \times \cos\alpha_h + \cos\delta \times \sin\alpha_w \times \sin\alpha_h \times \sin\beta) \quad (5)$$

No hemisfério norte os painéis devem estar orientados para sul ( $\alpha_w = 0^\circ$ ) e neste caso, o ângulo de incidência solar é dado por:

$$\theta_s = \arccos (\sin\delta \times \sin(\phi - \beta) + \cos\delta \times \cos(\phi - \beta) \times \cos\alpha_h) \quad (6)$$

## 3. ENERGIA FOTOVOLTAICA

### 3.1 Modelo de uma Célula Fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo que converte a energia solar em energia elétrica através de um efeito fotovoltaico. A típica célula fotovoltaica é formada por duas camadas de silício distintas, uma dopada com elemento químico boro (tipo P) e outra dopada com elemento químico fósforo (tipo N).

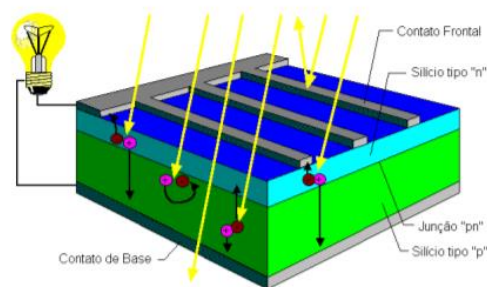


Figura 9 Constituição de uma célula Fotovoltaica (Energia, 2020)

A Junção P-N é formada pela união do tipo-P (presença maioritária de portadores de carga tipo p, ou seja, elevada concentração de lacunas ou déficit de elétrões), com o tipo-N (presença maioria de portadores de carga tipo n, ou seja, uma elevada concentração de elétrões) do semiconductor. Como se pode ver pela Figura 9, assim que a radiação solar chega á célula, durante essa junção, os fotões são absorvidos pelos elétrões da camada de silício, recebendo energia suficiente para serem transformado, assim, o excesso de elétrões do tipo-N tenta difundir-se com as lacunas do tipo-P e o excesso de lacunas no tipo-P tenta difundir-se com os elétrões do tipo-N. (Energia, 2020).

O movimento dos elétrões para a camada do tipo-P expõe o núcleo dos iões positivos na camada do tipo-N, enquanto o movimento das lacunas para a camada do tipo-N expõe o núcleo dos iões negativos na camada do tipo-P, resultando num campo de elétrões na sua união formando-se uma tensão de contacto. (Solarterra, 2019)

Enquanto a luz continuar a incidir na célula, o fluxo de elétrões manter-se-á. A intensidade da corrente gerada varia proporcionalmente com a intensidade da luz incidente. (Solarterra, 2019)

Para além do silício, que possui rendimentos de conversão de energia solar em energia elétrica na ordem dos 14 a 20 %, são também utilizados outros materiais, em células solares multijunção, como o Arseneto de Gálio (*GaAs*), Germânio (*Ge*) e Fosforeto de Índio (*InP*), que atingem rendimentos de 35 %, mas com custo mais elevado, e outras tecnologias, como os filmes finos (*thin films*), que visam reduzir os custos

de produção recorrendo a outros materiais, como o silício amorfo (*a-Si*) ou o seleneto de cobre-índio (*CIS*), que são bons absorvedores de luz e permitem ser utilizados em espessuras bastante reduzidas, reduzindo também bastante o custo. No entanto, os rendimentos caem para valores entre 7 e 16 %, dependendo do tipo de material utilizado, sendo necessária uma maior área de painéis para obter a mesma quantidade de eletricidade. (Energia, 2020)

### 3.1.1 Curva Característica I-V P-V

De fabricante para fabricante de células fotovoltaicas os efeitos provocados por cada um deles são diferentes e estão presentes nas curvas características de I-V (corrente- tensão) e P-V (potência- tensão), como exemplificado na Figura 10. Estas curvas estão presentes no *datasheet* do módulo fotovoltaico. (Macedo, 2018)

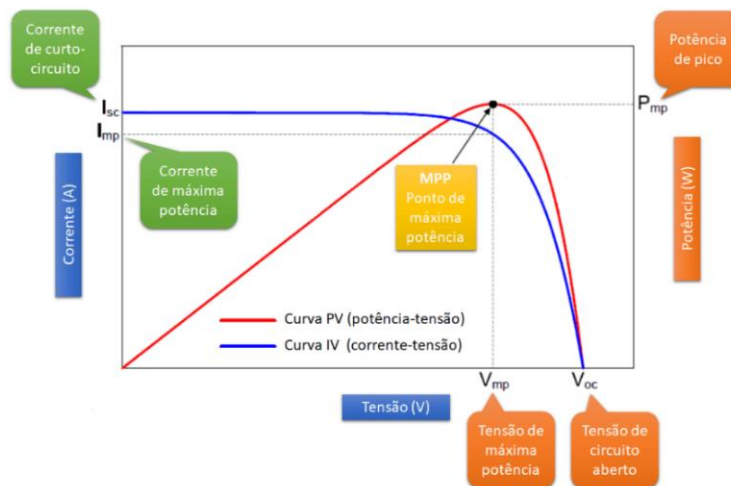


Figura 10 Curva P-V e I-V das células fotovoltaicas (Solar C. , 2020)

Nesta imagem pode-se observar algumas variáveis essenciais para a definição do coeficiente de forma, FE, que é um índice de qualidade das células fotovoltaicas e do rendimento da célula,  $\eta$ , nas condições de Irradiância padrão de  $1000 \text{ W/m}^2$  e uma temperatura operacional de  $25^\circ\text{C}$ .

- A corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ , sendo a corrente máxima que a célula pode atingir apenas quando a tensão for nula (0).
- A tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ , sendo a tensão máxima que a célula pode atingir apenas quando a corrente for nula (0).
- A tensão a máxima potência  $V_{MP}$ , ou seja, a tensão que a célula atinge quando está a máxima potência.

- A corrente a máxima potência  $I_{MP}$ , ou seja, a corrente que a célula atinge quando está a potência máxima.
- O Ponto de potência máxima, sendo esta a potência que a célula trabalha quando a corrente e tensão atingem valores  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ , também chamada a potencia de pico. ( $P_{MAX}$ ). É também chamado o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico.

O coeficiente de forma mede o quão distante a curva I-V está de um formato retangular. Se a curva fosse retangular, teríamos uma potência de saída  $P_{MAX} = V_{OC} \times I_{SC}$ . Numa célula real a curva I-V não é um retângulo, então a potência máxima de saída do módulo é igual a  $P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP}$ , sendo  $V_{MP}$  e  $I_{MP}$  a tensão e a corrente no ponto de máxima potência, cujos valores são especificados nos catálogos dos fabricantes.

O fator de forma (FF) é definido como a razão entre  $P_{MP}$  e  $P_{MAX}$ , como vemos na Figura 11, Como  $P_{MAX}$  sempre vai ser maior do que  $P_{MP}$ , o fator de forma sempre será um número menor do que 1. (Solar C. , 2020)

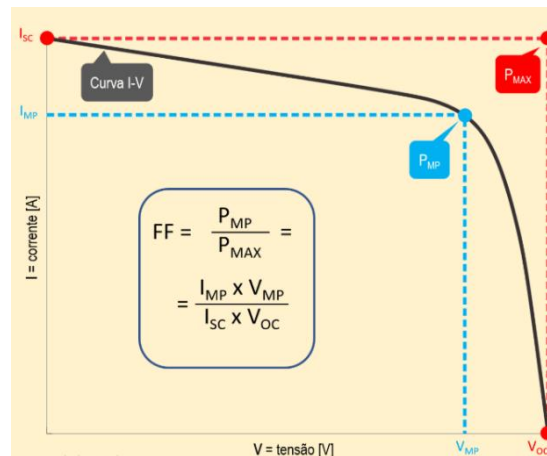


Figura 11 Fator de Forma FF da célula fotovoltaica (Solar C. , 2020)

Observamos na Figura 12 as curvas I-V com diferentes fatores de forma. As inclinações das retas estão diretamente relacionadas com as resistências elétricas internas do módulo, que incluem resistências das próprias células.

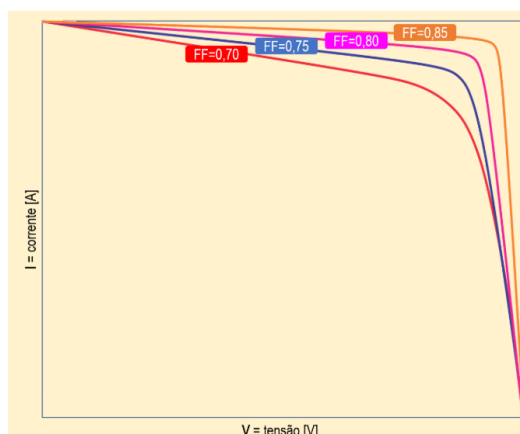


Figura 12 Exemplos de curvas de diferentes fatores de forma (Solar C. , 2020)

### 3.1.2 Performance Ratio PR

A avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico é realizada através da medida da sua Performance Ratio (PR). Mais concretamente, a PR designa a relação entre a produção energética (kWh) pela radiação incidente por unidade de área (kWh/m<sup>2</sup>) e a potência pico (kWp)

Quando se pretende calcular manualmente a Performance Ratio, pode utilizar-se a seguinte expressão simplificada:

$$PR = \frac{\text{Energia produzida}}{G_{inc} \times P_{pico}} \quad (7)$$

Um valor de 100 % não é, contudo, atingível na realidade, pois durante a operação do sistema fotovoltaico também ocorrem sempre perdas inevitáveis como perdas térmicas. Os sistemas fotovoltaicos eficientes atingem, contudo, uma Performance Ratio superior a 80 %.

Existem alguns fatores que influenciam a Performance Ratio de um sistema fotovoltaico entre os quais:

- A baixa altura do sol, temperaturas altas ou baixas assim como a existência de sombras influenciam, neste caso fortemente, o resultado do cálculo.
- Perdas óhmicas: Ao transferir energia do painel para o inversor e daí para a rede ocorrem, embora de forma limitada, perdas em linha devido ao tipo e material do cabo utilizado. Devido a estas perdas em linha o valor PR pode ser reduzido.
- Rendimentos do inversor: Se o inversor (e o conversor CC/CC, se existir) instalado no sistema fotovoltaico tiver um elevado grau de rendimento, este pode levar a valores PR elevados.

### 3.1.3 Rendimento

O desempenho obtido pelas células fotovoltaicas, estão relacionadas com alguns fatores nomeadamente com as diferentes condições climáticas que exigem desempenhos diferentes, sendo os fatores mais importantes que poem causa a eficiência da célula a radiação incidente e a temperatura na célula.

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \times A} \times 100 (\%) \quad (8)$$

Sendo A, a área da célula em m<sup>2</sup>, e o G a radiação solar incidente por unidade de superfície (W/m<sup>2</sup>)

O modelo ideal de uma célula fotovoltaica é representado desprezando-se as perdas. Neste modelo ótimo, a intensidade da fonte de corrente gerada é diretamente proporcional á radiação solar incidente. (Gabriel, 2018)

As células têm perdas, nomeadamente:

- Perdas por impurezas presentes no silício;
- Perdas nos contactos existentes na parte superior e inferior da célula;
- Perdas por efeito de joule;
- Resistência natural dos diversos materiais utilizados na célula;

O rendimento de uma célula não é o suficiente para gerar as potências desejadas, para isso os fabricantes interligam as células de forma a formarem uma unidade maior, o módulo. Cada módulo construído por cada fabricante apresenta a sua ficha de especificações técnicas, como representado na Tabela 1 dando ao cliente informações sobre, nomeadamente, a sua potencia máxima, designada como *watt pico (Power output)*, a eficiência, sendo este parâmetro muito importante na escolha do modulo, uma vez que, quanto maior a eficiência do painel solar menor é a área necessária para gerar a mesma quantidade de energia, tensão máxima  $V_{MPP}$  e em curto circuito  $V_{oc}$ , corrente máxima  $I_{MPP}$  e em curto circuito  $I_{sc}$ . (Portal Solar, 2011)

Tabela 1 Características técnicas do painel (Portal Solar, 2011)

Module type		
Power output	$P_{max}$	W
Power output tolerances	$\Delta P_{max}$	%
Module efficiency	$\eta_m$	%
Voltage at $P_{max}$	$V_{mpp}$	V
Current at $P_{max}$	$I_{mpp}$	A
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V
Short-circuit current	$I_{sc}$	A

Esta classificação baseia-se na produção de energia medida em condições de laboratório, "Condições Padrão de Teste" (*STC - Standard Testing Conditions*), quer isto dizer que, o modulo é submetido a uma Irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup> (a irradiação solar que deve ser de 1000 W/m<sup>2</sup> que se refere à quantidade de energia que incide sobre uma determinada área em um determinado momento) a



temperatura de 25°C, ou seja, para produzir a potência máxima nominal ( $P_{MAX}$ ), conforme ele é classificado na ficha técnica, o painel solar não pode ficar mais quente do que 25°C, no entanto, a temperatura de operação de um módulo, nunca será idêntica às condições de teste em laboratório.

Todos os painéis solares perdem eficiência quando aquecem. O problema encontra-se na produção de energia do módulo, isto porque a própria geração de energia aumenta sempre mais a temperatura do painel do que com a temperatura do ambiente. (Portal Solar , 2011)

O principal efeito provocado pelo aumento da temperatura do módulo é uma redução da tensão que é diretamente proporcional. Existe um efeito secundário dado por um pequeno incremento da corrente para valores baixos de tensão. Tudo isto está indicado nas figuras 13 e 14.

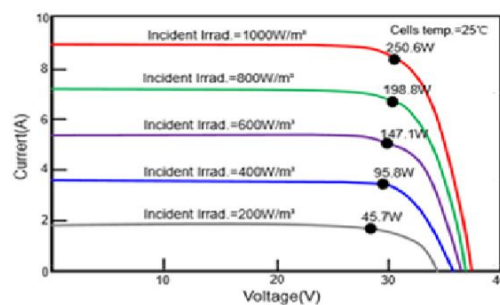


Figura 13 Relação da variação da incidência da irradiação com a potência gerada (Energia Fotovoltaica II)

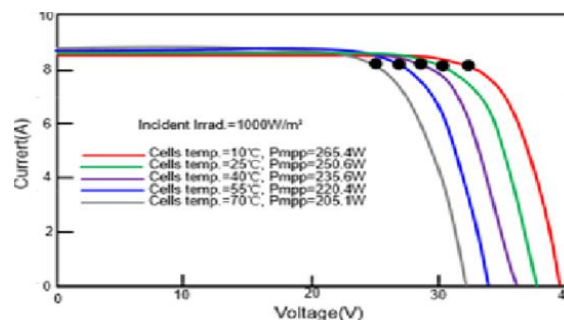


Figura 14 Relação da variação da temperatura com a potência gerada (Energia Fotovoltaica II)

Na Figura 13 está representada a Influência da irradiação na curva I-V (a temperatura de 25°C) e na Figura 144 está representada a influência da temperatura na curva I-V (numa Irradiância de 1000 W/m²). Resumindo, um aumento da temperatura do módulo tende a reduzir a sua eficiência, devido à diminuição da tensão de trabalho como é possível verificar na Figura 155. A intensidade da radiação solar incidente influencia também a tensão de trabalho. A diminuição da irradiação reduz a eficiência dos módulos.

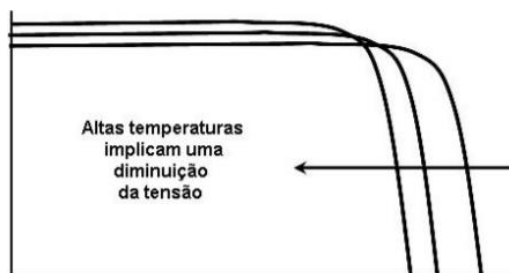


Figura 15 Representação gráfica da relação inversa temperatura/tensão (Solarterra, 2019)

Por essa razão, para locais com temperaturas ambientes muito elevadas são adequados módulos que possuam maior quantidade de células em série a fim de que as mesmas tenham suficiente tensão de saída.

### 3.1.4 Coeficientes de Temperatura

O coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) define-se como a variação da corrente de curto-circuito de um dispositivo por unidade de variação de temperatura, já o coeficiente de temperatura para a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) é um coeficiente que indica a variação da tensão em circuito aberto de um dispositivo por unidade de variação da temperatura.

O coeficiente de variação de potência máxima com a temperatura ( $P_{max}$ ) é a variação de potência máxima de uma célula por unidade de variação de temperatura., ou seja, demonstra a energia perdida a cada °C que o painel estiver acima dos 25°C (25°C condições padrões de teste – STC). Um painel utilizado, como exemplo na Tabela 2 perde 0,45% de sua potência máxima para cada grau acima de 25°C, conforme especificação do fabricante. (Portal Solar , 2011)

Tabela 2 Parâmetros dos coeficientes de temperatura do painel (Portal Solar , 2011)

TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS*	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) (°C)	46 ± 2 (CyC), 48 ± 2 (KyC)
Temperature Coefficient of Pmax (%/°C)	-0.45
Temperature Coefficient of Voc (%/°C)	-0.34
Temperature Coefficient of Isc (%/°C)	+0.05
Operating Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage (V)	1000 (UL) & 1000 (IEC)
Limiting Reverse Current (A)	8.40
Maximum Series Fuse Rating (A)	15
Junction Box Rating	IP67
Connector Types (indicated in model #)	Amphenol Helios H4 (-38 or -28) Bizlink S418 (-34 or -24)
Application Class	Class A
Packaging Specifications	20 modules/pallet 520 modules/container
Wind and Snow Front Load	5,400 Pa
Wind Back Load	2,400 Pa

Um outro fator que está relacionado com o rendimento dos painéis é a refrigeração natural dos módulos. Por exemplo, os módulos fixados em estruturas totalmente elevadas do solo possuem maior refrigeração natural (fluidez do ar e passagem de vento) do que sistemas cujos módulos estejam fixados em solos ou

telhados. Dessa forma, é correto dizer que a eficiência em função da temperatura é maior para sistemas com módulos fixados em estruturas elevadas. (Feijóo, 2017).

## 4. CENTRAL FOTOVOLTAICA

O princípio básico de uma central de energia fotovoltaica baseia-se no conjunto de células fotovoltaicas que convertem diretamente a energia solar em energia elétrica.

Cada gerador fotovoltaico (módulo) fornece aos seus terminais uma corrente elétrica direta contínua. Ao conjunto de cada módulo unidos em série forma uma sequência de vários geradores fotovoltaicos com um determinado nível de tensão para o funcionamento correto de um inversor. Esses módulos em série estão agrupados em paralelo e designados por fileiras ou “*strings*”.

O inversor transforma a corrente contínua produzida, DC, pelos painéis em corrente alternada, AC, para ser posteriormente conduzida para um transformador BT e seguidamente conectado a rede elétrica MT.

### 4.1 Tecnologias Fotovoltaicas

Os sistemas fotovoltaicos são baseados em grande parte em células de tipo silício cristalino, que se encontram no mercado em grande peso e divididos em várias gerações.

#### 4.1.1 Células 1ª Geração

Nesta geração as células de silício cristalino são caracterizadas por:

- Mono- cristalino: Possui uma estrutura cristalina de silício, homogênea. As suas lâminas são fatiadas em formas individuais arredondadas, tratadas e revestidas em camadas - células fotovoltaicas. O seu processo produtivo é mais caro, porém o coeficiente de rendimento é elevado.
- Poli-cristalino: Os cristais de silício são fundidos em blocos preservando a formação dos componentes (não homogênea). As placas são cortadas em formas quadradas e geralmente menos eficientes.

#### 4.1.2 Células 2ª Geração

A segunda geração de materiais fotovoltaicos está baseada no uso de filmes finos de semicondutores com espessura na ordem de 1  $\mu\text{m}$  que experimentalmente chegam aos 17% de eficiência.

Os filmes finos agrupam-se em vários tipos de materiais, entre eles:

- Silício amorfo (*a-Si*): 40 vezes mais eficiente do que o silício monocristalino, o que permite que uma lâmina de apenas 1  $\mu\text{m}$  seja capaz de absorver 90% da energia solar útil.

- Arsenieto de Gálio (*GaAs*): alto nível de absorção. Exige apenas alguns  $\mu\text{m}$  de espessura para absorver a luz solar e possui também uma eficiência de conversão de 29%, que é a mais alta para qualquer célula de junção única.
- Disseleneto de cobre-índio e cobre-índio-gálio (*CIS e CIGS*): Assim como o *a-Si* o *CIGS* também possui um elevado coeficiente de absorção, o que permite absorver cerca de 90 % dos fótons com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1  $\mu\text{m}$  a 3  $\mu\text{m}$ .

#### 4.1.3 Células 3ª Geração

Nesta geração, as células são feitas por materiais orgânicos, como pequenas moléculas ou polímeros. Absorverem uma faixa ampla do espectro solar apresentando as maiores eficiências entre todos os dispositivos fotovoltaicos, são também conhecidas como células de *Gratzel*.

#### 4.1.4 Módulos de meia célula

Uma das tendências que cresce cada vez mais entre os principais fabricantes é a tecnologia de módulos de meia célula, em inglês chamados de "*half cell*". São módulos cujas células são divididas ao meio. Estas células geram metade da corrente de uma célula padrão, reduzindo a resistência interna na interligação dos módulos solares, o que quer dizer que, menos resistência entre as células, maior a potência de saída de um módulo havendo por isso maior eficiência, maior fiabilidade e, conseqüentemente, um melhor rendimento energético. (solver, 2019)

Os módulos com o dobro da tensão seriam uma desvantagem, pois valores de tensão mais altos resultam na metade da quantidade de módulos que podem ser conectados por *string*.

Por isso, a maioria destas células encontra-se como representado Figura 16 de forma a produzir tensões semelhantes aos dos módulos solares tradicionais. (Macedo, 2018).

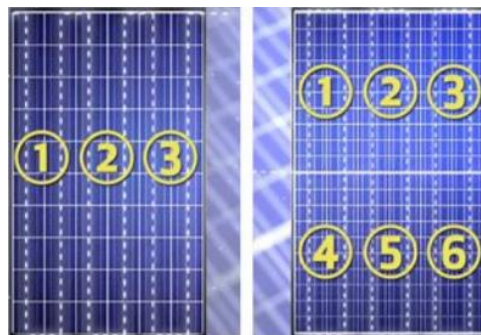


Figura 16 Módulos "meia- célula" (Macedo, 2018)

Estas células também são bastante utilizadas para locais com bastantes sombreamentos, isto porque com esta tecnologia o efeito do sombreamento causa menos perdas na produção total de energia feita pelo módulo., ou seja, se temos uma sombra parcial que afeta parte do módulo, esta perda de rendimento apenas afetará essa metade, enquanto a outra metade continuará a produzir ao máximo que as condições de irradiação e temperatura permitem. Verifica-se o contrário num módulo típico, no qual a sombra parcial que incide no painel fotovoltaico pode afetar substancialmente o rendimento, inutilizando-o totalmente no pior dos casos. (Solar K. , 2020)

#### 4.1.5 Módulos Bifaciais

Os painéis fotovoltaicos bifaciais possuem células fotovoltaicas de duas superfícies para absorver a energia solar radiante, ou seja, possuem células fotovoltaicas que captam energia a partir dos dois lados, permitindo que energia seja gerada a partir da parte frontal e traseira do módulo. A energia adicional gerada da parte traseira do módulo é chamada de “*back side power gain*”. O ganho real do módulo bifacial depende de muitos parâmetros, incluindo o tipo de instalação e coeficiente de reflexão do solo/superfície. (Solaredge, 2020)

A Figura 177 mostra a diferença entre as estruturas de módulos do tipo PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact* – o que significa o uso de contatos passivados na parte traseira que captam a irradiação solar na parte traseira) e módulos do tipo bifaciais.

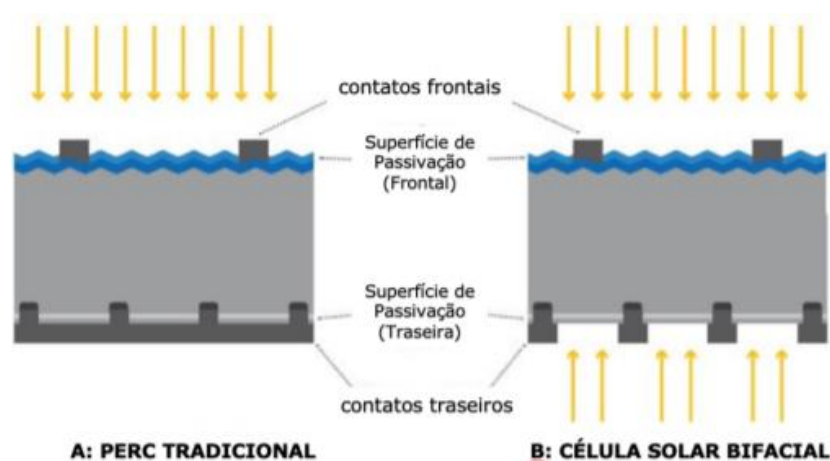


Figura 17 Diferença das Células Bifaciais e Tradicionais (Monteiro, 2018)

A célula solar de tecnologia PERC é constituída por uma superfície de passivação frontal constituída por um revestimento anti reflexo de  $\text{SiNx}$ , e uma superfície de passivação da superfície traseira de oxido de silício  $\text{SiOx}$ . Essa passivação melhora a eficiência global da célula através de duas formas:

- Reduz a velocidade de recombinação dos pares elétron-lacuna;
- Aumenta a reflexão interna, ou seja, aumenta a reflexão da luz na base da célula, fazendo com que os raios solares passem mais vezes pelo silício, aumentando assim a captação de radiação solar – Fotões.

Os módulos bifaciais utilizam o efeito do Albedo, onde a luz solar refletida do solo ou de alguma superfície é absorvida e a partir da qual o painel bifacial é capaz de oferecer um aumento de potência na sua saída. O desempenho da parte de trás do módulo bifacial dá-se através das irradiações refletidas pela superfície encontrada abaixo do módulo. O ganho do módulo bifacial será diretamente ligado ao fator de refletividade da superfície que se encontra abaixo dele, o chamado “fator Albedo”. Quanto mais clara a superfície for, mais radiação é refletida e conseqüentemente, um maior número chega ao módulo. Ou seja, quanto mais alto for o “fator Albedo” melhor radiação traseira o painel capta.

Além do albedo, ainda existem algumas variáveis como ângulo de instalação e altura do módulo que devem ser levadas em consideração durante o dimensionamento do sistema. A altura e o ângulo têm influência direta, pois em determinadas horas do dia, caso o módulo esteja muito perto do solo, ele pode causar sombra que dificulte a chegada de irradiação refletida sobre a parte traseira, prejudicando o efeito Bifacial. (Monteiro, 2018)

Sob condições de teste padrão (STC), painéis bifaciais podem gerar 30% a mais de energia, fazendo uso de sua superfície traseira. (Solar P. , Painel Solar Fotovoltaico Bifacial, 2016)

## 4.2 Estruturas fotovoltaicas

### 4.2.1 Estruturas de Suporte Fixo

Estruturas sem qualquer seguimento de eixo solar, designadas de mesa, é (geralmente) alinhada na direção este-oeste e suporta um número de módulos por *string* e apresenta a geometria necessária para colocá-los com a inclinação ótima e orientados para sul ou norte. Algumas estruturas permitem a alteração sazonal do ângulo dos módulos de forma manual. Essas estruturas são capazes de suportar o seu próprio peso e os esforços do vento definidos pela legislação. (Rabaça, 2014)

### 4.2.2 Estrutura de Seguidor Solar

Estruturas com seguimento de eixo solar que altera várias vezes a posição dos painéis fotovoltaicos durante o dia, seguindo a radiação solar para aumentar a produção de energia. O ângulo dos painéis,

também designados por *tilt* dos módulos fotovoltaicos é alterado por meio de motores (seguidores), fazendo com que seja mais produtivo alinhar as mesas na direção norte-sul. Quando o sol se encontra no ponto mais alto da sua trajetória diária, o *tilt* dos módulos será zero.

O uso de seguidores solares são cada vez mais comuns nas centrais fotovoltaicas, uma vez que a indústria solar tem provado os grandes benefícios que eles têm. (Solar P. , Seguidor Solar - Tracker: vantagens e desvantagens, 2016)

O sistema de seguimento solar de 1 eixo, apenas permite uma rotação referente ao ângulo de incidência solar ou ao ângulo de azimute solar, o que pode levar, consoante as características do local a um aumento do rendimento anual até 27%. (Lourenço, 2014)

Podemos caracterizar esta tecnologia solar em:

- Seguidores descentralizados ou mono-fila: seguidores com um eixo horizontal no qual abrange 1 fila, esses seguidores são acionados por módulos de rotação individuais;
- Seguidores centralizados ou multi-fila: Seguidor de eixo horizontal abrangendo várias fileiras acionado por um atuador linear. Caso o mesmo motor realize o movimento de angulação de duas mesas, ele se trata de um bi-fila. O último tipo de tracker é o que ocorre em sistemas centralizados, em que um único motor controla todo o sistema, sendo, portanto, um multilinha.

A grande desvantagem desta última está no sombreamento causado pelas filas, quando rodadas em simultâneo.

### **4.3 Inversor**

Um inversor é um dispositivo que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A tensão (CA) de saída deve ter amplitude e frequência adequados às cargas a serem alimentadas. Por imperativo de fabrico dos equipamentos elétricos, é normalmente utilizado a tensão de 230 V (ou 230/400 V), que corresponde à tensão nominal das redes elétricas de distribuição do espaço europeu (Carneiro, 2009).

No caso de sistemas ligados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. O inversor é definido pela tensão de trabalho na entrada, que deve corresponder ao do sistema solar e pela tensão requerida na saída.

Para além da conversão do sinal o inversor assume outras funções como o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPPT do sistema PV, também designado por “rastreador do ponto de potencia máxima”. É uma característica do inversor que permite maximizar a energia disponível a partir da matriz dos



módulos fotovoltaicos durante o seu funcionamento. Se cada inversor tiver ligações MPPT independentes, significa que até x fileiras podem ser conectadas por ligações MPPT.

#### 4.3.1 Inversor Central

O inversor central é caracterizado pela ligação dos módulos em série de forma a constituírem as fileiras que são depois ligadas a um único inversor, de potência aproximadamente igual ao sistema fotovoltaico. Apresentam a desvantagem do MPPT centralizado, e obrigam a usar secções de cabos maiores devido às elevadas correntes. Devido às dimensões do inversor central, obriga a sua instalação num local próprio que por vezes se traduz em grandes distâncias entre o sistema fotovoltaico e o inversor.

#### 4.3.2 Inversor Descentralizado

Os inversores descentralizados são designados como inversor *strings*, pois é uma versão reduzida do inversor central aplicado a vários conjuntos de fileiras. Cada conjunto de fileiras é associado a um inversor e por isso a um MPPT.

Atualmente verifica-se uma mudança de preferência na evolução dos tipos de inversores *string* em relação aos inversores centralizados. Há uma crescente procura pelos inversores *string* para parques fotovoltaicos acima de 1 MW. De acordo com (Rabaça, 2014) 42% dos compradores de inversores, opta pelos inversores de *string* para parques de grande escala em vez dos inversores centrais, uma vez que os de *string* oferecem uma maior flexibilidade do projeto bem como uma redução nas perdas em caso de falha.

### 4.4 Sistemas e Aplicações

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto à sua aplicação e utilização.

De acordo com a sua utilidade podem ser designados como sistemas isolados ou ligados à rede pública. Existem também a utilização de outras tecnologias acopladas a sistemas fotovoltaicos, designados sistemas híbridos, em que o gerador fotovoltaico é combinado com um gerador eólico, diesel, etc. (Alves, 2008)

#### 4.4.1 Sistemas Isolados

Estes sistemas são utilizados quando a rede pública de distribuição de energia elétrica não existe por razões técnicas ou económicas. Estes sistemas como dependem da energia solar para produção elétrica utilizam um sistema de baterias para armazenamento dessa energia quando em falta. Estes sistemas utilizam tanto estruturas de suporte fixo ou de seguimento solar. (Alves, 2008)

#### 4.4.2 Sistemas Ligados a rede

Os sistemas ligados á rede não necessitam de baterias para armazenamento, sendo a própria rede elétrica utilizada para esse fim. Podem ser centrais fotovoltaicas como é o caso deste projeto que se encontram afastadas dos centros urbanos, dada a necessidade de utilizações de grandes superfícies. Estes sistemas são muito importantes uma vez que os picos de consumo são facilmente atendidos, pois estes sistemas estão permanentemente ligados à rede elétrica. Sempre que não existir capacidade de produção para satisfazer o consumo, a energia em falta é fornecida pela rede.

## 5. **CJR RENOVÁVEIS**

A realização do estágio foi na empresa CJR Renováveis

A CJR *Renewables* está integrada do grupo CJR, GROUP fundado em 1970. É um grupo empresarial multinacional, sediado em Guimarães com escritórios no Porto, e segmentado por duas principais áreas de negócio, sendo que a primeira atua sobretudo na área da construção, e a segunda atua na área das energias renováveis. (CJR Renewables, 2020)

### 5.1 **Áreas de negócio**

As áreas de negócios que a CJR trabalha são:

- Engenharia e construção;
- Construção de parques eólicos
- Construção de parques solares
- Aluguer de equipamentos
- Centrais de produção e laboratório

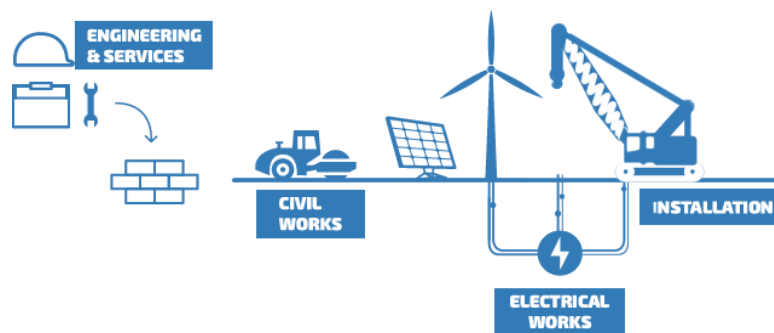


Figura 18 Áreas de negócio da CJR (CJR Renewables, 2020)

## 6. CASO DE ESTUDO

O presente relatório e os seus anexos, constituem um projeto de instalação elétrica de uma central fotovoltaica de grande escala >1 MW com potencia nominal ativa de 20 MW e potencia de pico de 24 MWp a ser implementada pela empresa *Cjr Renewables*. A potência de 20 MW é a potência ativa do sistema sendo esta a limitação de energia na rede. A potência de pico 24 MWp é potência máxima da matriz fotovoltaica nas condições STC.

Neste projeto pretende-se dimensionar três centrais fotovoltaicas na mesma localidade para a mesma potência de produção com intuito de uma avaliação do estudo comparativo tecnológico e económico das centrais, no sentido de perceber qual a relação custo/benefício.

O dimensionamento designado pela letra A, refere a produção elétrica através de módulos fotovoltaicos monocristalinos em estruturas de suporte fixo. O dimensionamento designado pela letra B representa a produção energética pelo mesmo modelo de módulos fotovoltaicos em estruturas de seguimento solar descentralizadas de um eixo, -*Tracker*. Por último, o dimensionamento C é idêntico ao dimensionamento A, com a exceção da tecnologia solar, sendo utilizados módulos bifaciais de meia célula na mesma estrutura fixa.

Nestes projetos são apresentados os cálculos efetuados para o dimensionamento das diversas centrais, assim como todas as simulações do dimensionamento. Muitos dos programas e simuladores incorporam desde já uma base sólida relativamente à radiação solar, temperatura ambiente e outros fatores condicionados pela localidade.

Segue-se a apresentação dos softwares e simuladores utilizados ao longo do estágio:

- **Helios 3D:** É uma solução de desenvolvimento de parques fotovoltaicos, simulados em terreno ou sobre telhados tendo como base o levantamento topográfico, GOOGLE EARTH ou telhado em 3D, é um programa de auxílio em trabalho de desenho técnico. Fornece uma vasta panóplia de ferramentas para trabalhar em projetos tridimensionais. O *Autodesk 3D* é o sistema CAD da plataforma *Helios 3D*, que inclui funções altamente produtivas para criar e modelar terrenos digitais, usadas para concluir uma ampla gama de tarefas de engenharia civil. (HELIOS3D, 2020)

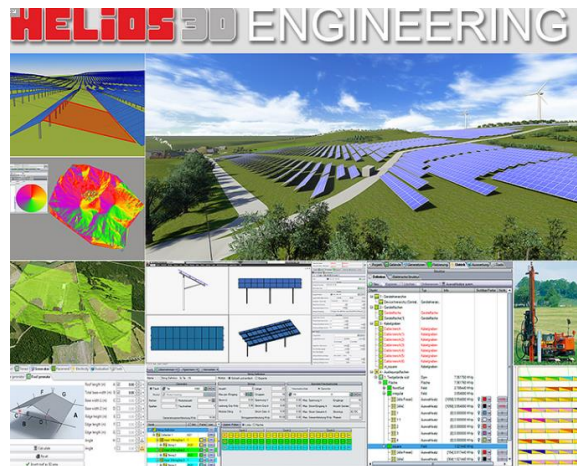


Figura 19 Software HELIOS3D (HELIOS3D, 2020)

- PVsyst:** É um programa de dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos. Pela sua utilização repara-se que este programa é bastante completo e produz resultados bastante confiáveis. É através dele que se obtém, embora por valores estimados, a energia elétrica produzida e os equipamentos (quantidade e organização) para as várias opções construtivas de um sistema fotovoltaico (PVsyst, 2012). A partir deste programa é possível também estimar as perdas através de relatórios de simulações.

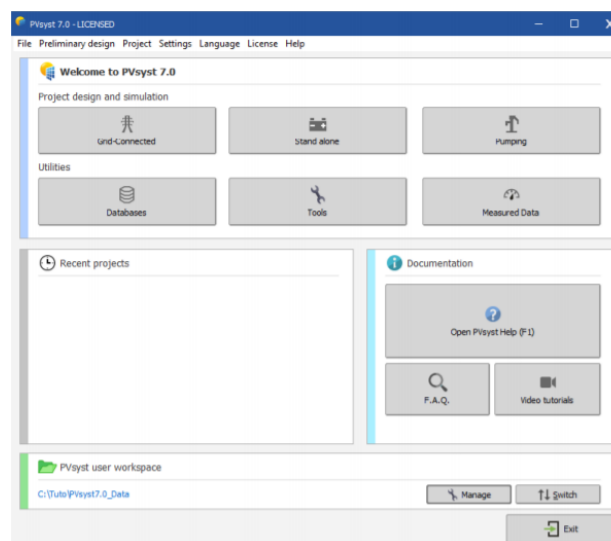


Figura 20 Software PVsyst (PVsyst, 2012)

## 7. LOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

O parque em questão escolhido não corresponde a uma situação de real implantação do sistema PV, sendo projetado para exemplificar todo o processo de dimensionamento e análise económica deste tipo de instalações.

Para a implementação deste projeto, a necessidade de um terreno com as condições mínimas na vertente da construção, foram tidas em conta na razão investimento/retorno. Estas vieram a reduzir a diversidade de escolha de terrenos.

Foi dada a preferência numa zona entre o concelho de Nisa, perto da Ribeira de Nisa, e a região Monte Claro, no distrito de Portalegre representado na Figura 21 a vermelho, com as seguintes coordenadas geográficas:

39°32' 33.66" N  
7°41' 16.65" O  
(39.526225, -7.691016)



*Figura 21 Localização geográfica das centrais*

Dado os limites do terreno, há que ter em atenção as distâncias de segurança, espaçamento entre as filas de módulos e sombreamentos. Ainda que não seja um facto que condicione a produtividade do funcionamento do projeto fotovoltaico, a existência ou inexistência de vias de acesso ao local de implantação do projeto condiciona o investimento económico e financeiro e, conseqüentemente, o custo de implantação dum sistema fotovoltaico. Áreas com boas acessibilidades ou rodovias são mais benéficas, já que os custos adicionais com a construção de infraestruturas com impactos decorrentes no ambiente, não se aplicam.

A liberdade em termos de área permite escolher uma melhor disposição dos componentes por forma a reduzir os custos, por exemplo em cabos DC.

Nesta implantação não foi tido em conta a topografia do terreno, assumiu-se que o terreno é plano e não é necessário ter cuidados com os diferentes tipos de relevo.

A cidade de Portalegre encontra-se a uma altitude entre os 400 e 600 metros, na zona de transição entre a paisagem relativamente plana, como se pode verificar nas figuras abaixo, com algumas colinas pouco elevadas a sul e oeste. Estas imagens foram retiradas do *software AutoCAD* com auxílio do *GOOGLE EARTH*.

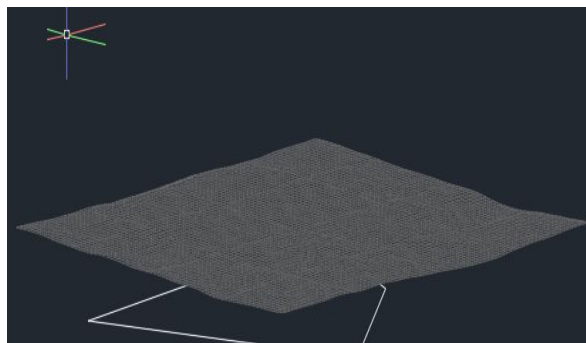


Figura 22 Relevo

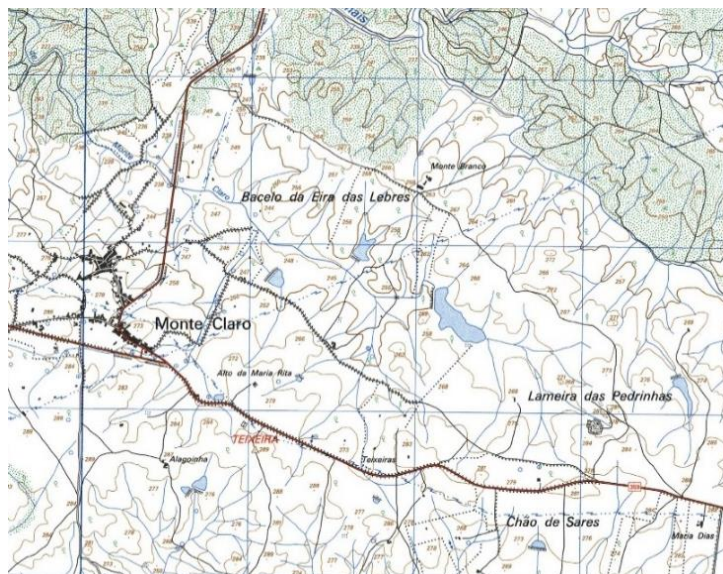


Figura 23 Carta militar da região

Como se pode verificar pela carta militar, fornecida pela empresa CJR, a zona para a implementação da central apresenta algumas ribeiras e barragens e fios de água.

As condicionantes territoriais identificadas para o caso de estudo correspondem às zonas de fio de água. Como inconveniente é necessário a construção de condutas nesses fios de água para passagem das cabelagens.

## 7.1 Características Solares da zona de estudo

### 7.1.1 Insolação

De acordo com o Mapa da radiação global anual do Município de Portalegre é possível verificar na Figura 24 que o número médio anual de horas solares é elevado em quase toda a área distrital, com valores acima das 2500 horas.

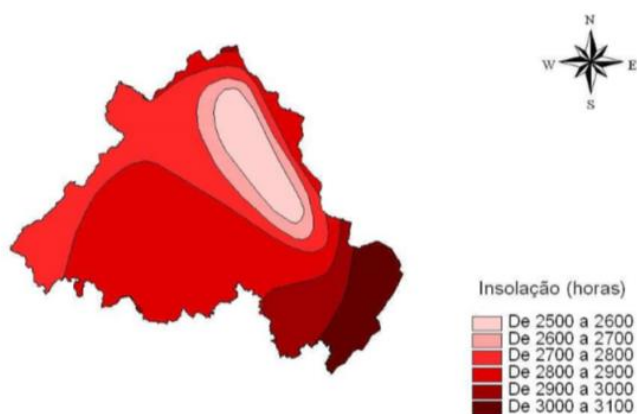


Figura 24 Mapa de radiação global (horas) no distrito de Portalegre

### 7.1.2 Temperatura

Relativamente á temperatura é registado na maior parte da área distrital temperaturas médias superiores a 15° C. Só numa pequena faixa no Nordeste as temperaturas médias se registam entre os 10 e os 15° C como indicado na Figura 25.

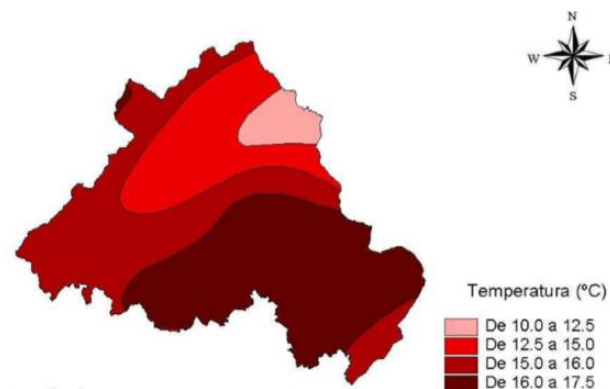


Figura 25 Mapa de temperatura no distrito de Portalegre



De acordo com os dados do IPMA de janeiro de 2020 é possível verificar o maior e menor valor da temperatura máxima e mínima diária importante para o bom funcionamento dos equipamentos da central fotovoltaica.

*Tabela 3 Temperaturas máximas e mínimas mensais do distrito de Portalegre*

<b>MESES</b>	<b>MAIOR VALOR DA TEMP MÁXIMA DIÁRIA</b>	<b>MENOR VALOR DA TEMP MÍNIMA DIÁRIA</b>
<b>JANEIRO</b>	20,4	-4.5
<b>FEVEREIRO</b>	22.5	-3.7
<b>MARÇO</b>	25.5	-2.8
<b>ABRIL</b>	29.6	-0.2
<b>MAIO</b>	32.3	2.1
<b>JUNHO</b>	39.4	5
<b>JULHO</b>	40.4	8.2
<b>AGOSTO</b>	39.1	8.6
<b>SETEMBRO</b>	39.5	6.0
<b>OUTUBRO</b>	31.0	3.5
<b>NOVEMBRO</b>	25.7	1.0
<b>DEZEMBRO</b>	23.2	-1.1

A temperatura máxima registada foi de 40.4°C no mês de julho e a temperatura mínima registada foi de -4,5°C no mês de janeiro. Como referi anteriormente, estas temperaturas são importantes para dimensionar o bom funcionamento do sistema solar em função das características dos inversores escolhidos.

De acordo com o software *PVsyst* utilizado pela empresa, é possível retirar informações mais precisas e assertivas relativas a radiação solar da região. Neste software quando introduzido as coordenadas da central, este vai procurar dados meteorológicos necessários para indicar a irradiação solar por hora de cada mês, ou seja, faz um levantamento das várias radiações horizontal e horizontal difusa e a média mensal anual.

Tabela 4 Parâmetros meteorológicos mensais da região

Definition of a geographical site

<b>Geographical Site</b>	<b>Monte Claro</b>												Country	<b>Portugal</b>	
	File Monte Claro_MN72.SIT of 00/00/00 00h00														
<b>Situation</b>	Latitude				39.53° N				Longitude				-7.69° W		
Time defined as	Legal Time				Time zone UT				Altitude				256 m		
<b>Monthly Meteo Values</b>	Source													Meteonorm 7.2 (2002-2010), Sat=100%	
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year		
Hor. global	72.4	79.2	141.5	163.1	208.9	220.1	248.8	221.0	160.9	114.8	75.2	61.7	1767.5	kWh/m <sup>2</sup> .m	
Hor. diffuse	24.9	34.4	45.8	63.0	77.3	70.7	53.4	49.3	49.2	41.7	28.2	24.5	562.6	kWh/m <sup>2</sup> .m	
Extraterrestrial	134.9	164.7	239.7	290.6	342.0	348.0	351.8	318.4	255.6	202.7	143.1	121.5	2913.1	kWh/m <sup>2</sup> .m	
Clearness Index	0.537	0.481	0.590	0.561	0.611	0.632	0.707	0.694	0.629	0.566	0.525	0.508	0.607		
Amb. temper.	8.2	9.6	12.3	13.5	17.4	22.4	24.1	24.6	21.2	16.6	11.0	8.5	15.8	°C	
Wind velocity	2.6	2.7	3.1	3.1	2.8	2.8	3.1	2.9	2.4	2.6	2.8	2.8	2.8	m/s	

Como é verificado na Tabela 4, foi considerado pelo *PVsyst* para a cidade de Portalegre no local Monte Claro, um índice global anual de radiação solar na ordem dos 1767,5 kWh/m<sup>2</sup>/ano em plano horizontal e a irradiação anual tendo em conta a inclinação dos painéis de 2051 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Pode-se então concluir que o local escolhido é propício à produção de energia fotovoltaica.

## 8. DIMENSIONAMENTO A -PAINÉIS EM SUPORTE FIXO

O primeiro projeto realizado, trata-se de uma central fotovoltaica com módulos monocristalinos de meia célula em estrutura de suporte fixo. É de referir que todas as fórmulas utilizadas no dimensionamento do parque fotovoltaico, foram consultadas no manual “Energia Fotovoltaica II” da autoria do Orientador Luís Rebouta - Departamento de física, Universidade do Minho.

### 8.1 Equipamentos Utilizados na Central

#### 8.1.1 Estrutura de Suporte Fixo.

A estrutura fixa utilizada na central cujas características técnicas na Tabela 5 pertence á marca *STINorland*

Tabela 5 Especificações técnicas da estrutura fixa (Norland, Estruturas fixas de pólo único STI-F3, 2020)

CARACTERÍSTICAS GENERALES	STI-F3™	STI-F5™
Tipo de estructura	Estructura fija monoposte	Estructura fija biposte
Superficie ocupada estimada por 1MWp	1.5-2ha (En función del ángulo de inclinación)	
DIMENSIONES (estructura ESTÁNDAR)*	STI-F3™	STI-F5™
Largo	En función de la configuración. Estructura modular	
Ancho	Hasta 4m	Hasta 8m
Altura	2.5m aprox.	3m. aprox.
Distancia del panel al suelo	>0.5m	
Inclinación	5° a 30° (otras posibilidades)	

Os painéis serão distribuídos sob o terreno em estruturas fixas de poste único. Estas estruturas são capazes de acomodar configurações verticais de 2 módulos ou horizontais de 4 módulos. Os módulos fotovoltaicos ficam presos à estrutura, sem possibilidade de mudarem de ângulo para a captação do recurso solar.



Figura 26 Estrutura Fixa (Norland, Estruturas fixas de pólo único STI-F3, 2020)

### 8.1.2 Painéis Solares

Para a escolha dos painéis a utilizar, foi realizada uma comparação entre algumas tecnologias, nomeadamente silício monocristalino e policristalino. Os painéis solares escolhidos são então de silício monocristalino tipo PERC, visto possuírem um rendimento semelhante aos de silício policristalino e apresentarem um preço mais baixo. A folha de características do painel está presente na Tabela 6.

Os painéis escolhidos para o dimensionamento do projeto A são painéis de meia célula da marca *Jinkosolar* de 410 Wp. (Jinko solar)

Tabela 6 Ficha técnica do painel escolhido (Jinko solar)

ESPECIFICAÇÕES										
Tipo de módulo	JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V		JKM405M-72H-V		JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência Máxima (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Tensão de potência máxima (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Corrente de potência máxima (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Tensão de circuito aberto (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Eficiência do módulo STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C									
Tensão máxima do sistema	1500VDC (IEC)									
Classificação máxima de fusíveis em série	20A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.36%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.28%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.048%/°C									
Temperatura operacional nominal da célula (NOCT)	45±2°C									

### 8.1.3 Inversor

O inversor é um equipamento responsável por converter a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos para corrente alternada, que seguirá para o transformador. Os inversores escolhidos são do fabricante *SunGow* cujo modelo é o *SG250HX*. Trata-se de um *Smart String Inverter*, cujas características estão apresentadas na Tabela 7. (SUNGROW, 2020)



Figura 27 Inversor descentralizado (SUNGROW, 2020)

Tabela 7 Ficha técnica do inversor descentralizado (SUNGROW, 2020)

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

#### 8.1.4 Transformador

Os transformadores escolhidos são igualmente do fabricante *SunGow* cujo modelo é *MVS3150-LV*.



Figura 28 Transformador SunGow

Trata-se de um transformador MV utilizado para inversor de *string* 1500 Vdc *SG250HX* escolhido cujas características estão representadas na Tabela 8.

Tabela 8 Parâmetros técnicos do transformador

Dados	Parâmetros
<b>Potência nominal</b>	3150KVA (40°C)
<b>Potência máxima</b>	3500 kVA (30 °C)
<b>LV/MV Tensão</b>	0.8 kV / 10 – 35 kV

## 8.2 Dimensionamento da Central

Para configurar o parque fotovoltaico é necessário ter atenção a alguns pontos essenciais para um bom funcionamento e produção desejada nomeadamente o número de módulos ligados em série numa fileira, ou também designada por *string*.

Os cálculos matemáticos para o dimensionamento da central são posteriormente confirmados pelo software *PVsys*.

### 8.2.1 Distribuição dos Painéis Solares

Para a distribuição do número de painéis e da sua posição será necessário correlacionar com os inversores, pois estes têm um limite de tensão de entrada que tem de ser respeitado.

O número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de voltagem de operação do inversor recomendada pelo fabricante (1500 V - 600 V).

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em serie. Atendendo que a tensão do modulo e por conseguinte, a tensão total do gerador fotovoltaico depende da temperatura (-4,5°C), as situações operacionais extremas de inverno, são determinadas para o dimensionamento. (Carneiro, 2009)

A tensão máxima de circuito aberto para o modulo Jinko solar de 410 Wp tem o valor de 50,4 V. para este modulo, a tabela técnica disponibilizada pelo fabricante especifica para o coeficiente de variação de tensão  $\Delta V$  o valor de (-0,28%/°C).

As seguintes equações permitem determinar  $V_{co}$  (modulo a -4,5°C).

$$\frac{dV}{dT} = -0,28\%/^{\circ}C \quad (9)$$

Então:

$$V_{oc}(T = -4,5^{\circ}) = \left[1 + \frac{dV}{dT} \times (T - T_r)\right] \times V_{oc}(T_r) \quad (10)$$

Onde:

$$\begin{aligned} V_{oc}(T = -4,5^{\circ}) &= [1 - 0,028 \times (-4,5 - 25)] \times 50,4 \\ V_{oc}(T = -4,5^{\circ}) &= 54,71 V \end{aligned} \quad (11)$$

O número mínimo de módulos em serie é determinado para a situação correspondente a uma temperatura máxima no valor de 40,4°C. Apesar os módulos podem atingir temperaturas superiores a esta no Verão, este valor é estimado no pressuposto que de que o sistema fotovoltaico se encontre

equipado com um sistema de ventilação. O aumento da temperatura provoca uma diminuição da tensão. (Carneiro, 2009).

Nestas condições pretende-se garantir que a tensão dos módulos não seja inferior a tensão mínima do inversor (600 V).

A tensão á máxima potência para o modulo Jinko solar de 410 Wp tem o valor de 42,3 V. para este modulo, a tabela técnica disponibilizada pelo fabricante especifica para o coeficiente de variação de tensão  $\Delta V$  o valor de (-0,36%/°C).

As equações seguintes permitem determinar a  $V_{mpp}(\text{modulo a } 40,4^\circ)$ .

$$\frac{dV}{dT} = -0,36\%/^\circ C \quad (12)$$

Então:

$$V_{mpp}(T = 40,4^\circ) = \left[1 + \frac{dV}{dT} \times (T - Tr)\right] \times V_{mpp}(Tr) \quad (13)$$

Onde:

$$V_{mpp}(T = 40,4^\circ) = [1 - 0,036 \times (70 - 25)] \times 42,3 \quad (14)$$

$$V_{mpp}(T = 40,4^\circ) = 35,6 \text{ V}$$

### 8.2.2 Número de Módulos em Série

Após calculado a tensão mínima e máxima do modulo em função da temperatura local é possível determinar assim o número de painéis em serie e número de fileiras.

De acordo com as características do inversor, tensões de entrada entre 600 V e os 1500 V, e de acordo com tensões máximas e mínimas dos módulos calculados,  $V_{OC \text{ max } \cdot \text{ mod}} = 54,7 \text{ V}$  e  $V_{MPP \text{ min } \cdot \text{ mod}} = 35,6 \text{ V}$ , o número de módulos em série terá de respeitar a tensão de funcionamento do inversor dentro desses valores.

Então, o número de módulos em serie  $N_s$  é calculado pela seguinte expressão:

$$\frac{V_{min \text{ inv}}}{V_{mpp \text{ mod}}} < N_s < \frac{V_{max \text{ inv}}}{V_{oc \text{ max } \text{ mod}}} \quad (15)$$

$$\frac{600}{35,6} < N_s < \frac{1500}{54,7}$$

$$16,8 < N_s < 27,4$$

Conclui-se que o número de módulos em série em cada fila pode variar entre 17 e 27 módulos.

Tabela 9 Configuração da fileira

<b>String</b>	<b>1500Vdc</b>	<b>Enter the PV Modules per Strings</b>			
<b>String Min.</b>	16,63	<b>Modules</b>	17	26	<b>Modules</b>
<b>String Max.</b>	27,42	<b>Modules</b>	27		

Segundo a Tabela 99+, para o bom funcionamento das tensões e correntes de entrada do inversor serão necessários 26 módulos em serie distribuídos por duas linhas na horizontal, de 13 módulos cada, na vertical.

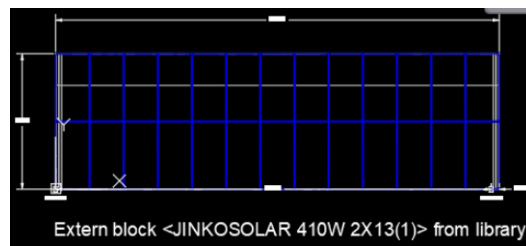


Figura 29 Configuração das strings/fileiras

### 8.2.3 Número total de Fileiras

Como o inversor trabalha a uma tensão máxima de entrada de 1500 V e a uma tensão mínima de entrada de 600 V então, o conjunto de fileiras de 26 módulos em serie terá de funcionar dentro daquelas tensões.

A tensão de circuito aberto do modulo ( $V_{ocMAX}$ ) á temperatura mínima ( $-4,5^{\circ}$ ) é de 54,7 V então a tensão máxima de funcionamento do inversor é:

$$NS \times Vocmax \text{ mod} = Vmax. \text{ inv.} \quad (16)$$

$$26 \times 54,7 = 1422,2 \text{ V}$$

Logo, sendo a tensão máxima do inversor a 1500 V, este suporta a entrada dos 26 módulos em serie.

A tensão á máxima potência do modulo ( $V_{MPPMIN}$ ) á temperatura máxima ( $40,4^{\circ}C$ ) é de 35,6 V então a tensão mínima de funcionamento do inversor é:

$$NS \times Vmppmin \text{ mod} = Vmin. \text{ inv.} \quad (17)$$

$$26 \times 35,6 = 938,08 \text{ V}$$

Logo, sendo a tensão mínima de funcionamento do inversor a 600 V, este suporta a entrada dos 26 módulos em serie.



Tabela 10 Valores máximos de corrente e tensão da string

<b>Tension Verification</b>	<b>1500 Vdc</b>				
<b>Tension Min</b>	938,04	<b>V</b>	<b>&gt;</b>	600	<b>V</b>
<b>Tension Max</b>	1422,50	<b>V</b>	<b>&lt;</b>	1500	<b>V</b>
<b>Current Verification</b>	1500 Vdc				
<b>Current CC Inv</b>	233	<b>A</b>	<b>&lt;</b>	312	<b>A</b>

É possível verificar pela tabela acima representada, que a máxima corrente contínua de entrada do inversor é de 312 A, calculada pela seguinte expressão:

$$I_{input} \times MPPT = I_{max\ inv} \quad (18)$$

$$26 \times 12 = 312\ A$$

O inversor tem capacidade para receber 24 fileiras uma vez que o número total de MPPT's é de 24 (12x2).

A corrente de máxima potência ( $I_{MPP}$ ) das 24 fileiras ligadas ao inversor é calculada pelo seguinte cálculo:

$$I_{mpp} \times 2 \times MPPT = I_{max\ entrada} \quad (19)$$

$$9,69 \times 2 \times 12 = 233\ A$$

Então, este, está num correto dimensionamento para o bom funcionamento do inversor. A potência total da fileira é de 10657 W pois segundo a expressão 20:

$$Potência = tensão \times corrente \quad (20)$$

$$Potência = (26 \times 42,3) \times 9,69$$

$$Potência = 10657\ W$$

Como a potência de pico de central é de 24 MW, então serão impostas 2251 fileiras na central.

#### 8.2.4 Número total de Inversores

Como foi referido anteriormente, cada inversor tem 12+12=24 entradas.

O número total de inversores necessários na central é calculado segundo a seguinte expressão:

$$\frac{N^{\circ}\ string}{MPPT} = N^{\circ}\ inversores \quad (21)$$

$$\frac{2251}{24} = 93,8\ inversores$$

Que corresponde a um total de 94 inversores. Como cada inversor tem então 24 entradas, então, para compensar e preencher as entradas totais será necessário aumentar o número de fileiras na central (+5).

$$N^{\circ}inversores \times MPPT = N^{\circ}strings \quad (2212)$$

$$94 \times 24 = 2256 strings$$

Sendo a potência de uma fileira de 10657 então, a potência total das fileiras equivale a 24051216 Wp ou seja, a potência do meu *Array* (matriz) é de 24051 kWp.

Tabela 11 Número total atualizado de strings

<b>String</b>	<b>1500 Vdc</b>	
<b>String Min.</b>	16,63	<b>Modules</b>
<b>String Max.</b>	27,42	<b>Modules</b>
<b>Number of String</b>	2256,00	<b>Modules</b>

### 8.2.5 Rácio do *Array*/Sistema

As principais características de um inversor é a potência nominal  $P_{NOM}$ , ou seja, a potência máxima que pode ser fornecida à rede.

Para alguns inversores, os fabricantes especificam uma potência máxima  $P_{MAX}$ . Esta é uma potência que pode ser alcançada se o dispositivo estiver sob uma determinada temperatura.

Segundo a potência nominal de saída do inversor do sistema AC, este pode variar em função da temperatura.

A potência máxima de saída de todo sistema AC a 30° C é de 23500 KVA como é verificado pelo cálculo abaixo representado, e a 40°C, esta reduz para 21150 KVA.

$$94 \times 225 kVA (40^{\circ}) = 21150 kVA(Pmin) \quad (23)$$

$$94 \times 250 kVA (30^{\circ}) = 23500 kVA(Pmax) \quad (24)$$

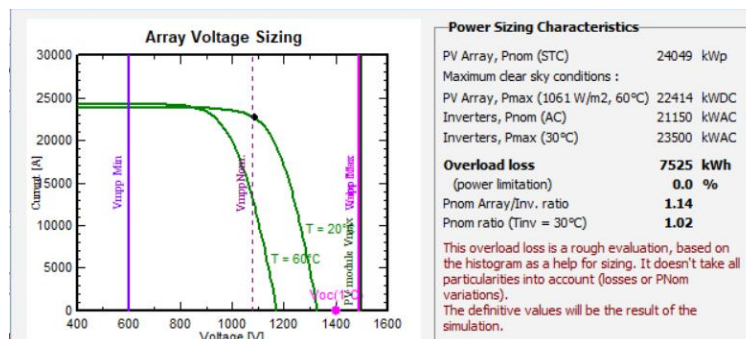


Figura 30 Rácio matriz/sistema

Como a potência de pico do sistema é de 24049 kWp, para as condições padrão STC (DC), e sendo a potencia nominal de saída (AC) do meu sistema (inversores) de 21150 kVA a 40°C, então o rácio entre a matriz do sistema e o sistema dos inversores é de 1,14, como verificado na Figura 30.

O rácio  $P_{\text{nom}}$  é o rácio da potência fotovoltaica instalada (nominal em STC) em relação ao  $P_{\text{nom}}$  (AC) do inversor. Este é de fato um indicador amplamente utilizado ao dimensionar o inversor. Frequentemente, é determinado para obter uma perda de sobrecarga insignificante.

O valor para as condições "sem perda" é avaliado durante o dimensionamento em *PVsyst*, e geralmente fica entre 1,25 e 1,30.

### 8.2.6 Número de Transformadores

Uma vez que a central fotovoltaica é de 24 MWp e a potência máxima do transformador é de 3500 kVA, serão assim necessários 7 transformadores no sistema. Como a central é constituída por 2256 fileiras cada transformador vai agregar cerca de 323 fileiras.

Visto que os inversores têm 24 entradas e o transformador consegue receber 323 fileiras por entradas do inversor, então teremos no máximo 13 ou 14 inversores conectados a cada transformador.

Finalizado o dimensionamento teórico e matemático dos equipamentos em *PVsyst* necessários para a central inicia-se assim o layout em desenho 3D no *software HELIOS3D* para posteriormente ser dimensionada a cablagem.

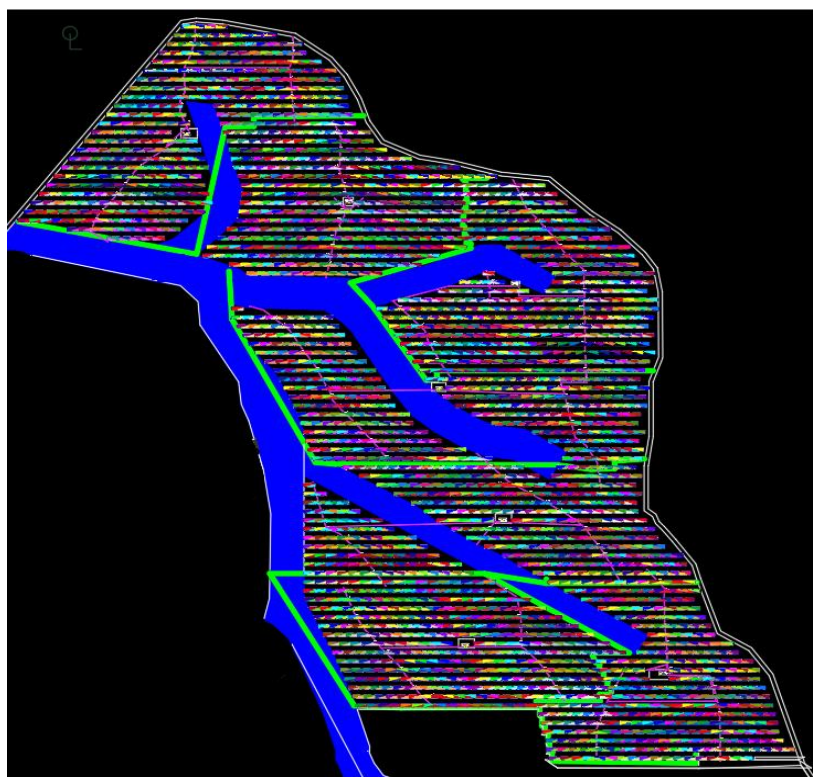
## 8.3 Desenho HELIOS3D

Uma vez efetuados todos os cálculos anteriores, é possível definir a configuração do parque fotovoltaico.

Tabela 12 Configuração do layout

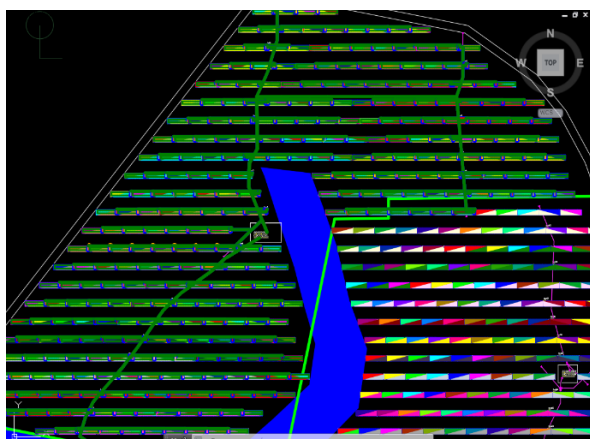
Parâmetros	Descrição
Nº Módulos em série	26
Nº Inversores	94
Nº Strings total	2256
Nº Transformadores	7
Nº Inversores em cada transformador.	4 transformadores ligam a 13 inversores cada 3 transformadores ligam a 14 inversores cada

Nas figuras seguintes é possível perceber melhor a configuração do parque realizado pelo *software* Hélios 3D.



*Figura 31 Configuração da central A em HELIOS3D*

A central está dividida por linhas de cor verde-claro para separar os 7 grupos de transformadores que vão ligar posteriormente a uma subestação.



*Figura 32 Ligação dos inversores ao 1º transformador*

As diversas cores, representadas na Figura 31, representam as 24 strings ligadas a um inversor, para depois serem conduzidas pelas valas (linhas a cor-de-rosa) ao seu transformador. É possível reparar com mais precisão o caminho das valas representadas a verde-escuro na Figura 32

para a implementação dos cabos DC que ligam as 24 strings ao inversor e os cabos AC de baixa tensão que ligam os inversores ao transformador.

Nas Figura 33 e Figura 34 Figura 34 estão representadas as valas a cor vermelho e verde para separar os diferentes circuitos dos transformadores para a subestação. O 1º circuito representando as linhas a vermelho aborda as valas dos 3 primeiros transformadores até á subestação, o 2º circuito representando as linhas de cor verde e vermelho, representa todas as valas no conjunto até á subestação.

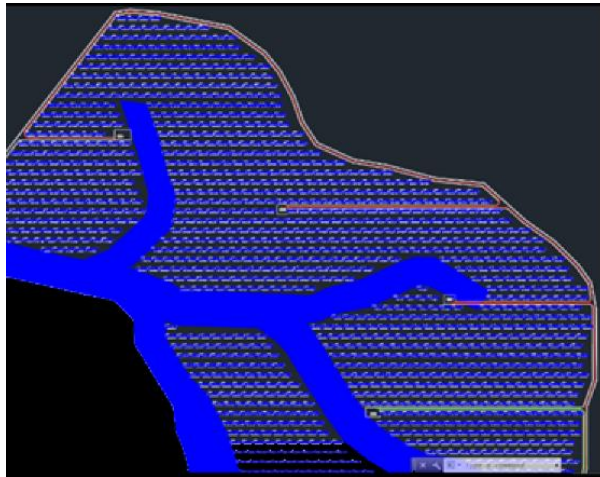


Figura 33 Valas no circuito Nº1

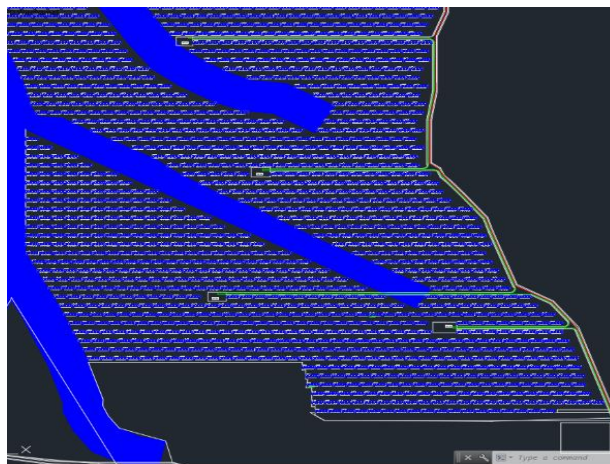


Figura 34 Valas no circuito Nº2

As valas são importantes para posteriormente se dimensionar a tipologia de cabo, a sua secção e o seu tamanho, de forma a seguir alguns requisitos essenciais. O *software Hélios3D* também nos informa das dimensões exatas das valas. (dos painéis para os inversores, dos inversores para os transformadores e desses para a subestação) no qual posteriormente são transferidos para Excel para estimativa de cálculos.

## 8.4 Dimensionamento da cablagem

Vai ser necessário fazer o levantamento do dimensionamento dos cabos para estimar a secção necessária as perdas na cablagem e o tipo de cabo utilizado.

Todos estes cabos devem ser observados em três critérios essenciais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas nas linhas. (Portal Energia)

Como referido, no dimensionamento das valas em Hélios encontram-se pelo menos 3 tipos de cabos com diferentes funcionalidades como é representada na Figura 35.

- Cabo solar ou também chamado de cabo DC que liga os 26 módulos em formato C (serie) formando assim a *string*.
- Cabo solar ou DC que liga as *strings* aos inversores;
- Cabos AC de baixa tensão que ligam os inversores aos transformadores BT;

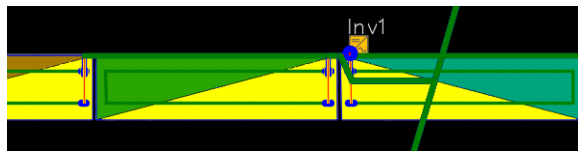


Figura 35 Tipologia de cabos - solar, DC e AC

- Cabos AC de média tensão que ligam os transformadores à rede de MT;

A escolha do tipo de instalação mais apropriado e material necessário para o fazer é descrito na norma IEC 60364-5-52." Instalações elétricas de baixa tensão parte 5-52: Seleção e montagem de equipamentos elétricos - Sistemas de fiação".

Os cabos DC têm de obedecer a um conjunto de regras:

- Resistência a temperaturas elevadas;
- Queda de tensão máxima admissível a 0.5%;

O cabo AC obedece às mesmas regras exceto na queda de tensão máxima admissível, que no caso será no máximo até 2%.

### 8.4.1 Dimensionamento dos cabos DC

Existem três critérios essenciais que têm de ser verificados pelas condições impostas: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, os limites fixados pela corrente máxima admissível do cabo e a minimização das perdas nas linhas.

Usualmente na ligação entre uma *string* e o inversor utilizam-se cabos com secções transversais de 4, 6 ou 10 mm<sup>2</sup>, no máximo, quanto ao material condutor a escolha recai sobre cabos de cobre e alumínio, para os respetivos casos.

Depois de medidas as distâncias das valas no layout, da mesma forma que foram dimensionadas as secções para a opção anterior com os inversores, assim foram calculadas com o auxílio da mesma ferramenta Excel representado na Tabela 13.

A secção utilizada no circuito DC é de 6 mm<sup>2</sup> sendo que a secção transversal mínima utilizada no circuito AC varia de 180 mm<sup>2</sup> a 300 mm<sup>2</sup>. Para o desenvolvimento matemático foi considerado o exemplo das 24 *strings* ligadas ao 1º inversor.

Tabela 13 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito DC

<u>Invers</u> <u>1 - 14</u>	<u>L+</u>	<u>L-</u>	<u>Ltotal</u> <u>(m)</u>	<u>Imp (A)</u>	<u>U</u> <u>circuito</u> <u>(V)</u>	<u>Secção</u> <u>(mm<sup>2</sup>)</u>	<u>R 20°C</u> <u>(Ω/km)</u>	<u>R 20°C</u> <u>(Ω)</u>	<u>R T</u> <u>90°C</u> <u>(Ω)</u>	<u>ΔU</u> <u>String</u>	<u>ΔU %</u>	<u>Perdas</u> <u>(W)</u>	<u>Perdas</u> <u>(%)</u>
1.ST1	76,50	77,50	154,0	9,69	1099,8	6	3,3	0,51	0,65	6,28	0,57	60,8	0,571%
1.ST2	62,97	63,97	126,9	9,69	1099,8	6	3,3	0,42	0,53	5,18	0,47	50,2	0,471%
1.ST3	49,49	50,49	100,0	9,69	1099,8	6	3,3	0,33	0,42	4,08	0,37	39,5	0,371%
1.ST4	35,97	36,97	72,9	9,69	1099,8	6	3,3	0,24	0,31	2,97	0,27	28,8	0,270%
1.ST5	22,48	23,48	46,0	9,69	1099,8	6	3,3	0,15	0,19	1,87	0,17	18,2	0,170%
1.ST6	23,88	24,88	48,8	9,69	1099,8	6	3,3	0,16	0,21	1,99	0,18	19,3	0,181%
1.ST7	37,35	38,35	75,7	9,69	1099,8	6	3,3	0,25	0,32	3,09	0,28	29,9	0,281%
1.ST8	50,82	51,82	102,6	9,69	1099,8	6	3,3	0,34	0,43	4,19	0,38	40,6	0,380%
1.ST9	64,29	65,29	129,6	9,69	1099,8	6	3,3	0,43	0,55	5,28	0,48	51,2	0,480%
1.ST10	68,64	69,64	138,3	9,69	1099,8	6	3,3	0,46	0,58	5,64	0,51	54,6	0,513%
1.ST11	55,17	56,17	111,3	9,69	1099,8	6	3,3	0,37	0,47	4,54	0,41	44,0	0,413%
1.ST12	41,68	42,68	84,4	9,69	1099,8	6	3,3	0,28	0,36	3,44	0,31	33,3	0,313%
1.ST13	28,15	29,15	57,3	9,69	1099,8	6	3,3	0,19	0,24	2,34	0,21	22,6	0,212%
1.ST14	14,68	15,68	30,4	9,69	1099,8	6	3,3	0,10	0,13	1,24	0,11	12,0	0,113%
1.ST15	1,14	2,14	3,3	9,69	1099,8	6	3,3	0,01	0,01	0,13	0,01	1,3	0,012%
1.ST16	0,94	1,94	2,9	9,69	1099,8	6	3,3	0,01	0,01	0,12	0,01	1,1	0,011%
1.ST17	14,41	15,41	29,8	9,69	1099,8	6	3,3	0,10	0,13	1,22	0,11	11,8	0,111%
1.ST18	27,88	28,88	56,8	9,69	1099,8	6	3,3	0,19	0,24	2,31	0,21	22,4	0,210%
1.ST19	41,35	42,35	83,7	9,69	1099,8	6	3,3	0,28	0,35	3,41	0,31	33,1	0,310%
1.ST20	40,21	41,21	81,4	9,69	1099,8	6	3,3	0,27	0,34	3,32	0,30	32,2	0,302%
1.ST21	26,70	27,70	54,4	9,69	1099,8	6	3,3	0,18	0,23	2,22	0,20	21,5	0,202%
1.ST22	25,28	26,28	51,6	9,69	1099,8	6	3,3	0,17	0,22	2,10	0,19	20,4	0,191%
1.ST23	38,75	39,75	78,5	9,69	1099,8	6	3,3	0,26	0,33	3,20	0,29	31,0	0,291%
1.ST24	52,22	53,22	105,4	9,69	1099,8	6	3,3	0,35	0,44	4,30	0,39	41,7	0,391%
Queda de tensão													
%	0,36												

A secção de cabo DC na união de strings é de 6 mm<sup>2</sup>, essa secção foi tida em consideração em função da resistência do cabo, da corrente na string e da queda máxima de tensão (0.5 %).

A tabela acima representada indica os valores dos comprimentos em metros das valas da 1<sup>a</sup> à 4<sup>o</sup> coluna. Na 5<sup>o</sup> e 6<sup>o</sup> coluna estão representados os valores da corrente e tensão da respetiva fileira  $V = 42,3 \times 26 = 1099,8$  V. Na 8<sup>a</sup> coluna está representado o valor da resistência por quilometro a temperatura de 20°C. De acordo com a legislação portuguesa, uma vez definida a secção, pode-se avaliar a resistência à temperatura limite representada na 7<sup>o</sup> coluna. Introduziu-se a resistência/km para o cabo de 6 mm<sup>2</sup>, da segunda fileira (1ST2) conforme a Tabela 30 em Anexo II.

$$R_{20^{\circ}C} (\Omega) = \frac{R_{20^{\circ}C} (\Omega/km) \times L (m)}{1000} \quad (25)$$

$$\frac{3,3 \times 126,9}{1000} = 0,42 \Omega$$

O cálculo de  $R_T$  para a temperatura limite. a 90° na 9<sup>o</sup> coluna é calculado pela seguinte expressão:

$$R_T = R_{20} \times [1 + \alpha \times (T - 20)] \quad (26)$$

Onde,  $R_{20}$  é a resistência do cabo a 20°C;  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura da resistividade do cabo (cobre), em 1/K e T a temperatura máxima suportada pelo cabo, de 90°C.

$$R_T = 0,42 \times [1 + 0,00393 \times (90 - 20)]$$

$$R_T = 0,53 \Omega$$

Para o cálculo da queda de tensão no cabo *string* representada da 10<sup>a</sup> coluna utiliza-se a seguinte expressão:

$$\Delta U(V) = R_T \times I \quad (27)$$

Onde,  $R_T$  é a resistência do condutor à temperatura máxima de 90°C e I a corrente

$$\Delta U(V) = 0,53 \times 9,69$$

$$\Delta U(V) = 5,18 V$$

Logo, a percentagem da queda de tensão máxima admissível na linha (condutor) é  $\leq 1$  %

$$\Delta U(\%) = \frac{5,18}{1099,8} \times 100 \quad (28)$$

$$= 0,47\%$$

A queda de tensão média no cabo DC de secção transversal 6 mm<sup>2</sup> de cada string para os 94 inversores é de 0,32 % conforme a Tabela 31 em Anexo II.

As perdas (W), indicadas na coluna 12, no circuito da 2<sup>a</sup> string para o inversor n<sup>o</sup>1 são calculadas pela seguinte expressão:

$$P(W) = R_T \times I^2 \quad (29)$$



$$P(W) = 0,53 \times 9,69^2$$

$$P(W) = 50,2 W$$

O total de perdas (W) em cabo DC de secção transversal 6 mm<sup>2</sup> das *strings* aos inversores é de 77,5 kW como demonstrado na Tabela 31 em Anexo II.

#### 8.4.2 Dimensionamento dos cabos AC-BT

Os postos de transformação estarão situados o mais próximo possível do centro de gravidade do campo de módulos fotovoltaicos para reduzir as perdas de transmissão em BT. A escolha de um transformador é feita consoante a necessidade de um determinado cliente, sendo que depende muito das condições ambientais que se verificam no local onde se procede à sua instalação. Antes de mais, a função essencial deste será a de ajustar a tensão verificada no lado AC do inversor para a tensão que se pretende na rede MT, funcionando assim como elevador de tensão. Nesta dissertação os cabos AC serão trifásicos, enterrados e com condutor em alumínio, em todo o seu percurso. Isto porque se fossem aéreos poderia existir sombreamento no gerador FV, por parte dos postes elétricos ou mesmo dos cabos.

A validação final dos cabos escolhidos consiste em verificar se as perdas totais finais não ultrapassam o limite de 2 %.

Tal como no dimensionamento do cabo DC, irá ser considerado um exemplo dos 14 inversores ligados ao 1º transformador.

Tabela 14 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito AC-BT

Transf	Comp (L)	I <sub>max</sub>	S	R <sub>20°C</sub>	R <sub>90 °C</sub>	X	U (V)	ΔU	ΔU %	Perdas	Perdas	3 fases	
.	(m)	output(A)	(mm 2)	(ohm/ km)	(Ω)	(Ω/km)		(V)		(W)	(%)		
1.1	141,8	147	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	1,82	6839,25	4,736%	8,20%
1.2	205,7	211	180,5	240	0,125	0,16	0,118	800	28,9	2,22	5212,84	3,610%	6,25%
1.3	109,7	115	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	1,42	6839,25	4,736%	8,20%
1.4	160,0	165	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	2,04	6839,25	4,736%	8,20%
1.5	87,43	92	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	1,15	6839,25	4,736%	8,20%
1.6	36,16	41	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	0,51	6839,25	4,736%	8,20%
1.7	99,33	104	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	1,29	6839,25	4,736%	8,20%
1.8	163,8	169	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	2,09	6839,25	4,736%	8,20%
1.9	257,8	263	180,5	300	0,1	0,13	0,118	800	23,1	2,46	4170,27	2,888%	5,00%
1.10	205,5	211	180,5	240	0,125	0,16	0,118	800	28,9	2,22	5212,84	3,610%	6,25%
1.11	202,7	208	180,5	240	0,125	0,16	0,118	800	28,9	2,19	5212,84	3,610%	6,25%
1.12	174,9	180	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	2,23	6839,25	4,736%	8,20%
1.13	172,6	178	180,5	185	0,164	0,21	0,118	800	37,9	2,20	6839,25	4,736%	8,20%
1.14	237,8	243	180,5	300	0,1	0,13	0,118	800	23,1	2,27	4170,27	2,888%	5,00%

Relativamente aos valores da resistência dos cabos de alumínio á temperatura de 20°C na 6ª coluna, estes já vêm definidos segundo a norma da Tabela 3434 em Anexo II.

Foram utilizados 3 tipos de secções de cabos (180, 240 e 300) cada um com a sua resistência tendo em conta o comprimento do cabo, e a queda de tensão admissível para cabo AC.

Calculou-se a resistência da secção do cabo condutor de 185 mm², diretamente para 90°C com a seguinte expressão, onde  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura da resistividade do cabo de alumínio expresso em 1/K.

$$R_T = R_{20} \times [1 + \alpha \times (T - 20)] \quad (30)$$

$$R_T = 0,164 \times [1 + 0,0040 \times (90 - 20)]$$

$$R_T = 0,21 \Omega/\text{km}$$

O mesmo foi calculado para as restantes secções de 240 e 300.

Na 8ª coluna a reactância indutiva,  $x$ , este, também vem tablado em Anexo.

A queda de tensão é calculada em função da resistência do cabo a 90°C e da corrente máxima de saída do inversor.

$$\Delta U(V) = R_T \times I \quad (31)$$

$$\Delta U(V) = 0,21 \times 180,5$$

$$\Delta U(V) = 37,9 \text{ V/km}$$

A queda de tensão percentual da 10ª coluna, 1º inversor para o transformador nº1, é calculada pela seguinte expressão matemática:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times (R \times \cos \varphi) + (x \times \sin \varphi)}{LV \text{ transformador}} \quad (132)$$

Onde  $\sqrt{3}$  é utilizado para corrente alternada trifásica, L é o comprimento total do condutor; R a resistência por unidade de comprimento do condutor;  $x$  reactância indutiva por unidade de comprimento do condutor;  $\cos \varphi$  é o fator de correção de potência 0,95; e LV é a tensão secundário do transformador.

$$\frac{\sqrt{3} \times 180,5 \times 147 \times (0,21 \times 0,95) + (0,118 \times 0,312)}{0,8 \times 1000} = 1,36\%$$

Segundo os cálculos em Excel, do Anexo II, da Tabela 3535, as perdas médias da queda de tensão no sistema AC não ultrapassam os <2 % (1,62 %).

As perdas (W) no cabo entre o 1º Inversor e o transformador nº1, são calculadas pela seguinte expressão:

$$P(W) = R_T \times I^2 \quad (33)$$

$$P(W) = 0,21 \times 180,5^2$$

$$P(W) = 6839,25 \text{ W}$$

O somatório das perdas (W) calculado na Tabela 3535 em circuito AC é de 618,16 kW.

Quanto as perdas percentuais nas 3 fases, do 1º circuito, são calculadas segundo a expressão.

$$PL = \sqrt{3} \times \frac{R \Omega/km \times I^2}{U \times I} \times 100 \quad (34)$$

$$PL = \sqrt{3} \times \frac{0,21 \times 180,5^2}{800 \times 180,5} \times 100$$

$$PL = 8,20\%$$

Resumidamente a secção e a quantidade de cabos utilizados são as seguintes.

Tabela 15 Secções utilizadas para cabo AC

<b>Cabos AL</b>	<b>Quantidades</b>
Cabo 185 mm <sup>2</sup>	82
Cabo 240 mm <sup>2</sup>	7
Cabo 300 mm <sup>2</sup>	5

#### 8.4.3 Dimensionamento dos cabos AC-MT

O nível de tensão composta que a rede possuirá será de 30 kV. Os objetivos essenciais a ter em conta no dimensionamento de uma rede MT são: minimizar o custo inicial e os custos de manutenção e e operação e, por outro lado, maximizar a continuidade de serviço, assim como a qualidade da energia injetada na rede, a eficiência energética, e a flexibilidade e capacidade de expansão.

Seguindo a mesma linha de dimensionamento da queda de tensão percentual dos cabos MT, este não ultrapassa os 0,39 %.

Tabela 16 Dimensionamento da secção, queda de tensão e perdas no circuito AC-MT

P (KW)	Q (kV AR)	L (M)	L total(M)	I max (A)	I (A) corrido	I máx. Cabo (A)	TIPO CABO	Secção (MM <sup>2</sup> )	Queda de tensão		Perdas	
									Σ ΔV (V)	Σ e (%)	ΔP (W)	ΔP (%)
12 600	497	280	841	255	349	414	XLPE 300 Al	300	19,8	6,6%	6352,2	0,029
9 450	332	540	1619	191	262	317	XLPE 185 Al	185	60,5	20,2%	11 275,94	0,051
6 300	166	713	2139	128	174	317	XLPE 185 Al	185	96,4	32,1%	6 615,75	0,030
3 150	0	635	1904	64	87	281	XLPE 150 Al	150	115,7	38,6%	1 847,64	0,008
0	0	0	0	0	0							
0	0	0	0	0	0							
			<b>6 503,19</b>								<b>26 091,52</b>	
9 450	497	918	2754	191	217	470	XLPE 400 Al	400	41,7	13,9%	9111,9	0,041
6 300	332	638	1913	128	145	470	XLPE 400 Al	400	61,1	20,4%	2 812,75	0,013
3 150	166	1183	3549	64	72	252	XLPE 120 Al	120	104,2	34,7%	4 242,54	0,019
0	0	0	0	0	0	0					<b>16.167,22</b>	<b>0,000</b>
			<b>8.216,41</b>								<b>42259</b>	<b>0,191</b>

O valor da queda de tensão máximo calculado neste circuito é de 115,7=116 V. Como a minha tensão composta é de 30,0 KV então a percentagem da queda de tensão no circuito é calculada pela seguinte expressão:

$$\Delta V \% = \frac{116/30,0}{1000} \times 100 \quad (35)$$

$$\Delta V = 0,39\%$$

Tabela 17 Resumo de perdas elétricas do cabo AC-MT

Resumo perdas elétricas		
	Valor	%
Queda de tensão (V):	116	0,39
Perdas (W):	42 259	0,19

Em suma, é representada um esquema com os equipamentos utilizados na central e as perdas percentuais das tensões em cada circuito.

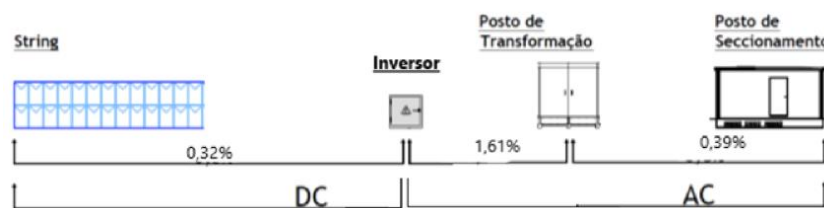


Figura 36 Queda de tensão percentual em cada circuito

Contudo o PVSyst pode pormenorizar o valor através de um cálculo detalhado realizando uma otimização dos diâmetros dos cabos em cada fase do layout em estudo. Esta ferramenta permite escolher a melhor configuração dos cabos consoante o projeto do utilizador e também especificar o comprimento médio dos cabos para cada fase do circuito, com estes dados de entrada a ferramenta de cálculo mostra a corrente nominal e a resistência de cada ramificação, bem como a sua contribuição para a resistência de todo o sistema, no final e com todos os dados introduzidos obtém-se a resistência global dos cabos ou a fração de perda entre a potência de perdas originada pelos cabos e a potência nominal que o painel consegue atingir para as condições *Standard*.

Posteriormente estas perdas são incluídas no *software PVSyst* Figura 37 37 para ser exibidas no diagrama de perda, representado no relatório final. Haverá dois botões de opção no quadro "circuito AC", onde se pode seleccionar as perdas de corrente alternada entre o inversor e o transformador, ou entre o transformador e o ponto de injeção da rede.

**DC circuit: ohmic losses for the array**

Specified by

Global wiring resistance 0.1506 mΩ  Calculated  ?  
 Loss fraction at STC 0.32 %  Default  
 Voltage Drop across series diode 0.0 V  Default

---

**AC losses after the inverter**

**AC Wire loss Inverter to transfo**

Uses AC circuit ohmic loss  
 Length Inverter to Transformer 345.0 m Wire section  
 Loss fraction at STC 1.64 % 15000 mm<sup>2</sup>  
 STC: Pac = 23970 kW, Vac = 800 V TrI, I = 17299 A ?  
 Voltage drop at STC 13.0 V (1.6%)  
 Uses one or several MV transformers  
 Uses a HV transformer

**Medium Voltage line**

MV line voltage 30.0 kV  
 Length MV Transfo to injection 4000 m Wire section ?  
 Loss fraction at STC 0.40 % 500 mm<sup>2</sup>  
 STC: Pac = 23970 kW, Vac = 30.0 kV TrI, I = 461.3 A  
 Voltage drop at STC 120.2 V (0.40%)

**Medium and High voltage transformers**

HV Transformer(s), full system ?  
 Number of MV transfos 1  night disconnect  
**Generic values**  
 Reference Pac(STC) 23970.5 kW  
 Iron loss (constant value) 0.10 % 23.97 kW  default  
 Copper (resistive) loss 1.00 % at STC  default  
 Transfo equivalent resistance 3 x 0.27 mΩ  
**Transformer from Datasheets**  
 Uses datasheets data  
 Nominal power N/A MVA  
 Iron losses (no load loss) N/A MVA  
 Copper (resistive) loss at PNom N/A MVA  
 Global loss at PNom N/A MVA  
 Global efficiency at PNom N/A %

Figura 37 Imagem ilustrativa das perdas em PVsyst

## 9. DIMENSIONAMENTO B - PAINÉIS EM SUPORTE DE SEGUIMENTO SOLAR

Neste dimensionamento a única alteração, em relação ao dimensionamento A, é a inclusão dos seguidores solares, para a mesma potência de pico dos painéis (24 MWp) Esta nova estrutura implicará alterações em termos de configuração do parque e dimensionamento de cabos.

### 9.1 Equipamentos utilizados na central

#### 9.1.1 Estrutura de Seguimento Solar

A estrutura escolhida é do mesmo modelo *STI/Norland* do dimensionamento A, porém trata-se de seguidor de um eixo horizontal descentralizado.

O rastreador solar STI-H250™ consiste em duas vigas de torção orientados na direção Norte-Sul, nos quais os módulos fotovoltaicos repousam. Ambos giram seguindo o caminho este-oeste do sol. (Norland, 2020)

Tabela 18 Características da estrutura de seguidor solar (Norland, seguidor solar descentralizado bi-fila, 2020)

Dados	Rastreador solar STI-H250
<b>Número de filas</b>	2
<b>Módulos máximo por fila</b>	60
<b>Altura do módulo 0º</b>	Aprox. 1.35 m
<b>Altura de módulo 55º</b>	Aprox. 2.25 m
<b>Ângulo de rotação</b>	Adaptável ao ângulo +/-55º
<b>V<sub>max</sub> vento</b>	140 km / h padrão

### 9.2 Dimensionamento da Central

Sendo o número de módulos em serie calculado anteriormente para 26 e a estrutura *tracker* de 2 filas com máximo de 60 módulos cada, então, cada estrutura vai ser dimensionada para 52 módulos por fila, o que equivale a um total de 104 módulos por estrutura.

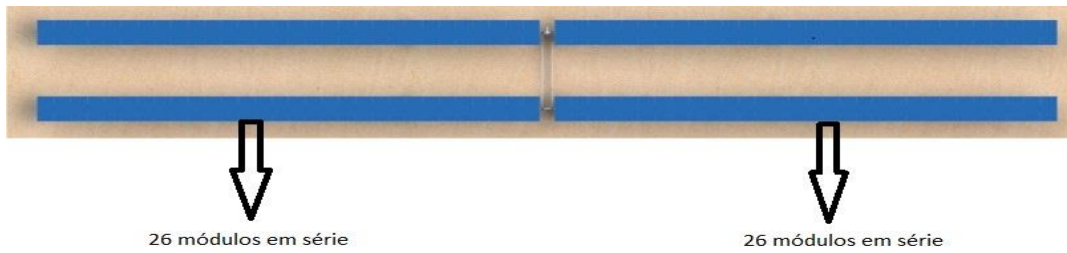


Figura 38 Configuração da estrutura de seguidor solar

### 9.2.1 Número total de estruturas

Utilizando o mesmo inversor do dimensionamento A escolhido com 24 entradas e a estrutura *tracker* com 4 strings, de 26 módulos em serie, então, cada inversor vai agregar 6 estruturas *tracker* como é verificado na Figura 39.

$$\frac{24}{4} = 6 \text{ estruturas tracker} \quad (36)$$

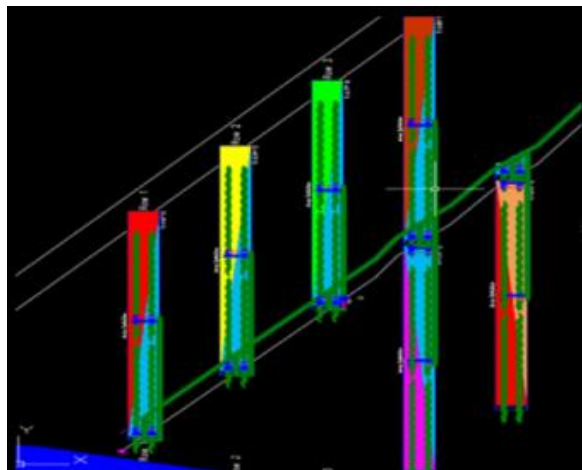


Figura 39 Layout do número de estruturas em HELIOS3D

Uma vez utilizados os 94 inversores, o número total de estruturas *STINorland* neste dimensionamento é de 564.

$$94 \times 6 = 564 \text{ Estruturas tracker} \quad (37)$$

## 9.3 Desenho HELIOSED

A Figura 40 representa o dimensionamento da central em HELIOS3D.

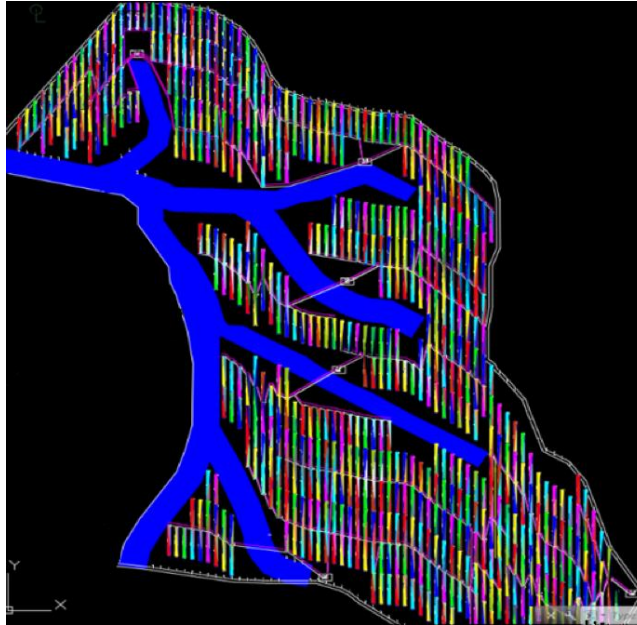


Figura 40 Configuração da central B em HELIOS3D

Verificam-se as diferenças relativamente ao dimensionamento A:

- Posição das estruturas: Norte-Sul com direção Este – Oeste do sol;
- Aumento da área: Recorrendo ao programa *HELIOS3D*, se for imposta uma limitação de área mínima associada a cada tipo de tecnologia para a capacidade instalada, obtém-se a área útil para cada cenário. Existe uma diferença entre área útil direta e área útil total. A área útil direta apenas tem em conta a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos enquanto a área útil total tem em conta não só a área ocupada pelos módulos, mas também a área entre estes e a área necessária para operação e manutenção, etc.
- Localização dos inversores;
- Aumento do comprimento das valas dimensionadas.

## 9.4 Dimensionamento da Cablagem

Nesta secção serão apenas indicados os valores obtidos para as dimensões dos cabos uma vez que o processo é análogo ao dimensionamento A. As tabelas encontram-se em anexo II.

### 9.4.1 Dimensionamento dos cabos DC

O cabo DC faz a ligação entre as strings ao inversor. A situação mais desfavorável nesta secção é o comprimento das valas sendo que estas atingem comprimentos acima dos 100 metros o que resulta o aumento da queda de tensão nas linhas de 0,43%. De forma análoga ao projeto A dimensionou-se o cabo



optando por uma secção mínima de 6 mm<sup>2</sup>. O total de perdas (W) em cabo DC de secção transversal 6 mm<sup>2</sup> de acordo com a Tabela 32 do Anexo II é de 104,2 kW.

#### 9.4.2 Dimensionamento dos cabos AC-MT

Será agora dimensionado o cabo AC que faz a ligação entre cada inversor ao transformador. Trata-se de várias secções de cabo que serão incluídas para respeitar a queda máxima de tensão. tal como o dimensionamento DC, que neste caso teve um máximo de 1,90 %, Tabela 366, do Anexo II. Neste dimensionamento a situação mais desfavorável, é novamente o aumento do comprimento das valas, no entanto as perdas AC são mais baixas neste dimensionamento (534,4 kW), visto ser utilizado mais cabo de seção 300 mm<sup>2</sup>, o que implica menor resistência no cabo.

Tabela 19 Tipo de secções de cabos AC-BT

<b>Cabos AL</b>	<b>Quantidade</b>
Cabo 185 mm <sup>2</sup>	51
Cabo 240 mm <sup>2</sup>	6
Cabo 300 mm <sup>2</sup>	37

#### 9.4.3 Dimensionamento dos cabos AC-MT

Seguindo a mesma linha de dimensionamento da queda de tensão percentual dos cabos MT, este não ultrapassa os 0,5 %. Este aumento comparativamente ao dimensionamento A deve-se á alteração do local dos transformadores e por sua vez, ao aumento do comprimento do cabo, no entanto a tipologia e quantidade de secção do cabo é a mesmo que no dimensionamento A.

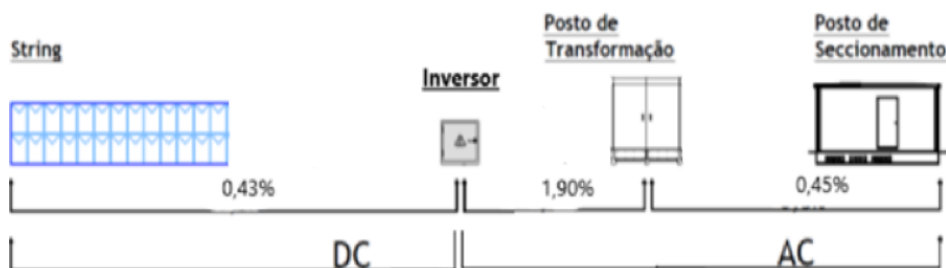


Figura 41 Queda de tensão percentual em cada circuito

## 10. DIMENSIONAMENTO C – PAINÉIS BIFACIAIS EM SUPORTE FIXO

O último dimensionamento realizado, trata-se de uma central fotovoltaica com módulos bifaciais monocristalinos de meia célula em estrutura de suporte fixo utilizado no dimensionamento A.

### 10.1 Equipamentos utilizados na central

#### 10.1.1 Painéis Solares

Os painéis escolhidos para o dimensionamento do projeto C são painéis bifaciais monocristalinos de meia célula da marca *Astronergy* de 415 Wp. (Chint Solar, 2019)

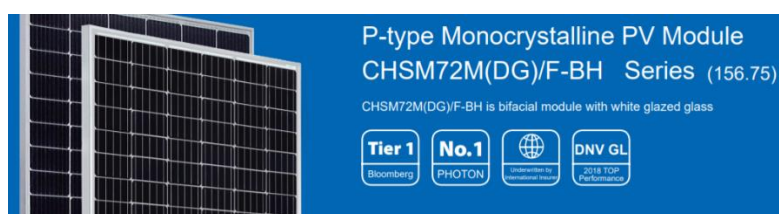


Figura 42 Painel solar bifacial

Tabela 20 Dados técnicos do painel solar bifacial (Chint Solar, 2019)

Dados	<b>Astronergy-Monocrystalline PV Module CHSM72M(DG)/F- BH</b>	
	<b>Front</b>	<b>Back</b>
<b>Potência (Wp)</b>	415	273
<b>Voc (V)</b>	48.78	47.34
<b>Vmp (V)</b>	41.31	41.83
<b>Imp (A)</b>	10.05	6.52
<b>Isc (A)</b>	10.54	6.88
<b>Eficiência (%)</b>	20,2%	13,6%

### 10.2 Dimensionamento da Central

Os dimensionamentos dos cálculos foram análogos ao dimensionamento A para a mesma potência de sistema.

#### 10.2.1 Distribuição dos Painéis Solares

Como foi referido no dimensionamento A o número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de operação do inversor recomendada pelo fabricante. As tensões máximas e mínimas dos módulos em função da temperatura foram calculadas segundo os passos das equações 38 e 39, sabendo que neste modelo o  $V_{oc}$  do módulo é de 48,78 V e o  $V_{MPP}$  do módulo é 41,31 V.

- Tensão máxima do módulo em função da temperatura mínima.

Segundo as equações 13 e 14 a tensão máxima do módulo em função da temperatura mínima é calculada pela equação final:

$$\begin{aligned} V_{ocmax. mod} &= V_{oc} + \Delta V & (38) \\ &= 48,78 + 3,9716 = 52,75 V \end{aligned}$$

- Tensão mínima do módulo em função da temperatura máxima.

A tensão mínima do módulo em função da temperatura máxima do local a é calculada pela equação final:

$$\begin{aligned} V_{mpp min. mod} &= V_{mpp} + \Delta V & (39) \\ &= 41,31 + (-6,6161) = 34,7 V \end{aligned}$$

### 10.2.2 Número de painéis em serie

Foi utilizada a mesma configuração do parque solar A, com o mesmo número de módulos em serie, 26, uma vez que são utilizados os mesmos equipamentos, com exceção da tipologia de painéis.

A tensão de circuito aberto do módulo ( $V_{oc MAX}$ ) à temperatura mínima (-4,5°) é de 52,75 V então:

$$26 \times 52,75 = 1371,5 V \quad (40)$$

Logo, sendo a tensão máxima do inversor a 1500 V, este suporta a entrada dos 26 módulos em serie.

A tensão à máxima potência do módulo ( $V_{MPP MIN}$ ) à temperatura máxima (40,4°C) é de 34,7 V então:

$$26 \times 34,7 = 902,2 V \quad (41)$$

### 10.2.3 Número total de Fileiras

Sabendo que o inversor trabalha a uma tensão máxima de entrada de 1500 V e a uma tensão mínima de entrada de 600 V então, o conjunto de fileiras de 26 módulos em serie funciona dentro daquelas tensões.

Sendo a máxima corrente contínua de entrada do inversor de  $26 \times 12 = 312$  e o  $I_{MPP}$  da fileira de  $10,05 \times 24 = 241$ , então, segundo a Tabela 21, este, está num correto dimensionamento para o bom funcionamento do inversor.

Tabela 21 Valores máximos de corrente e tensão da string

<b>Tension Verification</b>	<b>1500 Vdc</b>			
<b>Tension Min</b>	902,2	<b>V</b>	<b>&gt;</b>	600 <b>V</b>
<b>Tension Max</b>	1371,5	<b>V</b>	<b>&lt;</b>	1500 <b>V</b>
<b>Current Verification</b>	<b>1500 Vdc</b>			
<b>Current CC Inversor</b>	241	<b>A</b>	<b>&lt;</b>	312 <b>A</b>

Cada fileira composta por 26 módulos apresenta uma potência de 10794 W.

$$P = (N_s \times U) \times I \quad (42)$$

$$(26 \times 41,31) \times 10,05 = 10794,3 \text{ W}$$

Uma vez que a central é dimensionada para 24 MW serão necessárias 2224,28 fileiras no total.

#### 10.2.4 Número total de inversores

Segundo o mesmo modelo matemático do dimensionamento A, ao dividirmos o número total de fileiras pelo número de entradas do inversor, este indica-nos o valor total de inversores necessários.

$$\frac{2224,28}{24} = 92,6 \text{ inversores} \quad (14)$$

O que corresponde a um total de 93 inversores.

Cada inversor tem 24 entradas, então, para compensar e preencher essas entradas será necessário aumentar 8 strings à central fotovoltaica.

$$93 \times 24 \text{ fileiras} = 2232 \text{ fileiras} \quad (15)$$

Donde o excesso é

$$2232 - 2224,28 = 7,72 \text{ fileiras} \approx 8 \text{ fileiras}$$

Uma vez que as fileiras são constituídas por 26 módulos, então a central fotovoltaica terá um total de 58032 módulos fotovoltaicos, o que corresponde a 24083 kWp como é possível verificar no dimensionamento do PVsyst na Figura 433.

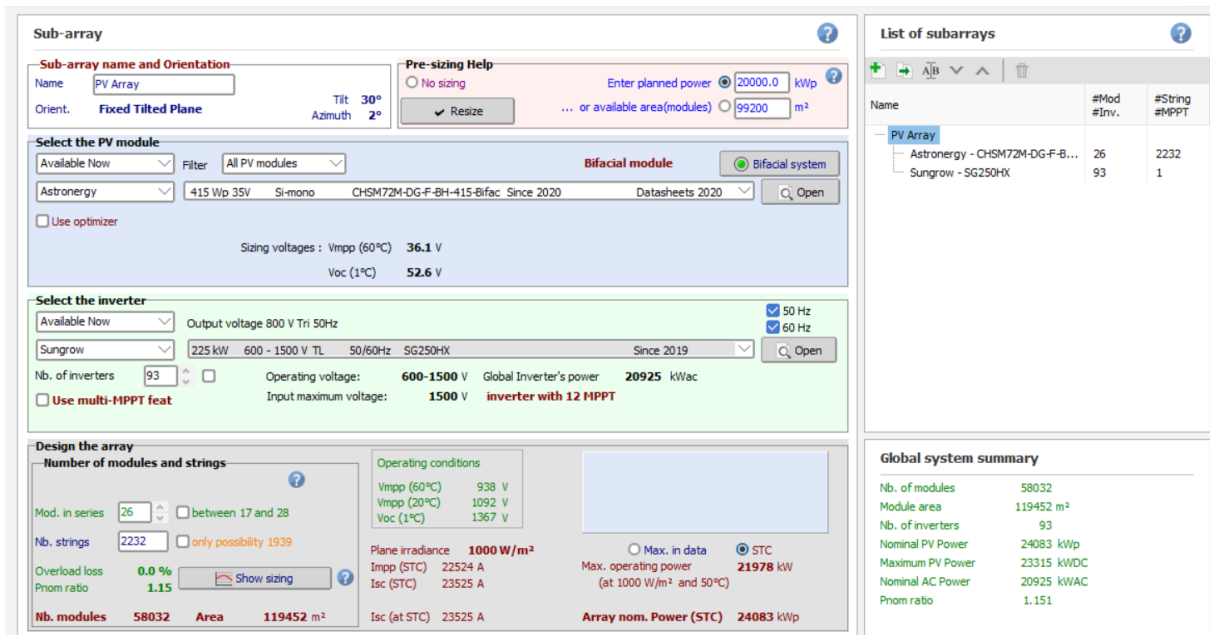


Figura 43 Dimensionamento PVsyst

### 10.2.5 Rácio Array / Sistema

A potência nominal de saída (AC) do sistema, em função da temperatura, é verificada pelas seguintes expressões.

A potência máxima de saída de todo sistema AC a 30° C é de 23250 KVA como é verificado pelo cálculo abaixo representado, e a 40°C, esta reduz para 20925 KVA.

$$93 \times 225 \text{ kVA (40}^\circ) = 20925 \text{ kVA (Pnom)} \quad (16)$$

$$93 \times 250 \text{ kVA (30}^\circ) = 23250 \text{ kVA (Pmax)} \quad (17)$$

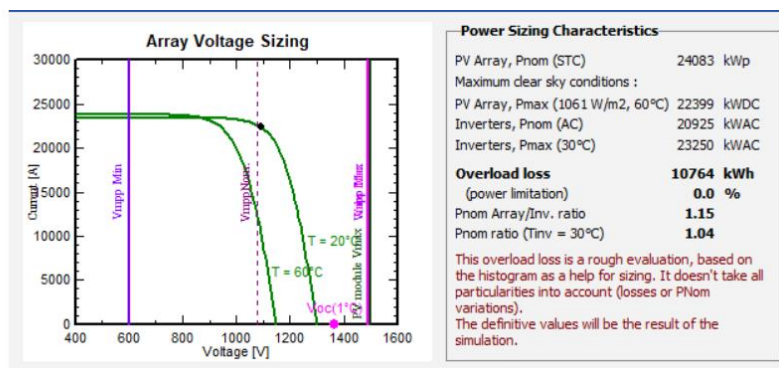


Figura 44 Rácio matriz/sistema

Como visto na Figura 4444, a potência de pico do sistema é de 24083 kWp para as condições padrão STC (DC) e sendo a potência nominal de saída (AC) do sistema (inversores) de 20925 kVA a 40°C, o rácio entre a matriz e o sistema dos inversores é de 1,15.

### 10.2.6 Número total de transformadores

O número total de transformadores é o mesmo que nos dimensionamentos anteriores, visto se tratar da mesma potencia.

Neste dimensionamento a central é constituída por 2232 fileiras como foi calculado anteriormente, então, cada transformador vai agregar 319 fileiras.

$$\frac{2232}{7} = 318,85 \text{ strings} \quad (18)$$

Sendo que os inversores estão ligados a 24 fileiras então neste projeto mantem-se o mesmo número de inversores conectados ao transformador (13/14).

## 10.3 Desenho HELIOSED

Finalizado o dimensionamento teórico e matemático dos equipamentos necessários para a central. inicia-se o layout em desenho 3D no *software HELIOS3D* para posteriormente ser dimensionada a cablagem. Na Tabela 22 estão representadas as quantidades dos equipamentos necessários na configuração da central.

Tabela 22 Configuração da central fotovoltaica

Parâmetros	Descrição
Nº Módulos em série	26
Nº Inversores	93
Nº Fileiras total	2232
Nº Transformadores	7
Nº Inversores em cada transformador.	4 transformadores ligam a 13 inversores cada 3 transformadores ligam a 14 inversores cada

Para a simulação em *HELIOS3D* foi utilizado o mesmo *layout* do projeto A, visto se tratar da mesma estrutura de fixação e configuração das fileiras. Como se reduziu á utilização de apenas um inversor e de 24 fileiras foi possível eliminar esses elementos no *layout* do desenho 3D no dimensionamento A como é representado na Figura 45.

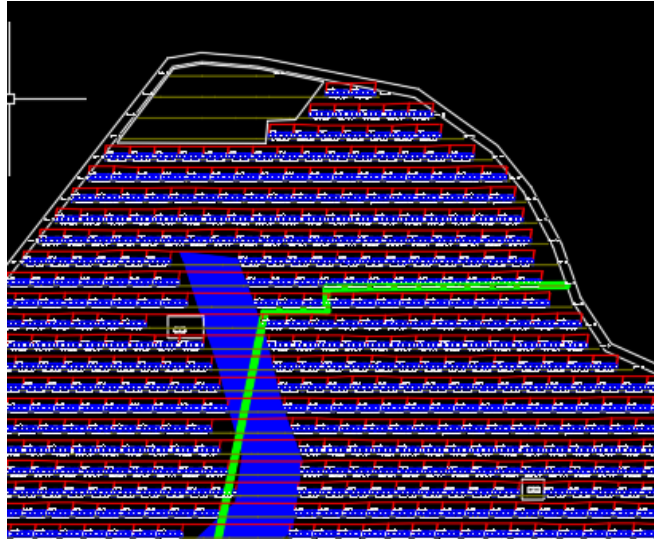


Figura 45 Configuração da central C em HELIOS3D

## 10.4 Simulação Pvsyst - Ganho Bifacial

As perdas detalhadas, encontram-se num diagrama de perdas no relatório de saída do software, Figura 4646, em que demonstra os fatores que influenciam na atuação durante o cálculo da geração bifacial do modulo.

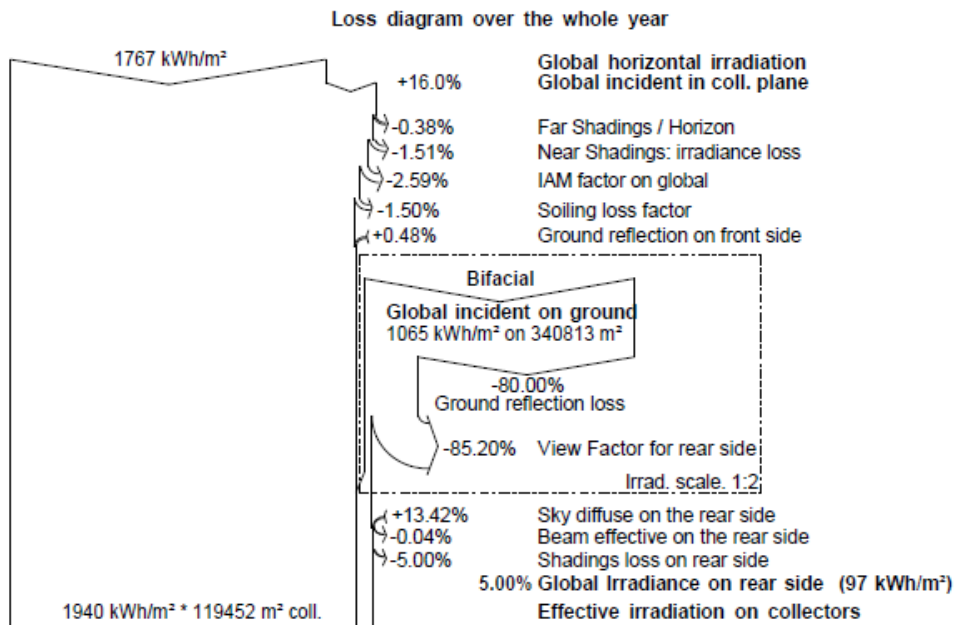


Figura 46 Ganho da parte traseira do modulo (Pvsyst)

Segundo o relatório *Pvsyst*, o fator albedo neste terreno é de 20 %, o que, segundo os fatores albedo mais comuns pelo software, e que se integram neste terreno são:

- Ambiente Urbano 0,14 – 0,22;

- Vegetação tipo grama 0,15 – 0,25;

O que não favorece a aplicação neste sistema.

Segundo o diagrama de perdas do software PVsyst foi considerado uma irradiação global incidente no plano do coletor (*Global Incident in coll plane*) de 16 %, tendo em conta a posição angular do modulo a 30°.

A parte bifacial é calculada a partir da irradiação que chega ao solo (*Global Incident on Ground*) sendo calculada a partir do GCR (*Ground coverage ratio*) que indica a razão entre o comprimento total da mesa dos módulos e a distância entre duas fileiras, onde o programa indica de 35 % em Anexo IV. Dessa radiação é imediatamente descontado o fator albedo ( $100-20=80,00\%$ ) e também a capacidade angular do verso do modulo de captar os raios solares que são refletidos pelo solo que o programa entende ser na faixa de 15 % ( $100-85,20=14,8\%$ ). No final, pode-se notar, que o ganho pelo módulo bifacial é de apenas 5 %, o que seria de esperar pelas condições do terreno.

Como já foi referido anteriormente para 415 Wp da parte frontal do painel, considera-se então um ganho de 5% da radiação solar da parte traseira.

*Tabela 23 Características do painel com ganho de radiação traseira de 5%*

<b>P gain a 5%</b>	
<b>Wp (Wp)</b>	428
<b>Vmpp (V)</b>	41,31
<b>Impp (A)</b>	10,37
<b>Voc (V)</b>	48.78
<b>Isc (A)</b>	10,88

O aumento da captura de irradiação solar causa disparidade em relação a corrente de saída dos módulos tradicionais. Quanto mais irradiação houver sobre os dois lados do painel, maior será o número de elétrons e conseqüentemente, maior a corrente de saída de cada célula. Obviamente, a voltagem também sofre um pequeno aumento devido a sua relação direta com a corrente, porém, nada muito representativo.

## **10.5 Dimensionamento da Cablagem**

Para o dimensionamento da cablagem foi tido em conta também o ganho traseiro achado anteriormente na saída do sistema.



### 10.5.1 Dimensionamento dos cabos DC

Mais uma vez a linha de dimensionamento é análoga ao dimensionamento A.

Neste caso, o layout no *HELIOS3D* é o mesmo que o dimensionamento A, pois apenas se removeu o inversor nº1 e as 24 fileiras. A posição dos equipamentos e os comprimentos das valas é também igual. Dimensionou-se o cabo DC para uma secção mínima de 6 mm<sup>2</sup> e seguindo as equações (26)(27)e (28) a queda de tensão nas linhas DC é de 0,35% e o somatório das perdas nas linhas DC (W) é de 87,967 kW. (Tabela 3333, Anexo II).

### 10.5.2 Dimensionamento dos cabos AC-BT

Trata-se de várias secções de cabo igualmente utilizadas no dimensionamento A que serão incluídas para respeitar a queda de tensão máxima de 2%, que neste caso teve um máximo de 1,58%. Neste dimensionamento a situação mais favorável deve-se ao facto da redução de um inversor e por sua vez de 24 fileiras, o que implica a redução de utilização de cabos e conectores e das perdas (W) AC comparativamente ao dimensionamento A. Neste caso, as perdas AC são de 532,63 kW. (Tabela 377, Anexo II).

### 10.5.3 Dimensionamento dos cabos AC-MT

Uma vez que a localização dos transformadores, relativamente ao dimensionamento A, não teve qualquer alteração, o comprimento das valas dos dois circuitos é o mesmo, logo a secção de cabos utilizados também.

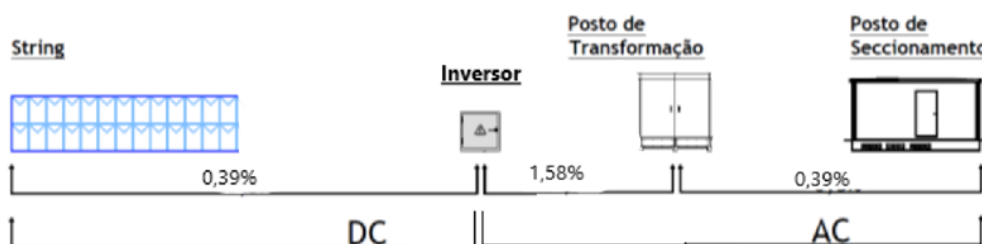


Figura 47 Queda de tensão percentual em cada circuito

## 11. ANÁLISE ENERGÉTICA DAS CENTRAIS

No sentido do estudo de viabilidade energética e económica para um projeto de geração fotovoltaica simulou-se a produção anual da instalação, bem como a sua eficiência e perdas, recorrendo ao software *PVsyst* para cada projeto que estão representadas em anexo.

A estimativa de produção foi realizada com recurso ao software *PVsyst* e pode ser analisada nas Tabela 2424 e Tabela 2525. Nessas tabelas são apresentados valores da energia incidente no plano horizontal, energia produzida e produção específica de cada projeto.

Tabela 24 Energia incidente em cada estrutura tecnológica

<b>Tecnologias</b>	<b>Energia incidente (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>
<b>Estrutura fixa</b>	5,619
<b>Estrutura Seguidor</b>	7,502
<b>Estrutura Fixa Bifacial</b>	5,619

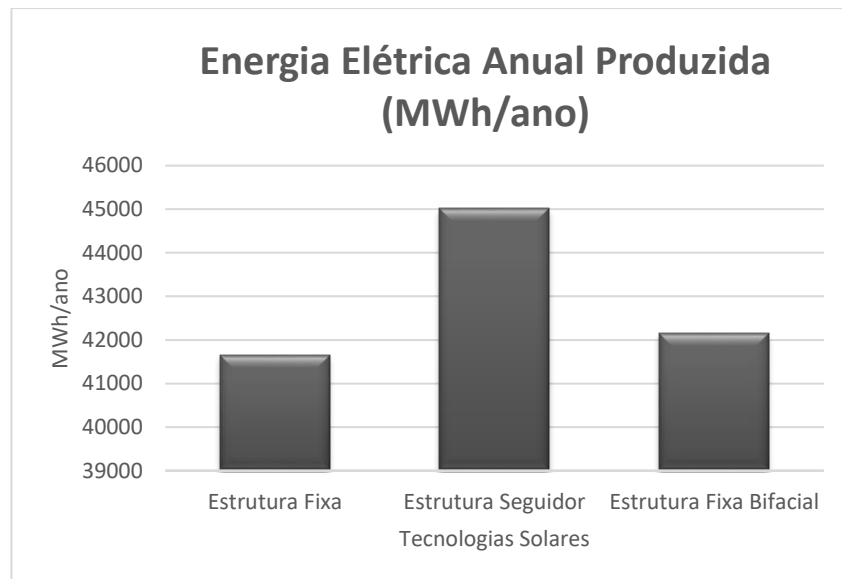
Como se pode observar pelos resultados do *PVsyst* na Tabela 2424 os valores da irradiação incidente por dia na tecnologia estrutura seguidor são maiores relativamente à situação da estrutura fixa (aumento de 33 %), o que seria de esperar visto se tratar, neste caso, de irradiação direta com seguimento solar (2738,3 kWh/m<sup>2</sup>/ano).

Tabela 25 Resultados da avaliação energética de cada central

<b>Tecnologias</b>	<b>Energia produzida MWh/ano</b>	<b>Produção específica kWh/kWp/ano</b>	<b>Fator de Produção %</b>
<b>Estrutura Fixa</b>	41654	1732	19,7
<b>Estrutura Seguidor</b>	54894	2283	26
<b>Estrutura Fixa Bifacial</b>	42148	1750	20,7

A

produção específica kWh/KWp/ano indicada na Tabela 25 corresponde ao número de horas de sol equivalentes considerando a energia da radiação global incidente em cada tecnologia. O fator de produção é essencial para a banca (€) pois indica a relação entre o número de horas de sol equivalentes e o número total de horas ao ano.



*Figura 48 Produção de energia elétrica anual (MWh/ano)*

Em termos de produção energética anual, como se pode verificar na Tabela 255 e pela Figura 48, chega-se à conclusão que, a utilização de seguidores solares, permite um aumento da produção anual na ordem dos 31 % relativamente a estrutura fixa e 30 % relativamente a estrutura fixa bifacial. Já, na comparação entre estes dois últimos, a vantagem está ligeiramente do lado da tecnologia bifacial fixa ao produzir mais 1,2 % que um sistema equipado com tecnologia monofacial fixa, no entanto dado o grau de incerteza que o cálculo contém não é possível tirar esta conclusão.

Importa referir que estes valores dependem do local da instalação, uma vez que, em locais pouco irradiados pelo sol, a solução de painéis fixos pode apresentar-se como mais viável uma vez que permite a captação de irradiação difusa, ao contrário dos seguidores solares, que apenas captam irradiação direta.

## 12. ANÁLISE ECONÓMICA DAS CENTRAIS

Nesta parte da dissertação são detalhados os valores dos investimentos das três centrais fotovoltaicas. É notório que pela falta de possibilidade de reunir todos os custos empregues na central, esta avaliação será feita com base numa estimativa, tendo em conta os dados disponíveis que poderão contribuir para o custo da instalação.

### 12.1 Investimento das Centrais

#### 12.1.1 Central Solar A

Tabela 26 Investimento económico da central A

<b>Materiais</b>	<b>€</b>	<b>€/WP*<sub>1</sub></b>	<b>Quant.</b>	<b>WP</b>	<b>Total (Wp)</b>	<b>€ Total</b>
<b>Painel JKM 410M-72H-V</b>		0,22 €	58656	410	24 048 960,00	5 170 526,40 €
<b>Inversor SG250HX</b>	5750		94			540 500,00 €
<b>Estrutura STINORLAND</b>		0,05 €	2256	410	24 048 960,00	1 197 638,21 €
<b>TransformadorMVS3150-LV</b>	110000		7			770 000,00 €
<b>Condutas de água</b>	2500		2			5 000,00 €
<b>Comissionamento inversores</b>	1500		94			141 000,00 €
<b>Cablagem</b>						199 924,31 €
<b>Conectores</b>						1 633,11 €
<b>Custo total</b>						8 026 222,03 €

No caso da instalação fixa, o custo dos painéis assume a maior porção de investimento, cerca de 64 % do mesmo. Os inversores, os postos de transformação, estruturas e outros representam juntos cerca de 33 % do investimento total. Quanto a cablagem e conectores, este tem apenas 2 % de peso no investimento. Este investimento oferece um custo global cerca de 0,33 €/W.

#### 12.1.2 Central Solar B

<sup>1</sup> Os fornecedores apresentam os custos por €/Wp

<sup>2</sup> DDP incoterm- As regras *Incoterms (International COMmerce TERMS)* são um total de onze termos publicados pela Câmara de Comércio Internacional (ICC) em Paris que definem as condições de fornecimento de mercadorias em transações de vendas internacionais. (International Contracts, 2020)

Tabela 27 Investimento económico da central B

<b>Materiais</b>	<b>€</b>	<b>€/WP</b>	<b>Quant</b>	<b>WP</b>	<b>€/WP</b>	<b>€ Total</b>
		<b>DDP</b>				
<b>Painel JKM 410M-72H-V</b>		0,22 €	58656	410	24 048 960,00 €	5 170 526,40 €
<b>Inversor SG250HX</b>	5750		94			540 500,00 €
<b>Estruturas STINORLAND eixo horizontal</b>		0,11 €	564	410	24 048 960,00 €	2 719 937,38 €
<b>Transformador MVS3150-LV</b>	110000		7			770 000,00 €
<b>Condutas de água</b>	2500		3			7 500,00 €
<b>Comissionamento de inversores</b>	1500		94			141 000,00 €
<b>Cablagem</b>						264 405,00 €
<b>Conetores</b>						1 861,27€
<b>Custo total</b>						9 615 730,04 €

Relativamente ao projeto com seguidores solares, a maior parte do investimento concentra-se nos seguidores solares e nos painéis solares com cerca de 82 % do total do investimento. Neste sistema repara-se que a cablagem com conetores eleva um pouco o investimento, que será tanto mais elevado quanto maiores forem as distâncias entre os elementos principais do sistema, sendo que pode mesmo chegar a valores bastante elevados nesta parcela. Este investimento oferece um custo global cerca de 0,399 €/W.

### 12.1.3 Central Solar C

Tabela 28 Investimento económico da central C

<b>Materiais</b>	<b>€</b>	<b>€/WP DDP</b>	<b>Quant</b>	<b>WP</b>	<b>€/WP</b>	<b>€ Total</b>
<b>ASTRONERGY CHSM72M(DG)/F-BH bifacial</b>		0,23 €	58032	415	24 083 280,00 €	5 539 154,40 €
<b>Inversor SG250HX</b>	5750		93			534 750,00 €
<b>Estruturas STINORLAND fixo</b>		0,05 €	2232	415	24 083 280,00 €	1 199 347,34 €
<b>Transformador MVS3150-LV</b>	110000		7			770 000,00 €
<b>Condutas de água</b>	2500		2			5 000,00 €
<b>Comissionamento de inversores</b>	1500		93			139 500,00 €
<b>Cablagem</b>						198 816,9519€
<b>Conetores</b>						1 509,51€
<b>Custo total</b>						8 388 078,21 €

O investimento do último projeto com painéis bifaciais fixos é um pouco mais elevado do que o relativamente ao dimensionamento A, cerca de 361 865,18 €. Este investimento oferece um custo global cerca de 0,348 €/W.

O aumento do custo neste projeto encontra-se no preço do Wp do modulo e na redução da quantidade de equipamentos e cablagens/conectores.

Verifica-se que os sistemas FV com estrutura de suporte móvel são consideravelmente mais dispendiosos que os de estrutura de suporte fixa, isto deve-se ao preço acrescido da estrutura de suporte móvel e da mão de obra. Contudo, as estruturas de suporte móvel possibilitam aos módulos FV um melhor aproveitamento do recurso solar, produzido assim um maior valor de energia elétrica final. Uma maior produção de energia elétrica, só por si, não significa que seja o sistema FV com maior rentabilidade em termos económicos, pois é necessário considerar o montante do investimento, daí ser realizado o estudo de viabilidade económica para cada um dos casos. Para instalações com seguidores solares, cujo investimento é muito mais elevado, a viabilidade do mesmo pode ser colocada em causa.

## 12.2 Viabilidade Económica das Centrais

A avaliação económica de um projeto de uma central fotovoltaica pressupõe a avaliação de um conjunto de fatores-chave, tais como: estimativa do capital que é necessário investir que foi calculado anteriormente, o preço de venda da energia e outras despesas associadas e a receita do projeto.

A receita a ter em conta com a implementação de uma central fotovoltaica é a venda contínua de energia produzida pela mesma à rede elétrica. O seu cálculo é efetuado através do produto entre a energia que foi estimada produzida pela análise energética e a tarifa da energia produzida á rede de 25 €/MWh.

À energia produzida, é aplicado um fator de degradação em que todos os módulos solares fotovoltaicos sofrem uma degradação de potência ao longo dos seus anos de funcionamento da central.

Para o cálculo da produção anual de energia ( $P_{AE}$ ) serão consideradas a potência pico instalada ( $P_{WP}$ ), a produção específica da instalação ( $Y_f$ ) e a degradação linear dos módulos sendo no 1º ano de 2,5 % e os restantes de 0.5 %.

$$P_{AE1} = P_{WP} \times Y_f \times (1 - \text{degradação dos módulos}) \quad (19)$$

Para a determinação da produção de energia média anual, a produção de energia é calculada durante o período de validade da tarifa que na presente dissertação será de 20 anos.

Para o ano 2:

$$P_{AE2} = P_{AE1} \times (1 - \text{degradação dos módulos}) \quad (20)$$

Para o ano n:

$$P_{AE}n = P_{AE}n-1 \times (1 - \text{degradação dos módulos}) \quad (21)$$

Relativamente aos custos associados ao projeto referem-se essencialmente ao investimento em capital fixo, ou CAPEX o qual engloba todos os custos do equipamento necessários à implementação do projeto calculado anteriormente.

Outro fluxo importante durante o período de vida das instalações fotovoltaicas é o gasto anual com a operação e manutenção (O&M ou OPEX). Este custo pode também ser variado de acordo com o tipo de tecnologia aplicada, no entanto foi indicado pela empresa que para o projeto A será aplicada uma taxa de 1 % do custo do capital fixo, com uma taxa de inflação de 2 % ao ano. Relativamente a outras despesas estas são mais elevadas no projeto bifacial devido a limpeza periódica dos painéis que equivale a uma despesa de 150 000,00 € para o primeiro ano (em vez de 110 000.00 €), e para os anos seguinte foi também considerada uma taxa de inflação de 1 %.

O estudo de rentabilidade de um projeto pode subdividir-se em estudos técnico económicos e em estudos económico-financeiros. Neste caso, focar-nos-emos apenas nos estudos económico-financeiros.

#### 12.2.1 Fluxo financeiro

Um projeto de investimento é essencialmente avaliado de acordo com o valor que pode gerar para a empresa, que consiste no critério que o investidor mais tem em conta na hora da tomada de decisão sobre o investimento. Ao longo do seu ciclo de vida, o projeto gera fluxos financeiros a partir da exploração da atividade inerente.

Os *cash flows* são então calculados com base nos fluxos de benefícios e de custos económicos gerados pelo projeto em causa.

A diferença entre o *cash flow* de exploração e o de investimento corresponde ao valor que é utilizado na determinação dos critérios de rentabilidade.

Quase todos os indicadores de desempenho utilizados para a decisão do investimento são calculados a partir dos fluxos financeiros definidos anteriormente. É através deles que o decisor decide se um projeto é viável ou não ou se é preferível relativamente a outros. Os indicadores mais utilizados em análise financeira de projetos são o VAL (Valor Atual Líquido) e a TIR (Taxa Interna de Retorno), no entanto também serão utilizados o período de retorno (mais conhecido pelo inglês *payback*), o índice de rentabilidade (IR).

### 12.2.2 VAL – Valor Atual Líquido

O valor atual líquido serve para determinar o valor global do projeto durante o seu período de utilização. É a diferença entre o valor presente das entradas líquidas associadas ao projeto e o investimento inicial. Como critério de comparação deve-se escolher o projeto com maior VAL positivo se as suas estruturas de capital, volumes de investimento ou duração forem iguais.

Uma das formas pela qual pode ser apresentado o VAL, é a seguinte:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CFG_t}{(1+k)^t} \quad (22)$$

Onde  $CFG_t$  representa o *cash flow* global obtido no período  $t$ , englobando o *cash flow* de exploração e de investimento, e  $k$  é a taxa de atualização, ou seja, a taxa de rentabilidade mínima (ou taxa de desconto) exigida que neste caso foi de 1 %.

### 12.2.3 TRI – Taxa Interna de Rentabilidade

Assenta no princípio do desconto dos cash-flows e que parte dos fluxos previstos de modo a calcular a taxa de rentabilidade que torna o VAL nulo.

A TIR deve ser utilizada apenas quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade de capital. Um investimento será aceite se a TIR for superior ao custo de capital exigido pela empresa, representado pela letra  $k$ . Pela mesma lógica, conclui-se que uma TIR inferior levará a recusar o investimento, e uma TIR nula será sinónimo de indiferença.

Uma das formas pela qual pode ser apresentado o TRI, é a seguinte:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CFG_t}{(1+TRI)^t} = 0 \quad (23)$$

### 12.2.4 IR – Índice de Rentabilidade

É o indicador ideal para comparar projetos que não apresentem o mesmo investimento como é o caso do presente trabalho.

$$IR = \frac{VAL}{CAPEX} \quad (24)$$



### 12.2.5 Payback – Tempo de Retorno do Investimento

É o período de recuperação do investimento, ou seja, o número de anos decorridos até que os proveitos compensem o investimento.

Esse método considera o valor do dinheiro no tempo, pois utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos em que o projeto recupera o valor do investimento inicial.

### 12.2.6 LCOE

O LCOE consiste no preço mínimo que um sistema teria de receber por cada kWh de produção de eletricidade a fim de cobrir os custos de produção dessa energia, incluindo os recursos mínimos exigidos no investimento.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{E_{total}} \quad (25)$$

## 12.3 Estudo Comparativo da Viabilidade Económica das Centrais

Os resultados obtidos da aplicação do modelo económico-financeiro descritos são essencialmente as métricas de avaliação referidas anteriormente. Em termos do investimento, e nos três casos não foi considerado que tenha sido feito com recurso a empréstimo bancário, o que aumentaria os encargos financeiros. De qualquer modo isto não afeta as conclusões a tirar em relação ao projeto mais rentável. Na Tabela 29 apresentar-se-ão esses valores através dos quais se discutirão e compararão a viabilidade da aplicação dos três projetos. Relativamente às folhas de cálculo económico-financeiras podem ser observadas em anexo III.

Tabela 29 Resultados obtidos da avaliação económico-financeira dos projetos

	<b>Projeto A</b>	<b>Projeto B</b>	<b>Projeto C</b>
<b>Investimento [k€]</b>	8 026,2	9 615,7	8 388,0
<b>Receita [k€]</b>	19 370,1	25 527,0	19 599,8
<b>VAL [k€]</b>	13 579,8	18 798,1	12 916,5
<b>Cash flow [k€]</b>	5 567,9	9 641,8	4 955,5
<b>TIR [%]</b>	-3	1,1	-6
<b>IR</b>	1,69	1,95	1,54
<b>Payback (anos)</b>	11	10	12
<b>LCOE (€/MWh)</b>	17,06	15,05	18,60

A conclusão mais evidente que os indicadores demonstram é que o projeto mais viável é o do PV tracker (B), seguindo-lhe o PV fixo (A) e por último o bifacial (C).

Esta conclusão é verificada inclusive pela métrica de avaliação mais indicada para comparações entre projetos, o índice de rentabilidade e a taxa interna de rentabilidade, e o custo de energia elétrica (LCOE). Embora o projeto PV tracker apresente o custo de investimento mais elevado, é o projeto que mais lucro dará 9 182 385,94 €.

Verifica-se que apenas o projeto PV tracker é o viável para execução, pois, o VAL e o IR são positivos, e também, a TIR é superior ao custo da taxa de atualização, ou seja, a taxa de rentabilidade mínima exigida. Relativamente à quantidade de anos que o projeto começará a dar lucro é de novo o PV tracker que apresenta um resultado melhor, tendo um saldo positivo logo ao 10º ano de funcionamento, enquanto o sistema PV fixo necessita de mais um 1 ano e PV Bifacial necessita de mais 2 aproximadamente.

O último fator, LCOE, mostra que o projeto com menor relação €/MWh é o projeto (B) PV tracker com um preço mínimo por cada kWh de produção de 15,05€.

## 13. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido teve como principais objetivos um estudo de dimensionamento de três centrais fotovoltaicas de 24 MWp com a aplicação de diferentes tecnologias e o respetivo estudo energético e económico com o objetivo último de determinar qual a tecnologia Fotovoltaica mais competitiva nesse período.

Inicialmente, para a comparação ser válida, foram dimensionadas centrais com a mesma potência instalada e para ligação à rede elétrica nacional.

O estudo foi iniciado com a escolha de um local adequado para a instalação de uma central fotovoltaica com esta dimensão e com uma boa irradiação solar. Para o dimensionamento foram selecionados os módulos, inversores, transformadores e também a estrutura de fixação que deveria ser utilizada para maximizar a produção da central. Após a escolha de todos os componentes, o sistema foi simulado no *software PVSyst* de forma a validar que o projeto proposto iria resultar na potencia pretendida.

A comparação das tecnologias foi feita a partir da simulação de um sistema com a mesma potência instalada utilizando os módulos com a tecnologia Mono-PERC *Half Cell* em estrutura fixa e movel e Mono-Bifacial em estrutura fixa chegando a conclusão, que o módulo Mono-REC em estrutura tracker leva um aumento da produção anual na ordem dos 31 % relativamente a estrutura fixa e 30 % relativamente a estrutura fixa bifacial. O sistema Bifacial fixo, assumindo um ganho de 5 % da radiação solar da parte traseira, produz mais 1,2 % que um sistema equipado com tecnologia Mono-PERC fixo. Comparando estes dois últimos, o módulo fotovoltaico bifacial é a maior aposta de tecnologia para o futuro dos sistemas solares fotovoltaicos, mas ainda é muito recente e uma tecnologia cara, e passa por muitos estudos e até mesmo um procedimento padrão de instalação que consiga explorá-lo a sua capacidade total. Se a evolução de eficiência do módulo Mono-Perc *Half Cell* for evoluindo, dificilmente, o bifacial tomará o espaço no mercado.

No que diz respeito aos indicadores económicos calculados, o sistema Bifacial ainda é o que apresenta menores benefícios para os investidores em projetos fotovoltaicos, uma vez que a sua TIR, o seu *payback* e o seu LCOE ainda estão longe dos calculados para os sistemas convencionais, em particular relativamente ao sistema tracker. Este último é o mais aconselhável para grandes investimentos, ou seja, para centrais de grande porte na gama dos MW de potência instalada, isto porque aquando da avaliação económica, o ganho que se obtém com estes sistemas, tem influência positiva.

O módulo fotovoltaico monofacial Mono-PERC *Half Cell* está longe de ser um protótipo em estrutura fixa, mas como dominante do mercado atual, ainda passará por muitos estudos. Mesmo com a apresentação de novas tecnologias que superam a linha atual de produção, o módulo Mono-PERC *Half Cell* ainda deve permanecer no mercado por alguns anos.

Como trabalho futuro recomenda-se um projeto idêntico para estudo comparativo de um sistema bifacial fixo com a tecnologia bifacial em estrutura tracker para avaliar os problemas que possam ser causadas por essas duas tecnologias, e atualizar e avaliar, o estudo aqui realizado com tecnologias mais recentes de bifacial, se a mesma produção aqui realizada se concretiza e se otimiza noutros tipos de terreno.

## 14. BIBLIOGRAFIA

- Alves, V. A. (2008). *Dimensionamento de sistemas de produção de electricidade baseados em energia solar Fotovoltaica*. Porto.
- Andoni, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., & Jenkins, D. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (pp. 143-174).
- Carneiro, J. (2009). *Dimensionamento de sistemas Fotovoltaicos*. Universidade do Minho.
- Cavaco, A., Silva, H., Canhoto, P., Neves, S., Neto, J., & Pereira, M. C. (Dezembro de 2016). *Radiação Solar Global em Portugal e a sua*. Obtido de <http://www.ipes.pt/ipes/wp-content/uploads/2017/10/Radia%C3%A7%C3%A3o-Solar-Global-em-Portugal-e-a-sua-variabilidade.pdf>
- Chint Solar. (2019). *P-type Monocrystalline PV Module*. Obtido de Astronergy: <http://www.chint.com/zh/upload/data/201911-26/154455541530006118.pdf>
- CJR Renewables. (10 de Fevereiro de 2020). Obtido de CJR-Renewables: <http://www.cjr-renewables.com/>
- Clarisse Magarreiro, S. F., & Brito, M. C. (s.d.). Radiação e energia solar. pp. 57-59.
- DGEG. (2019). *Renováveis Estatísticas rápidas - n.º 182 - janeiro de 2020*.
- Energia, P. (2020). *Como funcionam as células solares fotovoltaicas*. Obtido de Portal Energia - Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/como-funcionam-celulas-solares-componentes-operacoes/>
- Europe, S. (2019). *Corporate sourcing of solar power*. Obtido de solar power europe: <https://www.solarpowereurope.org/priorities/corporate-sourcing-2/>
- Feijóo, G. C. (23 de Fevereiro de 2017). *Medium*. Obtido de Fatores que Influenciam a Geração de Energia Solar (Parte 2): <https://medium.com/@guilhermefeijoo/fatores-que-influenciam-a-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia-solar-parte-2-b0310f02f7c7>
- Gabriel, A. N. (2018). *Projeto e Instalação de Unidades de Produção Fotovoltaica – Estágio na SUNENERGY*. Coimbra.
- HELIOS3D. (2020). *Helios 3D solar park planung*. Obtido de Helios 3D: <https://www.helios3d.de/index.php/de/>

IEA. (2020). *fuels and technologies*. Obtido de IEA: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>

International Contracts. (2020). *Delivered Duty Paid* . Obtido de International Contracts: <https://internationalcontracts.net/contract/incoterms-ddp-en>

Jinko solar. (s.d.). *Cheetah HC 72M*. Obtido de Jinkosolar: [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)

Lourenço, P. D. (2014). *Produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica de larga escala PV e CPV na zona rural do município de Évora: área disponível e potencial técnico* . Faculdade de Ciências e tecnologia Universidade Nova de Lisboa.

Macedo, D. S. (2018). *Projeto e Instalação de Sistema de Autoconsumo - Estágio na SUNENERGY*. Coimbra.

Maria de Fátima Oliveira Saraiva, K. d. (s.d.). Obtido de Movimento Anual do Sol e Estações do Ano: [http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula\\_movsol.htm](http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula_movsol.htm)

Monteiro, F. T. (2018). *OTIMIZAÇÃO E SIMULAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA COM MÓDULOS BIFACIAIS*. Brasil.

Norland, S. (2020). seguidor solar descentralizado bifila. Navarra, Espanha.

Oliveira, P. M. (2014). *Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão* . Técnico de Lisboa.

Portal Energia. (s.d.). *Energia Fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*.

Portal Solar . (Fevereiro de 2011). *Folha de dados do painel solar*. Obtido de Portal Solar : <https://www.portalsolar.com.br/folha-de-dados-do-painel-solar—o-que-voce-precisa-saber.html>

PVsyst. (10 de 06 de 2012). *PVsyst SA*. Obtido de PVsyst - PHOTOVOLTAIC SOFTWARE: <http://www.pvsyst.com>

Rabaça, S. A. (2014). *Comparação técnico-económica entre Sistemas com*. Bragança.

Solar, C. (Junho de 2020). *Curvas IV e PV dos módulos fotovoltaicos*. Obtido de Canal solar: <https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/artigos-tecnicos/item/59-entendendo-as-curvas-iv-e-pv-dos-modulos-fotovoltaicos>

Solar, K. (Março de 2020). *Principais diferenças e vantagens técnicas relevantes entre um módulo Full-Cell e um Half-Cell*. Obtido de <https://blog.krannich-solar.com/pt/blogue/post/principais-diferen%C3%A7as-e-vantagens-t%C3%A9cnicas-relevantes-entre-um-m%C3%B3dulo-full-cell-e-um-half-cell.html>

- Solar, P. (10 de 10 de 2016). *Painel Solar Fotovoltaico Bifacial*. Obtido de Portal Solar: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/painel-solar-fotovoltaico-bifacial.html>
- Solar, P. (Julho de 2016). *SEGUIDOR SOLAR – TRACKER: VANTAGENS E DESVANTAGENS PARTE 1*. Obtido de <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar–tracker-vantagens-e-desvantagens-parte-1.html/amp>
- Solaredge. (janeiro de 2020). *Nota de Aplicação – Compatibilidade dos Módulos Bifaciais com os Otimizadores de Potência SolarEdge*. Obtido de <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-compatibility-bi-facial-modules-application-note-prt-bra.pdf>
- Solargis. (2020). *Solar resource maps of Portugal*. Obtido de <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal>
- Solarterra. (2019). *Energia Solar Fotovoltaica - Guia Prático*. Obtido de Solarterra – Soluções em Energia Alternativa: <https://mbecovilas.files.wordpress.com/2011/06/energia-solar-fotovoltaica.pdf>
- solver, e. (2019). *Tecnologias de módulos fotovoltaicos*. Obtido de Energy Solver: <https://www.energysolver.com.br/single-post/2019/09/10/Tecnologias-de-m%C3%B3dulos-fotovoltaicos>
- SUNGROW. (2020). *INVERSOR DE STRING SG250HX*. Obtido de SunGow Power: <https://www.sungrowpower.com/en/products/pv-inverter/string-inverter/sg250hx>
- William Moomaw (USA), F. Y. (2011). Renewable Energy and Climate Change. Em L. M. Masayuki Kamimoto (Japan). Jiahua Pan (China) and Jean-Pascal van Ypersele (Belgium).

# ANEXO I – FICHAS TÉCNICAS

## 14.1 Painel Solar – Jinko Solar

www.jinkosolar.com



### Cheetah HC 72M

## 390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

---

Positive power tolerance of 0~+3%

---

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

**PERC**



### KEY FEATURES

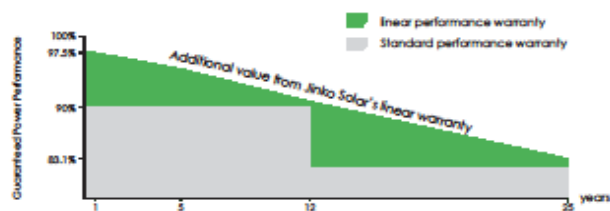
- 5 Busbar Solar Cell**  
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency**  
 Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).
- PID Resistance**  
 Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.
- Low-light Performance**  
 Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.
- Severe Weather Resilience**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product





## 14.2 Painel Solar Bifacial - Astronergy

**395W~415W**  
P-type Monocrystalline PV Module  
CHSM72M(DG)/F-BH Series (156.75)

CHSM72M(DG)/F-BH is bifacial module with white glazed glass

**Tier 1** Bloomberg  
**No. 1** PHOTON  
1st Place (2017) by Global Solar Module  
**DNV GL** 2018 TOP Performance

12-year Warranty for Materials and Processing  
30-year Warranty for Extra Linear Power Output  
(1<sup>st</sup> year ≤ 2.5%, 2<sup>nd</sup>~30<sup>th</sup> years ≤ 0.5% / year)

97.50%  
100.00%  
95.00%  
90.00%  
85.00%  
80.00%  
75.00%

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

83.00%

**KEY FEATURES**

- +5W OUTPUT POSITIVE TOLERANCE**  
Guaranteed 0→+5W positive tolerance ensures power output reliability.
- ENHANCED FIRE PERFORMANCE**  
Fire Class A certified according to IEC standard.
- EXCELLENT WEATHER RESISTANCE**  
Reduces the cell micro-crack and extended product warranty.
- BIFACIAL POWER**  
The backside makes use of the reflected and scattered light from the surroundings, the modules can yield up to 5%~30% power more, depending on the albedo.
- REDUCE INTERNAL MISMATCH LOSS**  
Reduces mismatch loss and improves output.
- APPLICABLE FOR MULTI DIFFERENT ENVIRONMENTS**  
The wide range of applications, such as BIPV, vertical installation, snow area, high humidity area and strong sandstorm area, etc.
- SNAIL TRAIL RESISTANCE**  
Reduces the probability of snail trails with zero water vapor transmittance.

Multi-Busbar Module could be the option

**COMPREHENSIVE CERTIFICATES**

TUV  
CE  
ISO 9001  
ISO 14001  
OHSAS 18001  
CNAS  
Intertek

Special for Australian Market

**ASTRONERGY**  
A CHNT COMPANY

## ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Power rating (front)	395 Wp		400 Wp		405 Wp		410 Wp		415 Wp	
Testing Condition	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC rated output ( $P_{max}/Wp$ ) <sup>*</sup>	395	259	400	263	405	266	410	269	415	273
Rated voltage ( $V_{mp}/V$ ) at STC	40.44	40.95	40.67	41.18	40.89	41.41	41.10	41.62	41.31	41.83
Rated current ( $I_{mp}/A$ ) at STC	9.77	6.34	9.84	6.38	9.91	6.43	9.96	6.47	10.05	6.52
Open circuit voltage ( $V_{oc}/V$ ) at STC	48.06	46.64	48.24	46.82	48.42	46.99	48.60	47.17	48.78	47.34
Short circuit current ( $I_{sc}/A$ ) at STC	10.22	6.67	10.30	6.72	10.38	6.78	10.46	6.83	10.54	6.88
Module efficiency	19.6%	12.9%	19.9%	13.1%	20.1%	13.2%	20.4%	13.4%	20.6%	13.6%
Temperature coefficient ( $P_{max}$ )	-0.3526%/°C									
Temperature coefficient ( $I_{sc}$ )	+0.0400%/°C									
Temperature coefficient ( $V_{oc}$ )	-0.2769%/°C									
Normal operating cell temperature (NOCT)	44±2°C									
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V <sub>DC</sub>									
Number of diodes	3									
Junction box IP rating	IP 68									
Maximum series fuse rating	20 A									

\* Measurement tolerance: ±1-3%  
STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM=1.5

## ELECTRICAL SPECIFICATIONS (Integrated power)

$P_{mp}$ gain	$P_{mp}$	$V_{mp}$	$I_{mp}$	$V_{oc}$	$I_{sc}$
5%	425 Wp	40.89 V	10.40 A	48.42 V	10.90 A
10%	446 Wp	40.89 V	10.90 A	48.42 V	11.42 A
15%	466 Wp	40.79 V	11.42 A	48.52 V	11.94 A
20%	486 Wp	40.79 V	11.91 A	48.52 V	12.46 A
25%	506 Wp	40.79 V	12.41 A	48.52 V	12.98 A

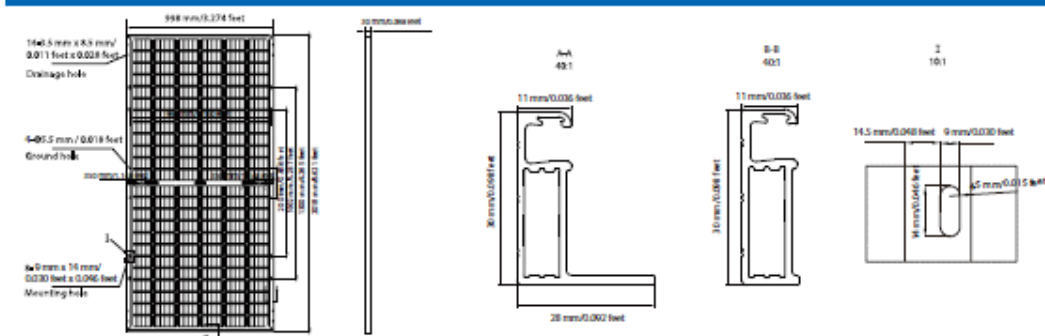
Measurement tolerance: ±1-3%  
Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 405W)

## MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2018 x 998 x 30 mm 79.45 x 39.29 x 1.18 in
Module composition	Glass / POE / Glass
Front glass thickness	2.0 mm / 0.079 in
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm (13.78 in) Landscape: 1200 mm (47.24 in)
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm <sup>2</sup> / 12 AWG
② Maximum mechanical test load	2400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class A (IEC) or Type 3 (UL)
Connector type (IEC/UL)	PV-CY03L (Logo CHUANG YUAN) or PV-HCB40 (Logo XINHUI) or MH5 (Logo MINGHE) or PV-KST4-EV02XY-JR, PV-KBT4-EV02XY-JR (Logo MG)

② Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.  
Maximum Mechanical Test Load=1.5\*Maximum Mechanical Design Load.

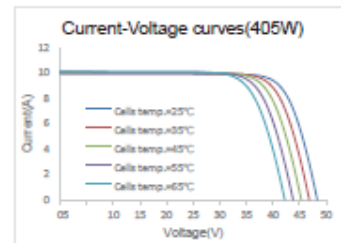
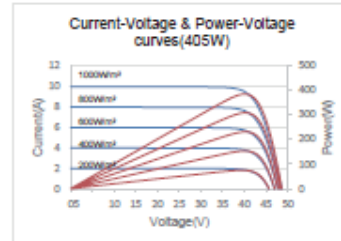
## MODULE DIMENSION DETAILS



Made in Zhejiang, Jiangsu and Anhui of China, Made in Sincan/ Ankara of Turkey  
© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.  
<http://energy.chint.com>

Astronergy 03-2020

## CURVE



## PACKING SPECIFICATIONS

① Weight (module only)	24.7 kg / 54.45 lbs
② Packing unit	36 pcs / box
Weight of packing unit (for 40HQ container)	936 kg / 2064 lbs
Number of modules per 40HQ container	792 pcs

① Tolerance: ±1.0kg  
② Subject to sales contract

## 14.3 Estructura de Soporte Fijo - *STNorland*

### Technical Specifications



SYSTEM DESCRIPTION	STI-F3™	STI-F5™
Tracker type	Monopost fixed structure	Bipost fixed structure
Ground Coverage Ratio	1.5-2ha (Depending on the tilt angle)	
DIMENSIONES (Standard structure)*	STI-F3™	STI-F5™
Length	Depending on configuration. Modular structure	
Width	Up to 4m/13.12ft.	Up to 8m/26.24ft.
Height	Aprox. 2.5m/8.2ft.	Aprox. 3m/9.84ft.
PV module distance to ground	>0.5m/1.64ft.	
Tilt angle	5° to 30° (others possible)	
STRUCTURAL ANALYSIS	Eurocode as Standard. Adaptable to local regulation: EC, ASCE, CFE, NCH, AS, NZS, SANS	
MECHANICAL SPECIFICATIONS	Standard 140km/h*	
Max. wind speed	Standard 140km/h*	
Structure Materials	HDG Steel S235, S275, S355, S350GD, ZM310 or equivalent	
Fasteners, bolts and nuts	10.9 and 8.8 quality steel with Zink Nickel or Geomet Grade B (ISO 9227)	
Modules Fixation	Bolted joint, riveted joint or clamps	
Site topography flexibility	15% N-S / 15% E-W (Higher values to be validated)	
FOUNDATIONS	Cohesive terrain with medium-firm consistency and granulated terrain with medium to dense consistency	
Ramming	Cohesive terrain with medium-firm consistency and granulated terrain with medium to dense consistency	
Predrill+Ramming	Very firm or rocky terrain with pre-drill	
Micropile	Terrain with low bearing capacity or corrosive	
Screw pile	Very firm or rocky terrain with pre-drill	
Concrete pad	Difficult terrain, landfills	
MAINTENANCE	Minimum (annual review)	
Maintenance	Minimum (annual review)	
WARRANTY	10 years warranty	
Structural	10 years warranty	

(\*): Configurable depending on Project. Other options available.

T. +34 948 260 129  
Avda. Sancho el Fuerte, 26. Oficina 1  
31008 Pamplona, Navarra (Spain)

Info@stnoland.com  
www.stnoland.com

 **stnoland**

## 14.4 Estructura Seguidor Solar - *STNorland*

### Technical Specifications



#### SYSTEM DESCRIPTION

Tracker type	Horizontal Single Axis tracker (HSAT). Decentralized. DUAL-ROW
Ground Coverage Ratio	Configurable by project, standard 33%
Tracker area	Aprox. 250 m <sup>2</sup> /2,691 ft <sup>2</sup> .

#### DIMENSIONS (For a 72 cel. PV and 1/GCR=3 Tracker)\*

PV Modules per torsion row	60 (Configurable by project)
Number of rows	2
Peak Power (350Wp PV Module)	42 Kw
Number of piles per tracker	19
PV module height. Tracker in 0° horizontal position	Aprox. 1.35m/4.43ft.
PV module height. Tracker in 55° horizontal position	Aprox. 2.25m/7.38ft.

#### ROTATION DRIVE

Drive transmission	Rotative electromechanical actuator
Power Back-up	Self-power (LiFe PO4 Backup battery) / Powered from the grid
Drive set power consumption	< 0.45Kwh/day
Motor power	100W / 24VDC

#### MECHANICAL SPECIFICATIONS

Range of motion	110° (+/-55°)
Max. wind speed (in horizontal position)	140km/h (*)
Structure Materials	HDG Steel S235, S275, S355, S350GD, ZM310 or equivalent
Compliance	Grounding bonding UL2703/Structural Design ASCE7-10 or EUROCODE
Site topography flexibility	15% N-S / 10% E-W in same tracker No limits E-W in diferents trackers (Higher values to be validated)

#### CONTROL SYSTEM

Tracking control system	NREL SOLPOS astronomical algorithm running at PLC (Accuracy ±0.01°)
Shadow management	Customized Backtracking algorithm
Wind management	Stow criteria configurable by user
Communications protocol	Modbus RS485 or Modbus Wireless option (Zigbee®)

#### MAINTENANCE

Maintenance	Minimum (annual review)
-------------	-------------------------

#### WARRANTY

Structural / For Drive Gear & Control System	10 years structural / 5 years Drive & Control System
--	--

(\*) Configurable depending on Project. Other options available.

## 14.5 Inversor - SunGow

SG250HX

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

\*: Only compatible with Sungrow logger and isolarCloud



© 2020 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.5.2



## 14.6 Transformador - SunGow

MVS3150-LV

Type designation	MVS3150-LV
<b>Transformer</b>	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	3150 kVA @ 40 °C
Max. power	3500 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11
LV / MV voltage	0.8 kV / 10 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2525 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2 * 2.5 %
Peak efficiency index	≥ 99.445 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7 % (±10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
<b>MV Switchgear</b>	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
<b>LV Panel</b>	
ACB Specification	3200 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs
MCCB Specification	250 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
<b>Protection</b>	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51,50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I+II)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	15 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 230 V (Optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

## ANEXO II – DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM

Tabela 30 Resistência 20°C do cabo cobre DC de secção 6 mm<sup>2</sup>

S(mm <sup>2</sup> )	Class 5		Class 1 & 2
	R (Ω/km) @20°C		
	Copper	Tinned Copper	Aluminium
1,5	13,3	13,7	0
2,5	7,98	8,21	0
4	4,95	5,09	8,21
6	3,3	3,39	5,09
10	1,91	1,95	3,39
16	1,21	1,24	1,95
25	0,78	0,795	1,2
35	0,554	0,565	0,868
50	0,386	0,393	0,641
70	0,272	0,277	0,443
95	0,206	0,21	0,32
120	0,161	0,164	0,253
150	0,129	0,132	0,206
185	0,106	0,108	0,164
240	0,0801	0,0817	0,125
300	0,0641	0,0654	0,1
	General Cable	General Cable	FCT

Tabela 31 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto A)

String - Inversores DC			
Grupo transf	Média da Queda de tensão DC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 1</b>	0,36		12941,4
<b>Transf 2</b>	0,31		10416,8
<b>Transf 3</b>	0,34		12299,8
<b>Transf 4</b>	0,3		10086,6
<b>Transf 5</b>	0,31		10968,3
<b>Transf 6</b>	0,31		10442,8
<b>Transf 7</b>	0,31		10374,6
<b>Média</b>	0,320	<b>Total</b>	77530,3

Tabela 32 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto B)

String - Inversores DC			
Grupo transf	Média da Queda de tensão DC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 1</b>	0,43		15252,5
<b>Transf 2</b>	0,45		13375,7
<b>Transf 3</b>	0,42		15083,3
<b>Transf 4</b>	0,43		14225,6
<b>Transf 5</b>	0,38		12738
<b>Transf 6</b>	0,47		16793,1
<b>Transf 7</b>	0,5		16688,7
<b>Média</b>	0,440	<b>Total</b>	104156,9

Tabela 33 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo DC (projeto C)

<b>String - Inversores DC</b>			
<b>Grupo transf</b>	Média da Queda de tensão DC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 1</b>	0,4		13995,2
<b>Transf 2</b>	0,34		11930,1
<b>Transf 3</b>	0,38		14086,8
<b>Transf 4</b>	0,33		11551,9
<b>Transf 5</b>	0,34		12561,7
<b>Transf 6</b>	0,34		11959,7
<b>Transf 7</b>	0,34		11881,8
<b>Média</b>	0,353	<b>Total</b>	87967,2

Tabela 34 Resistência dos cabos AC de Alumínio á temperatura de 20°C

<b>I (A)</b>	<b>Secção</b>	<b>Cabo</b>	<b>R20°C (ohm/km)</b>	<b>R30°C (ohm/km)</b>	<b>X (mH/km)</b>
221	95	XLPE 95 Al	0,32	0,4103	0,128
252	120	XLPE 120 Al	0,25	0,3244	0,123
281	150	XLPE 150 Al	0,21	0,2641	0,119
317	185	XLPE 185 Al	0,16	0,2103	0,115
367	240	XLPE 240 Al	0,13	0,1603	0,111
414	300	XLPE 300 Al	0,10	0,1282	0,108
470	400	XLPE 400 Al	0,08	0,0997	0,104
526	500	XLPE 500 Al	0,06	0,0776	0,100
599	630	XLPE 630 Al	0,05	0,0601	0,097
694	800	XLPE 800 Al	0,03	0,0373	0,094
806	1000	XLPE 1000 Al	0,01	0,0105	0,090

Tabela 35 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto A)

<b>Inversores - Transformadores AC</b>			
<b>Grupo transf</b>	Média da Queda de tensão AC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 1</b>	1,86		85532,3
<b>Transf 2</b>	1,44		88910,2
<b>Transf 3</b>	1,49		95749,5
<b>Transf 4</b>	2,05		78693
<b>Transf 5</b>	1,67		91454
<b>Transf 6</b>	1,41		88910,2
<b>Transf 7</b>	1,42		88910,2
<b>Média</b>	1,62	<b>Total</b>	618159,4



Tabela 36 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto B)

<b>Inversores - Transformadores AC</b>			
<b>Grupo transf</b>	Média da Queda de tensão AC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 1</b>	1,56		88785
<b>Transf 2</b>	1,68		71269,9
<b>Transf 3</b>	1,7		79735,6
<b>Transf 4</b>	1,89		76607,9
<b>Transf 5</b>	1,99		81362
<b>Transf 6</b>	2,15		74397,7
<b>Transf 7</b>	2,42		62220,5
<b>Média</b>	1,913	<b>Total</b>	534378,6

Tabela 37 Queda de tensão média e Total de perdas em cabo AC (projeto C)

<b>Inversores - Transformadores AC</b>			
<b>Grupo transf</b>	Média da Queda de tensão AC %		Total de Perdas (W)
<b>Transf 2</b>	1,44		88910,2
<b>Transf 3</b>	1,49		95749,5
<b>Transf 4</b>	2,05		78693
<b>Transf 5</b>	1,67		91454,1
<b>Transf 6</b>	1,41		88910,2
<b>Transf 7</b>	1,42		88910,2
<b>Média</b>	1,580	<b>Total</b>	532627,2

## ANEXO III – MODELO ECONOMICO – FINANCEIRO

### Central Solar A

Sendo a energia produzida por ano de 41654 MWh/ano, o cálculo da produção de energia tendo em conta a degradação dos módulos é calculado segundo as equações (19) e (20) :

Para o 1º ano:

$$41654 \text{ MWh/ano} \times (1-0,025) = 40612,7 \text{ MWh/ano}$$

Para o 2º ano:

$$40612,7 \text{ MWh/ano} \times (1-0,005) = 40409,6 \text{ MWh/ano}$$

A receita anual é calculada pela seguinte expressão:

$$\text{Receita} = \text{Energia} \times \text{custo da energia } \text{€/MWh} \quad (26)$$

Para o 1ºano:

$$40612,7 \text{ MWh/ano} \times 25\text{€/MWh} = 1\,015\,316,25 \text{ €}$$

Para o 2ºano:

$$40409,6 \text{ MWh/ano} \times 25\text{€/MWh} = 1\,010\,239,67 \text{ €}$$

As despesas de manutenção são calculadas pela seguinte forma:

Para o 1º ano:

$$\text{Custo de investimento (CAPEX)} \times \text{taxa O\&M no 1 ano (1\%)} \quad (27)$$

$$8\,026\,222,03 \text{ €} \times 0,01 = 80\,262,22 \text{ €}$$

Para o 2º ano:

$$\text{CAPEX} \times \text{taxa de manutenção 1 ano} \times (1+\text{taxa de aumento de inflação})^{\text{ano } 1} \quad (28)$$

$$8\,026\,222,03 \text{ €} \times 0,01 \times (1+0,02)^1 = 81\,867,46 \text{ €}$$

Para além da manutenção necessária, foram consideradas outras despesas de 110000 € no 1º ano e uma taxa de inflação de 1% ao ano.

Para o 2º ano:

$$\text{Despesa do ano 1} \times (1+\text{taxa de inflação } 1\%)^1 \quad (29)$$

$$\text{Outras despesas no 2º ano} = 111\,100,00 \text{ €}$$

Sabendo a receita e as despesas e manutenções ao ano acha-se o fluxo financeiro do projeto.

Para o cálculo do Valor Presente das receitas utiliza-se a equação:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{\text{receita anual}}{(1+k)^n} \quad (30)$$

$$VAL = 17506183,2$$

Para o cálculo do valor presente das despesas para o ano 1:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Despesas manutencao} + \text{Outras despesas}}{(1+k)^n} \quad (31)$$

$$VAL = 3926328,75$$

Projeto A	Produção anual	Receita	Despesas	Outras	Valor presente	Valor presente	Valor presente	Cashflow
Ano	MWh/ano	anual (€)	manutenção (€)	despesas (€)	receitas	despesas Totais O&M	anual total	exploração (€)
0								-8 026 222,03
1	40612,7	1 015 316,25	-80 262,22	-110000,00	1005263,61	-188378,44	816885,18	-7 209 336,85
2	40409,6	1 010 239,67	-81 867,46	-111 100,00	990333,96	-189165,24	801168,71	-6 408 168,14
3	40207,5	1 005 188,47	-83 504,81	-112 211,00	975626,03	-189959,84	785666,19	-5 622 501,95
4	40006,5	1 000 162,53	-85 174,91	-113 333,11	961136,53	-190762,31	770374,23	-4 852 127,73
5	39806,5	995 161,72	-86 878,41	-114 466,44	946862,23	-191572,72	755289,51	-4 096 838,22
6	39607,4	990 185,91	-88 615,98	-115 611,11	932799,92	-192391,15	740408,77	-3 356 429,45
7	39409,4	985 234,98	-90 388,30	-116 767,22	918946,45	-193217,69	725728,76	-2 630 700,69
8	39212,4	980 308,80	-92 196,06	-117 934,89	905298,73	-194052,41	711246,32	-1 919 454,36
9	39016,3	975 407,26	-94 039,98	-119 114,24	891853,70	-194895,39	696958,31	-1 222 496,06
10	38821,2	970 530,22	-95 920,78	-120 305,38	878608,35	-195746,72	682861,62	-539 634,43
11	38627,1	965 677,57	-97 839,20	-121 508,43	865559,71	-196606,49	668953,22	129 318,79
12	38434,0	960 849,18	-99 795,98	-122 723,52	852704,86	-197474,76	655230,10	784 548,90
13	38241,8	956 044,94	-101 791,90	-123 950,75	840040,93	-198351,63	641689,30	1 426 238,20
14	38050,6	951 264,71	-103 827,74	-125 190,26	827565,07	-199237,18	628327,89	2 054 566,09
15	37860,3	946 508,39	-105 904,30	-126 442,16	815274,50	-200131,50	615143,00	2 669 709,10
16	37671,0	941 775,85	-108 022,38	-127 706,59	803166,47	-201034,67	602131,79	3 271 840,89
17	37482,7	937 066,97	-110 182,83	-128 983,65	791238,25	-201946,79	589291,46	3 861 132,35
18	37295,3	932 381,63	-112 386,49	-130 273,49	779487,19	-202867,94	576619,25	4 437 751,60
19	37108,8	927 719,72	-114 634,21	-131 576,22	767910,65	-203798,21	564112,44	5 001 864,04
20	36923,2	923 081,13	-116 926,90	-132 891,98	756506,03	-204737,68	551768,35	5 553 632,39
total	774804,2	19 370 105,89			17506183,2	-3926328,75		

O valor presente total:

$$VAL = \sum_{t=0}^n VAL \text{ receitas} + VAL \text{ O\&M} \quad (32)$$

$$VAL = \sum_{t=0}^n 17506183,2 + 3926328,75$$

$$VAL = 13579854,42$$

Segundo a equação (24), o índice de rentabilidade é calculado da seguinte forma:

$$IR = \frac{13579854,42}{8\,026\,222,03}$$

$$IR = -3\%$$

Para o cálculo do LCOE utiliza-se a equação (25) para o valor no presente:

$$LCOE = \frac{CAPEX - VAL\ O\&M}{VAL\ receitas} \times \text{€/MWh}$$
$$LCOE = 0,6828 \times 25 = 17,06 \text{ €/MWh}$$

## Central Solar B

Sendo a energia produzida por ano de 54894 MWh/ano, o cálculo da produção de energia tendo em conta a degradação dos módulos é calculado pelas equações (19)(20):

Para o 1º ano:

$$54894 \text{ MWh/ano} \times (1-0,025) = 53521,7 \text{ MWh/ano}$$

Para o 2º ano:

$$53521,7 \text{ MWh/ano} \times (1-0,005) = 53254,0 \text{ MWh/ano}$$

A receita anual é calculada pela equação (26):

$$\text{Para o 1º ano} = 1\,338\,041,25 \text{ €}$$

$$\text{Para o 2º ano} = 1\,331\,351,04 \text{ €}$$

As despesas de manutenção são calculadas pela equação (27) e (28):

Para o 1º ano:

$$9\,615\,730,04 \text{ €} \times 0,01 = 96\,157,30 \text{ €}$$

Para o 2º ano:

$$9\,615\,730,04 \text{ €} \times 0,01 \times (1+0,02)^1 = 98\,080,45 \text{ €}$$

Para além da manutenção necessária, foram consideradas outras despesas de 110 000 € no 1º ano e uma taxa de inflação de 1% ao ano utilizando a equação (29)

$$\text{Para o 2º ano} = 111\,100,00 \text{ €}$$

Sabendo a receita e as despesas e manutenções ao ano acha-se o fluxo financeiro do projeto.

Para o cálculo do Valor Presente das receitas e despesas utilizam-se as equações (30)(31):

$$VAL\ receitas = 23070639,5$$

$$VAL\ despesas = 4272523,55$$

Projeto B	Produção anual	Receita	Despesas	Outras	Valor presente	Valor presente	Valor presente	Cashflow
Ano	MWh/ano	annual (€)	manutenção (€)	despesas (€)	receitas	despesas Totais O&M	anual total	exploração (€)
0								-9 615 730,04
1	53521,7	1 338 041,25	-96 157,30	-110000,00	1324793,32	-204116,14	1120677,18	-8 495 052,86
2	53254,0	1 331 351,04	-98 080,45	-111 100,00	1305118,17	-205058,77	1100059,40	-7 394 993,46
3	52987,8	1 324 694,29	-100 042,06	-112 211,00	1285735,23	-206010,72	1079724,50	-6 315 268,96
4	52722,8	1 318 070,82	-102 042,90	-113 333,11	1266640,15	-206972,11	1059668,04	-5 255 600,92
5	52459,2	1 311 480,46	-104 083,75	-114 466,44	1247828,66	-207943,01	1039885,65	-4 215 715,27
6	52196,9	1 304 923,06	-106 165,43	-115 611,11	1229296,55	-208923,53	1020373,02	-3 195 342,25
7	51935,9	1 298 398,45	-108 288,74	-116 767,22	1211039,67	-209913,75	1001125,92	-2 194 216,33
8	51676,3	1 291 906,45	-110 454,51	-117 934,89	1193053,93	-210913,78	982140,15	-1 212 076,17
9	51417,9	1 285 446,92	-112 663,60	-119 114,24	1175335,31	-211923,71	963411,60	-248 664,57
10	51160,8	1 279 019,69	-114 916,88	-120 305,38	1157879,84	-212943,64	944936,20	696 271,63
11	50905,0	1 272 624,59	-117 215,21	-121 508,43	1140683,60	-213973,67	926709,94	1 622 981,56
12	50650,5	1 266 261,46	-119 559,52	-122 723,52	1123742,76	-215013,89	908728,86	2 531 710,43
13	50397,2	1 259 930,16	-121 950,71	-123 950,75	1107053,51	-216064,42	890989,09	3 422 699,52
14	50145,2	1 253 630,51	-124 389,72	-125 190,26	1090612,12	-217125,34	873486,78	4 296 186,29
15	49894,5	1 247 362,35	-126 877,52	-126 442,16	1074414,91	-218196,77	856218,14	5 152 404,43
16	49645,0	1 241 125,54	-129 415,07	-127 706,59	1058458,25	-219278,81	839179,44	5 991 583,87
17	49396,8	1 234 919,91	-132 003,37	-128 983,65	1042738,57	-220371,56	822367,01	6 813 950,88
18	49149,8	1 228 745,32	-134 643,43	-130 273,49	1027252,36	-221475,13	805777,22	7 619 728,11
19	48904,1	1 222 601,59	-137 336,30	-131 576,22	1011996,14	-222589,63	789406,50	8 409 134,61
20	48659,5	1 216 488,58	-140 083,03	-132 891,98	996966,49	-223715,16	773251,33	9 182 385,94
total	1021080,9	25 527 022,44			23070639,5	-4272523,55		

O valor presente total é calculado pela equação (32):

$$VAL = \sum_{t=0}^n 23070639,5 + 4272523,55$$

$$VAL = 18798115,98$$

Segundo a equação (24), o índice de rentabilidade deste projeto é de: 1,95

Para o cálculo do LCOE utiliza-se a equação (25) para o valor presente:

$$LCOE = \frac{9\ 615\ 730,04 - 4272523,55}{23070639,5} \times \text{€/MWh}$$

$$LCOE = 0,602 \times 25 = 15,05 \text{ €/MWh}$$

## Central Solar C

Sendo a energia produzida por ano de 42148 MWh/ano, o cálculo da produção é realizado pelas equações (19)(20):

Para o 1º ano= 41094,3 MWh/ano

Para o 2º ano= 40888,8 MWh/ano

Para o cálculo da receita anual utiliza-se a equação (26):

Para o 1º ano=1 027 357,50€

Para o 2º ano= 1 022 220,71€.

As despesas de manutenção são calculadas pelas expressões (27)(28):

Para o 1º ano= 83 880,78 €

Para o 2º ano= 85 558,40 €

Para além da manutenção necessária, foram consideradas outras despesas de 150 000,00 € no 1º ano e uma taxa de inflação também de 1% ao ano como calculada na equação (29).

Para o 2º ano= 151 500,00 €

O Valor Presente das receitas, das despesas e do total é calculado segundo as equações (30)(31)(32):

*VAL Receitas* = 17713799,6

*VAL Despesas* = 4797220,23

*VAL Total* = 12916579,37

Projeto C	Produção anual	Receita	Despesas	Outras	Valor presente	Valor presente	Valor presente	Cashflow
Ano	MWh/ano	annual (€)	manutenção (€)	despesas (€)	receitas	despesas Totais O&M	anual total	exploração (€)
0								-8 388 078,21
1	41094,3	1 027 357,50	-83 880,78	-150000,00	1017185,64	-231565,13	785620,51	-7 602 457,70
2	40888,8	1 022 220,71	-85 558,40	-151 500,00	1002078,93	-232387,41	769691,52	-6 832 766,18
3	40684,4	1 017 109,61	-87 269,57	-153 015,00	987196,57	-233217,83	753978,73	-6 078 787,45
4	40481,0	1 012 024,06	-89 014,96	-154 545,15	972535,23	-234056,48	738478,76	-5 340 308,69
5	40278,6	1 006 963,94	-90 795,26	-156 090,60	958091,64	-234903,42	723188,22	-4 617 120,48
6	40077,2	1 001 929,12	-92 611,16	-157 651,51	943862,55	-235758,75	708103,80	-3 909 016,68
7	39876,8	996 919,48	-94 463,38	-159 228,02	929844,79	-236622,56	693222,24	-3 215 794,44
8	39677,4	991 934,88	-96 352,65	-160 820,30	916035,22	-237494,91	678540,31	-2 537 254,13
9	39479,0	986 975,20	-98 279,71	-162 428,51	902430,73	-238375,90	664054,83	-1 873 199,30
10	39281,6	982 040,33	-100 245,30	-164 052,79	889028,30	-239265,61	649762,68	-1 223 436,61
11	39085,2	977 130,13	-102 250,21	-165 693,32	875824,91	-240164,14	635660,77	-587 775,84
12	38889,8	972 244,48	-104 295,21	-167 350,25	862817,61	-241071,55	621746,05	33 970,21
13	38695,3	967 383,25	-106 381,11	-169 023,75	850003,48	-241987,96	608015,53	641 985,74
14	38501,9	962 546,34	-108 508,74	-170 713,99	837379,67	-242913,43	594466,24	1 236 451,97
15	38309,3	957 733,60	-110 678,91	-172 421,13	824943,34	-243848,07	581095,26	1 817 547,24
16	38117,8	952 944,94	-112 892,49	-174 145,34	812691,70	-244791,97	567899,74	2 385 446,97
17	37927,2	948 180,21	-115 150,34	-175 886,80	800622,03	-245745,21	554876,82	2 940 323,79
18	37737,6	943 439,31	-117 453,35	-177 645,66	788731,60	-246707,88	542023,72	3 482 347,51
19	37548,9	938 722,11	-119 802,41	-179 422,12	777017,76	-247680,09	529337,67	4 011 685,19
20	37361,1	934 028,50	-122 198,46	-181 216,34	765477,90	-248661,92	516815,97	4 528 501,16
total	783993,1	19 599 827,70			17713799,6	-4797220,23		

Segundo a equação (24), o índice de rentabilidade é calculado da seguinte forma:

$$IR = 1.54\%$$

Para o cálculo do LCOE utiliza-se a equação (25) para o valor presente:

$$LCOE \frac{CAPEX - VAL O\&M}{VAL receitas} \times \text{€/MWh}$$

$$LCOE = 0,7410 \times 25 = 18,61 \text{ €/MWh}$$

# ANEXO IV – SIMULAÇÃO PVSYS

## 14.7 Simulação em Suporte Fixo

Grid-Connected System: Simulation parameters					
<b>Project :</b>		<b>New Project</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Monte Claro</b>	<b>Country</b>	<b>Portugal</b>		
<b>Situation</b>	Latitude	39.53° N	Longitude	-7.69° W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude	256 m	
	Albedo	0.20			
<b>Meteo data:</b>	<b>Monte Claro</b>	Meteonorm 7.2 (2002-2010), Sat=100% (Modified by user) - Synthetic			
<b>Simulation variant : fixo</b>					
	Simulation date	18/08/20 09h26 (version 7.0.8)			
<b>Simulation parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Ground system (tables) on a hill</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	30°	Azimuth	2°	
<b>Sheds configuration</b>	Nb. of sheds	2256	Identical arrays		
	Sheds spacing	11.5 m	Collector width	4.04 m	
Shading limit angle	Limit profile angle	14.1°	Ground Cov. Ratio (GCR)	35.0%	
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm separate	
			Circumsolar		
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°			
<b>Near Shadings</b>	According to module strings		Electrical effect	100 %	
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)				
<b>Grid power limitation</b>	Active Power	20.0 MW	Phom ratio	1.202	
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JKM 410M-72H-V</b>		
Custom parameters definition	Manufacturer	Jinkosolar			
Number of PV modules	In series	26 modules	In parallel	2256 strings	
Total number of PV modules	nb. modules	58856	Unit Nom. Power	410 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	<b>24049 kWp</b>	At operating cond.	22067 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	968 V	I mpp	22793 A	
Total area	Module area	<b>118017 m²</b>	Cell area	108425 m²	
<b>Inverter</b>		Model	<b>SG250HX</b>		
Custom parameters definition	Manufacturer	Sungrow			
Characteristics	Unit Nom. Power	<b>225 kWac</b>	Oper. Voltage	600-1500 V	
	Max. power ( $\Rightarrow$ 30°C)	250 kWac			
Inverter pack	Total power	<b>21150 kWac</b>	Phom ratio	1.14	
	Nb. of inverters	94 units			
<b>Total</b>	Total power	<b>21150 kWac</b>	Phom ratio	1.14	
<b>PV Array loss factors</b>					
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %	
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.47 m $\cdot$	Loss Fraction	1.0 % at STC	
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.5 %	
Module Quality Loss			Loss Fraction	0.0 %	
Module mismatch losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %	

Pvsyst Evaluation mode



## Grid-Connected System: Simulation parameters

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.995	0.982	0.933	0.879	0.765	0.545	0.000

### System loss factors

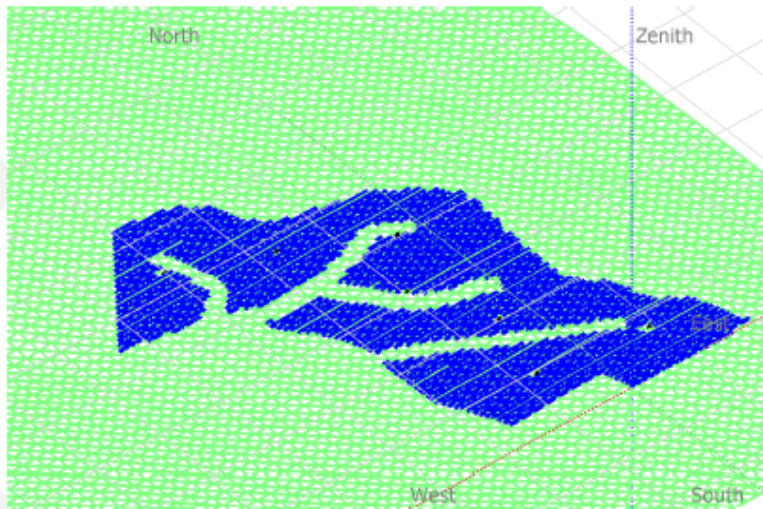
<b>AC wire loss inverter to transfo</b>		Inverter voltage	800 Vac tri		
		Wires: 3 x 15000 mm <sup>2</sup>	425 m	Loss Fraction	2.0 % at STC
<b>MV transfo</b>		Medium voltage	30 kV		
One MV transfo					
Operating losses at STC		Iron loss (24/24 Connexion)	23.97 kW	Loss Fraction	0.1 % at STC
		Copper (resistive) loss	3 x 0.27 m • •	Loss Fraction	1.0 % at STC
<b>MV line up to HV Transfo</b>		MV Voltage	30 kV		
		Wires: 3 x 500 mm <sup>2</sup>	4000 m	Loss Fraction	0.40 % at STC
<b>HV transfo</b>		Grid Voltage	60 kV		
Transformer from Datasheets		Nominal power	25000 kVA		
		Iron loss	10.0 kVA	Loss Fraction	0.0 % of PNom
		Copper loss	61.0 kVA	Loss Fraction	0.2 % of PNom
Operating losses at STC		Iron loss (24/24 Connexion)	10.00 kW	Loss Fraction	0.0 % at STC
		Copper (resistive) loss	3 x 87.84 m • •	Loss Fraction	0.2 % at STC

## Grid-Connected System: Near shading definition

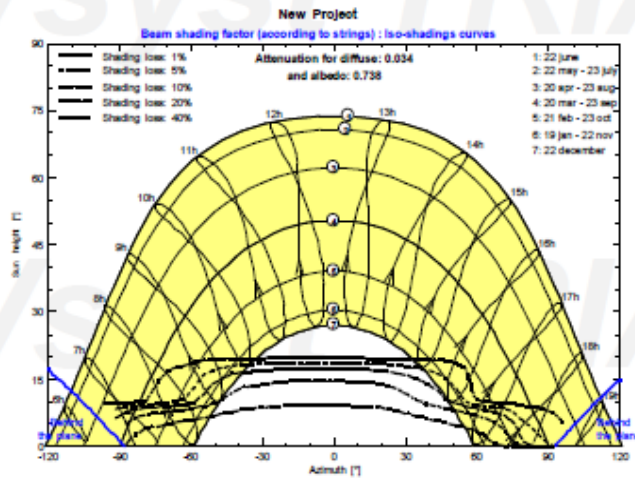
Project : **New Project**  
 Simulation variant : **fixo**

Main system parameters	System type	Ground system (tables) on a hill	
Horizon	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt	azimuth	2°
PV modules	Model	Pnom	410 Wp
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	<b>24049 kWp</b>
Inverter	Model	Pnom	225 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	Pnom total	<b>21150 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**



PVsys! Evaluation mode

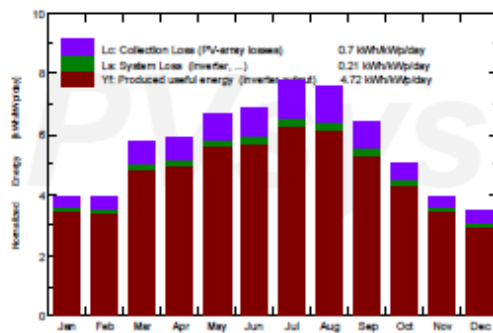
## Grid-Connected System: Main results

Project : **New Project**  
 Simulation variant : **fixo**

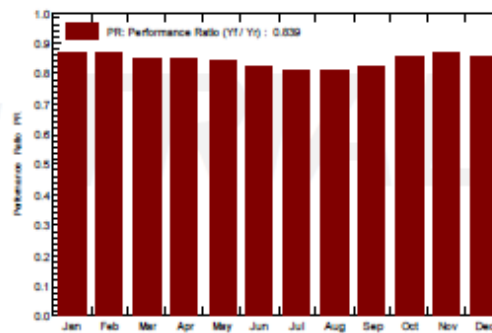
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Ground system (tables) on a hill</b>	
Horizon	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt	azimuth	2°
PV modules	Model	Pnom	410 Wp
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	<b>24049 kWp</b>
Inverter	Model	Pnom	225 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	Pnom total	<b>21150 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>	Produced Energy	<b>41391 MWh/year</b>	Specific prod.	1721 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	<b>83.92 %</b>		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24049 kWp



Performance Ratio PR



fixo

### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	72.4	24.91	8.19	122.5	116.0	2677	2565	0.870
February	79.2	34.38	9.62	109.8	105.2	2410	2307	0.874
March	141.5	45.83	12.27	177.5	170.3	3797	3639	0.853
April	163.1	63.03	13.46	176.1	168.1	3742	3587	0.847
May	208.9	77.26	17.35	206.9	197.0	4365	4186	0.841
June	220.1	70.72	22.38	207.5	197.4	4271	4090	0.820
July	248.8	53.43	24.10	240.3	229.7	4888	4676	0.809
August	221.0	49.34	24.58	234.6	225.0	4791	4584	0.813
September	160.9	49.23	21.23	193.0	185.4	4009	3838	0.827
October	114.8	41.70	16.55	157.1	150.6	3366	3228	0.855
November	75.2	28.21	11.03	118.6	113.3	2588	2479	0.869
December	61.7	24.54	8.52	107.1	100.3	2309	2212	0.859
Year	1767.5	562.58	15.81	2051.0	1958.5	43212	41391	0.839

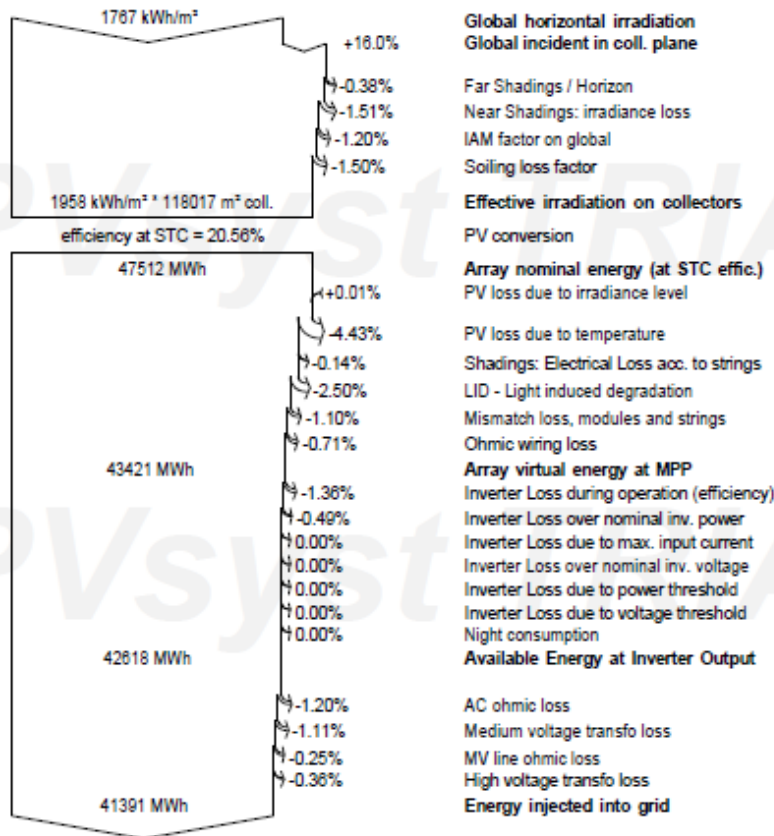
Legends:	GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**  
 Simulation variant : **fixo**

Main system parameters		System type	Ground system (tables) on a hill	
Horizon		Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings		Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	2°
PV modules	Model	JKM 410M-72H-V	Pnom	410 Wp
PV Array	Nb. of modules	58656	Pnom total	<b>24049 kWp</b>
Inverter	Model	SG250HX	Pnom	225 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	94.0	Pnom total	<b>21150 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

### Loss diagram over the whole year



## 14.8 Simulação em suporte com seguidor solar

Grid-Connected System: Simulation parameters					
<b>Project :</b>		<b>New Project</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Monte Claro</b>	<b>Country</b>	<b>Portugal</b>		
<b>Situation</b>	Latitude	39.53° N	Longitude	-7.69° W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude	256 m	
	Albedo	0.20			
<b>Meteo data:</b>	<b>Monte Claro</b>	Meteonorm 7.2 (2002-2010), Sat=100% (Modified by user) - Synthetic			
<b>Simulation variant :</b>		<b>tracker</b>			
	Simulation date	18/12/20 11h55			
<b>Simulation parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Tracking system</b>		
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	Axis Tilt	30°	Axis azimuth	0°	
Rotation Limitations	Minimum Phi	-55°	Maximum Phi	55°	
	Tracking algorithm	Irradiance optimization			
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm separate	
			Circumsolar		
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°			
<b>Near Shadings</b>	No Shadings				
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)				
<b>Grid power limitation</b>	Active Power	20.0 MW	Pnom ratio	1.202	
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JKM 410M-72H-V</b>		
Custom parameters definition	Manufacturer	Jinkosolar			
Number of PV modules	In series	26 modules	In parallel	2256 strings	
Total number of PV modules	nb. modules	58656	Unit Nom. Power	410 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	<b>24049 kWp</b>	At operating cond.	22067 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	968 V	I mpp	22793 A	
Total area	Module area	<b>118017 m²</b>	Cell area	106425 m²	
<b>Inverter</b>	Model	<b>SG250HX</b>			
Custom parameters definition	Manufacturer	Sungrow			
Characteristics	Unit Nom. Power	<b>225 kWac</b>	Oper. Voltage	600-1500 V	
	Max. power (=>30°C)	250 kWac			
Inverter pack	Total power	<b>21150 kWac</b>	Pnom ratio	1.14	
	Nb. of inverters	94 units			
<b>Total</b>	Total power	<b>21150 kWac</b>	Pnom ratio	1.14	
<b>PV Array loss factors</b>					
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %	
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.47 m·	Loss Fraction	1.0 % at STC	
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.5 %	
Module Quality Loss			Loss Fraction	0.0 %	
Module mismatch losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %	

PVWatt Licensed to

## Grid-Connected System: Simulation parameters

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.995	0.982	0.933	0.879	0.765	0.545	0.000

### System loss factors

<b>AC wire loss inverter to transfo</b>		Inverter voltage	800 Vac tri		
		Wires: 3 x 15000 mm <sup>2</sup>	92 m	Loss Fraction	0.4 % at STC
<b>MV transfo</b>		Medium voltage	30 kV		
One MV transfo					
Operating losses at STC	Iron loss (24/24 Connexion)	107.87 kW		Loss Fraction	0.5 % at STC
	Copper (resistive) loss	3 x 0.27 m <sup>2</sup>		Loss Fraction	1.0 % at STC
<b>MV line up to HV Transfo</b>		MV Voltage	30 kV		
	Wires: 3 x 500 mm <sup>2</sup>	19000 m		Loss Fraction	1.90 % at STC
<b>HV transfo</b>		Grid Voltage	60 kV		
Transformer from Datasheets					
	Nominal power	25000 kVA			
	Iron loss	10.0 kVA		Loss Fraction	0.0 % of PNom
	Copper loss	61.0 kVA		Loss Fraction	0.2 % of PNom
Operating losses at STC	Iron loss (24/24 Connexion)	10.00 kW		Loss Fraction	0.0 % at STC
	Copper (resistive) loss	3 x 87.84 m <sup>2</sup>		Loss Fraction	0.2 % at STC

## Grid-Connected System: Horizon definition

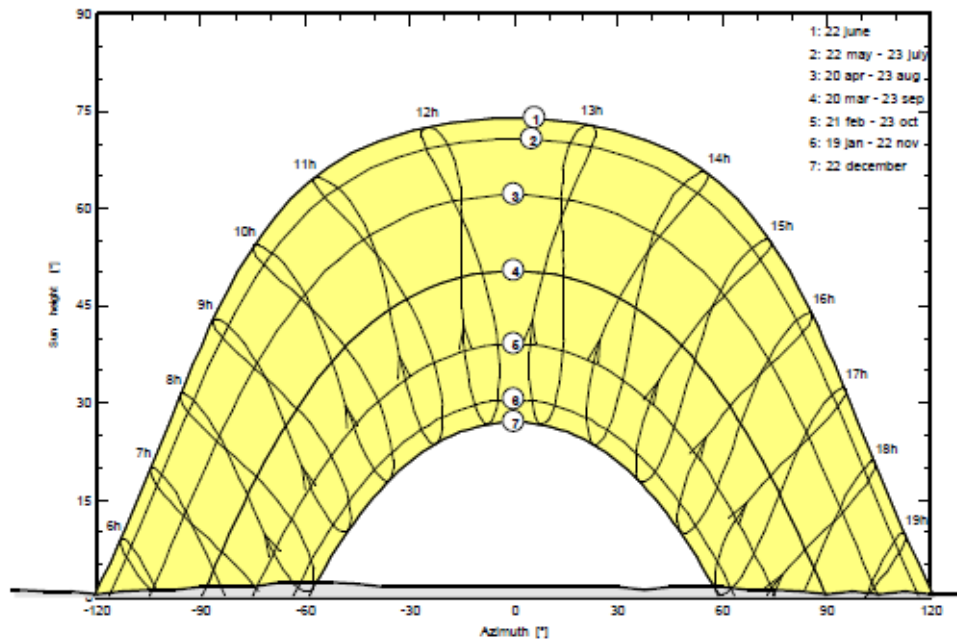
**Project :** New Project  
**Simulation variant :** tracker

Main system parameters		System type	Tracking system	
Horizon		Average Height	1.1°	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt		30°	Axis azimuth 0°
PV modules		Model	JKM 410M-72H-V	Pnom 410 Wp
PV Array		Nb. of modules	58656	Pnom total <b>24049 kWp</b>
Inverter		Model	SG250HX	Pnom 225 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	94.0	Pnom total <b>21150 kW ac</b>
User's needs		Unlimited load (grid)		

<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	Diffuse Factor	0.98
	Albedo Factor	100%	Albedo Fraction	0.92

Height [°]	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	0.8	0.8	0.4	0.8	1.1	1.1	1.5
Azimuth [°]	-180	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Height [°]	1.5	2.3	2.3	1.9	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5	1.1	1.1	0.8
Azimuth [°]	-75	-68	-53	-45	-38	30	38	45	60	68	75	83
Height [°]	0.4	0.8	0.4	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4	0.4		
Azimuth [°]	90	98	105	113	120	143	150	158	165	180		

Horizon from PVGIS website API, Lat=39°31'34', Long=-7°41'27', Alt=256m



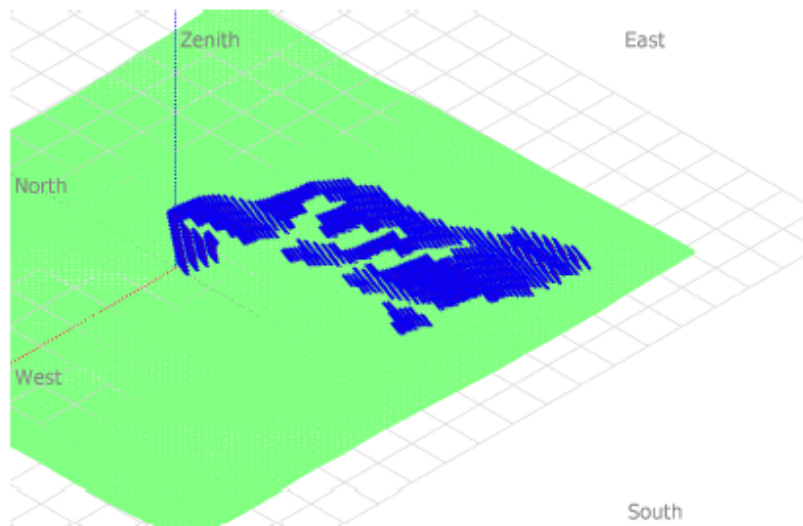
PV Syst Licensed to

## Grid-Connected System: Near shading definition

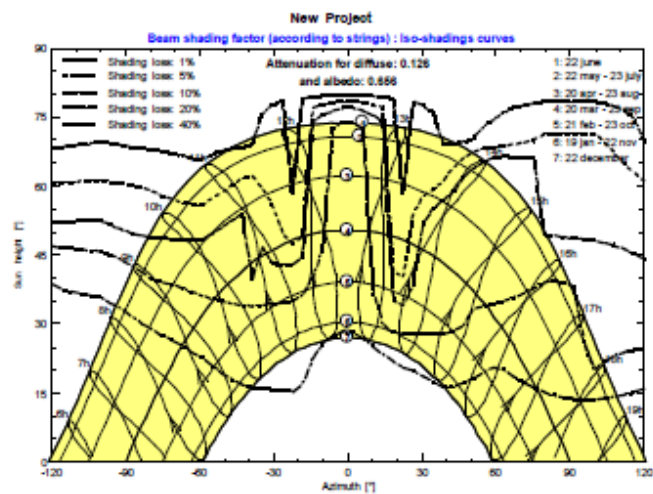
Project : **New Project**  
 Simulation variant : **tracker**

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Tracking system</b>	
Horizon	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis azimuth	0°
PV modules	Model	Pnom	410 Wp
PV Array	Nb. of modules	Pnom total	<b>24049 kWp</b>
Inverter	Model	Pnom	225 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	Pnom total	<b>21150 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**



Privat Licensed to



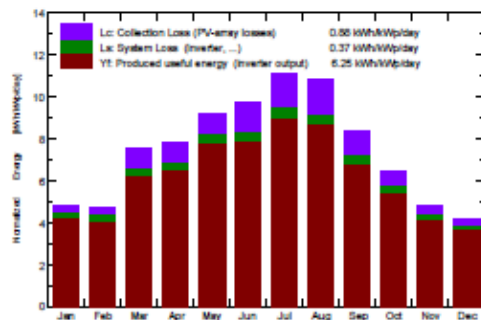
## Grid-Connected System: Main results

**Project :** New Project  
**Simulation variant :** tracker

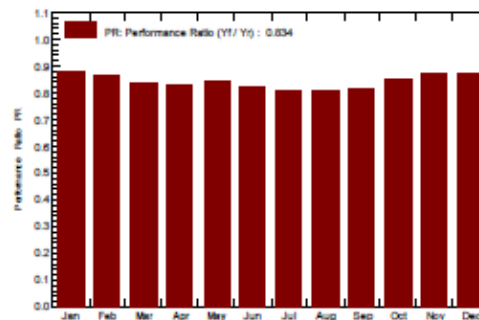
Main system parameters		System type	Tracking system		
Horizon		Average Height	1.1°		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	30°	Axis azimuth	0°	
PV modules		Model	JKM 410M-72H-V	Pnom	410 Wp
PV Array		Nb. of modules	58858	Pnom total	24049 kWp
Inverter		Model	SG250HX	Pnom	225 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	94.0	Pnom total	21150 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

**Main simulation results**  
**System Production**                      **Produced Energy** **54894 MWh/year**    **Specific prod.** 2283 kWh/kWp/year  
**Performance Ratio PR** 83.36 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24048 kWp



Performance Ratio PR



### tracker

#### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	72.4	24.91	8.19	150.1	146.1	3376	3170	0.878
February	79.2	34.38	9.62	134.6	131.3	2973	2790	0.862
March	141.5	45.83	12.27	232.7	227.6	4939	4666	0.834
April	163.1	63.03	13.46	235.1	229.6	4968	4700	0.831
May	208.9	77.26	17.35	286.7	280.2	6129	5812	0.843
June	220.1	70.72	22.38	291.2	284.7	6045	5725	0.818
July	248.8	53.43	24.10	345.1	338.0	7077	6705	0.808
August	221.0	49.34	24.58	333.7	326.9	6863	6502	0.810
September	160.9	49.23	21.23	252.2	246.9	5232	4944	0.815
October	114.8	41.70	16.55	201.1	196.5	4341	4096	0.847
November	75.2	28.21	11.03	145.7	142.4	3239	3040	0.868
December	61.7	24.54	8.52	130.2	126.3	2927	2742	0.876
Year	1767.5	562.58	15.81	2738.3	2676.6	58110	54894	0.834

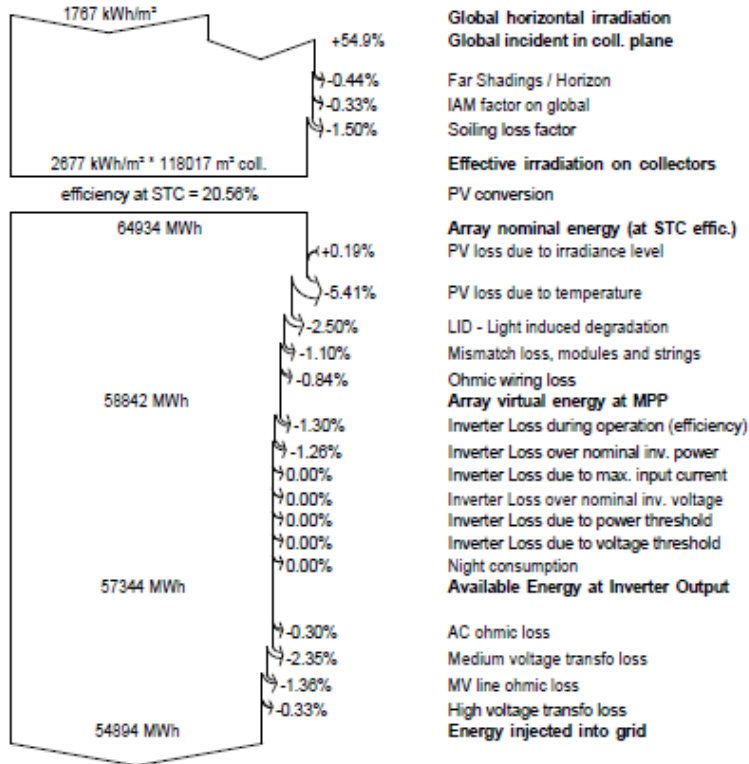
Legends: GlobHor    Global horizontal irradiation                      GlobEff    Effective Global, corr. for IAM and shadings  
DiffHor            Horizontal diffuse irradiation                              EArray    Effective energy at the output of the array  
T\_Amb              T amb.    E\_Grid    Energy injected into grid  
GlobInc            Global incident in coll. plane                              PR            Performance Ratio

## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**  
 Simulation variant : **tracker**

Main system parameters		System type	Tracking system		
Horizon		Average Height	1.1°		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	30°	Axis azimuth	0°	
PV modules		Model	JKM 410M-72H-V	Pnom	410 Wp
PV Array		Nb. of modules	58858	Pnom total	<b>24049 kWp</b>
Inverter		Model	SG250HX	Pnom	225 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	94.0	Pnom total	<b>21150 kW ac</b>
User's needs		Unlimited load (grid)			

**Loss diagram over the whole year**



## 14.9 Simulação de Pannel Bifacial em Estrutura Fixa

Grid-Connected System: Simulation parameters			
<b>Project :</b>	<b>New Project</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Monte Claro</b>	<b>Country</b>	<b>Portugal</b>
<b>Situation</b>	Latitude 39.53° N	Longitude	-7.69° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT	Altitude	256 m
	Albedo	0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>Monte Claro</b>	Meteonorm 7.2 (2002-2010), Sat=100% (Modified by user) - Synthetic	
<b>Simulation variant : BIFACIAL</b>			
	Simulation date	20/10/20 14h50	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Ground system (tables) on a hill</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	30°	Azimuth 2°
<b>Sheds configuration</b>	Nb. of sheds	2232	Identical arrays
	Sheds spacing	11.5 m	Collector width 4.04 m
Shading limit angle	Limit profile angle	14.1°	Ground Cov. Ratio (GCR) 35.0%
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm separate
			Circumsolar
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	100 %
<b>Bifacial system</b>	Model	, unlimited sheds 2D Calculation	
	Sheds spacing	11.52 m	Sheds width 4.04 m
	Limit profile angle	14.1°	GCR 35.0 %
	Ground albedo	0.20	Height above ground 0.50 m
	Module bifaciality factor	70 %	Rear shading factor 5.0 %
	Module transparency	0.0 %	Rear mismatch loss 10.0 %
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>CHSM72M-DG-F-BH-415-Bifacial</b>
Original PVsyst database	Manufacturer	Astronergy	
Number of PV modules	In series	26 modules	In parallel 2232 strings
Total number of PV modules	nb. modules	58032	Unit Nom. Power 415 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>24083 kWp</b>	At operating cond. 21978 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	976 V	I mpp 22524 A
Total area	Module area	<b>119452 m²</b>	
<b>Inverter</b>			
Custom parameters definition	Manufacturer	Sungrow	
Characteristics	Unit Nom. Power	<b>225 kWac</b>	Oper. Voltage 600-1500 V
	Max. power (=>30°C)	250 kWac	
Inverter pack	Total power	<b>20925 kWac</b>	Pnom ratio 1.15
	Nb. of inverters	93 units	
<b>Total</b>	Total power	<b>20925 kWac</b>	Pnom ratio 1.15
<b>PV Array loss factors</b>			
Array Soiling Losses			Loss Fraction 1.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.21 m·	Loss Fraction 0.4 % at STC

PVysit Licensed to

## Grid-Connected System: Simulation parameters

LID - Light Induced Degradation	Loss Fraction	2.5 %
Module Quality Loss	Loss Fraction	-0.8 %
Module mismatch losses	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss	Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.528		

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

### System loss factors

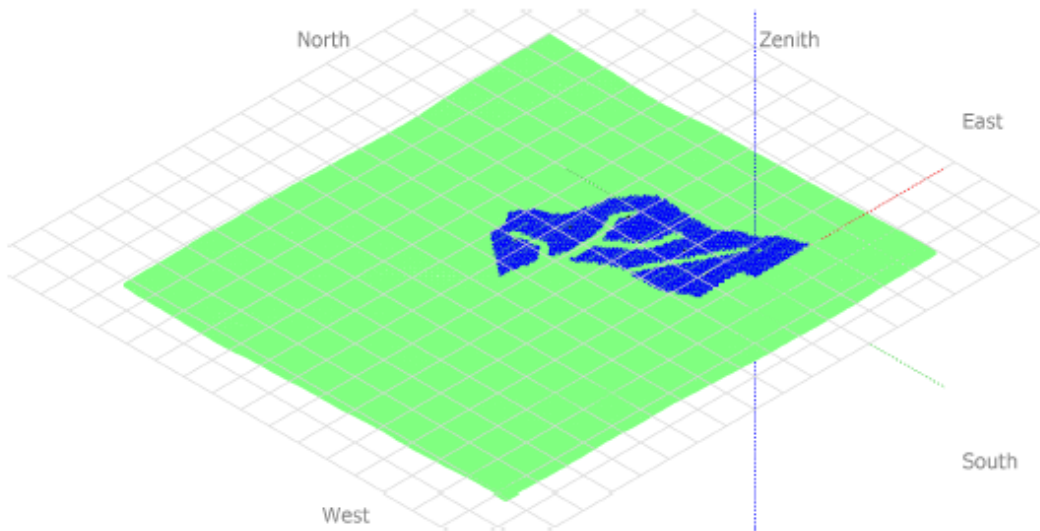
<b>AC wire loss inverter to transfo</b>	Inverter voltage Wires: 3 x 15000 mm <sup>2</sup>	800 Vac tri 405 m	Loss Fraction	1.9 % at STC
<b>MV transfo</b>	Medium voltage	30 kV		
One MV transfo				
Operating losses at STC	Iron loss (night disconnect)	23.81 kW	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Copper (resistive) loss	3 x 0.27 m <sup>2</sup>	Loss Fraction	1.0 % at STC
<b>MV line up to HV Transfo</b>	MV Voltage Wires: 3 x 500 mm <sup>2</sup>	30 kV 4550 m	Loss Fraction	0.45 % at STC
<b>HV transfo</b>	Grid Voltage	60 kV		
Transformer from Datasheets	Nominal power	25000 kVA		
	Iron loss	10.0 kVA	Loss Fraction	0.0 % of PNom
	Copper loss	81.0 kVA	Loss Fraction	0.2 % of PNom
Operating losses at STC	Iron loss (night disconnect)	10.00 kW	Loss Fraction	0.0 % at STC
	Copper (resistive) loss	3 x 87.84 m <sup>2</sup>	Loss Fraction	0.2 % at STC

## Grid-Connected System: Near shading definition

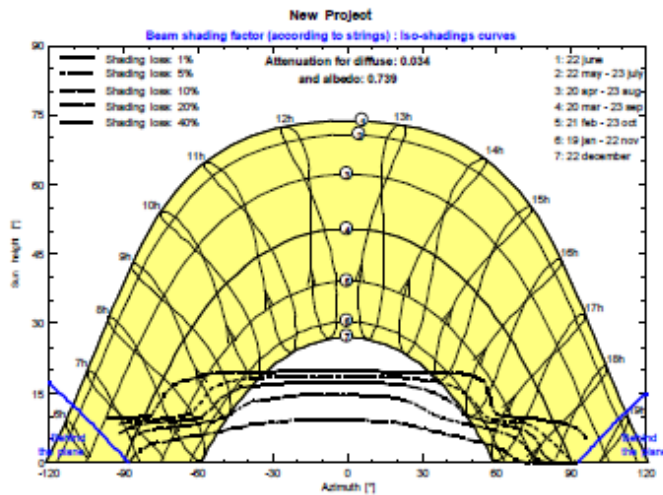
Project : **New Project**  
 Simulation variant : **BIFACIAL**

Main system parameters	System type	Ground system (tables) on a hill	
Horizon	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	According to module strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt	azimuth	2°
PV modules	Model	CHSM72M-DG-F-BH-415-Bifacial	415 Wp
PV Array	Nb. of modules	58032	Pnom total <b>24083 kWp</b>
Inverter	Model	SG250HX	Pnom
Inverter pack	Nb. of units	93.0	Pnom total <b>20925 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**



PV Syst Licensed to

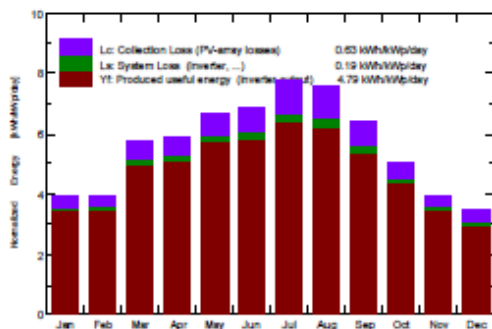
## Grid-Connected System: Main results

**Project :** New Project  
**Simulation variant :** BIFACIAL

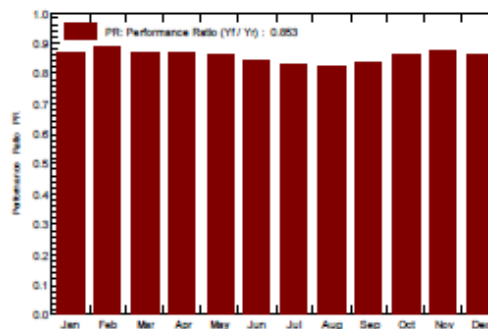
Main system parameters		System type	Ground system (tables) on a hill		
Horizon		Average Height	1.1°		
Near Shadings		According to module strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation		tilt	azimuth	2°	
PV modules		Model	CHSM72M-DG-F-BH-415-Bifacial	415 Wp	
PV Array		Nb. of modules	58032	Pnom total <b>24083 kWp</b>	
Inverter		Model	SG250HX	Pnom	225 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	93.0	Pnom total <b>20925 kW ac</b>	
User's needs		Unlimited load (grid)			

**Main simulation results**  
 System Production      **Produced Energy 42148 MWh/year**      Specific prod. 1750 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR      **85.33 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24083 kWp



Performance Ratio PR



### BIFACIAL

#### Balances and main results

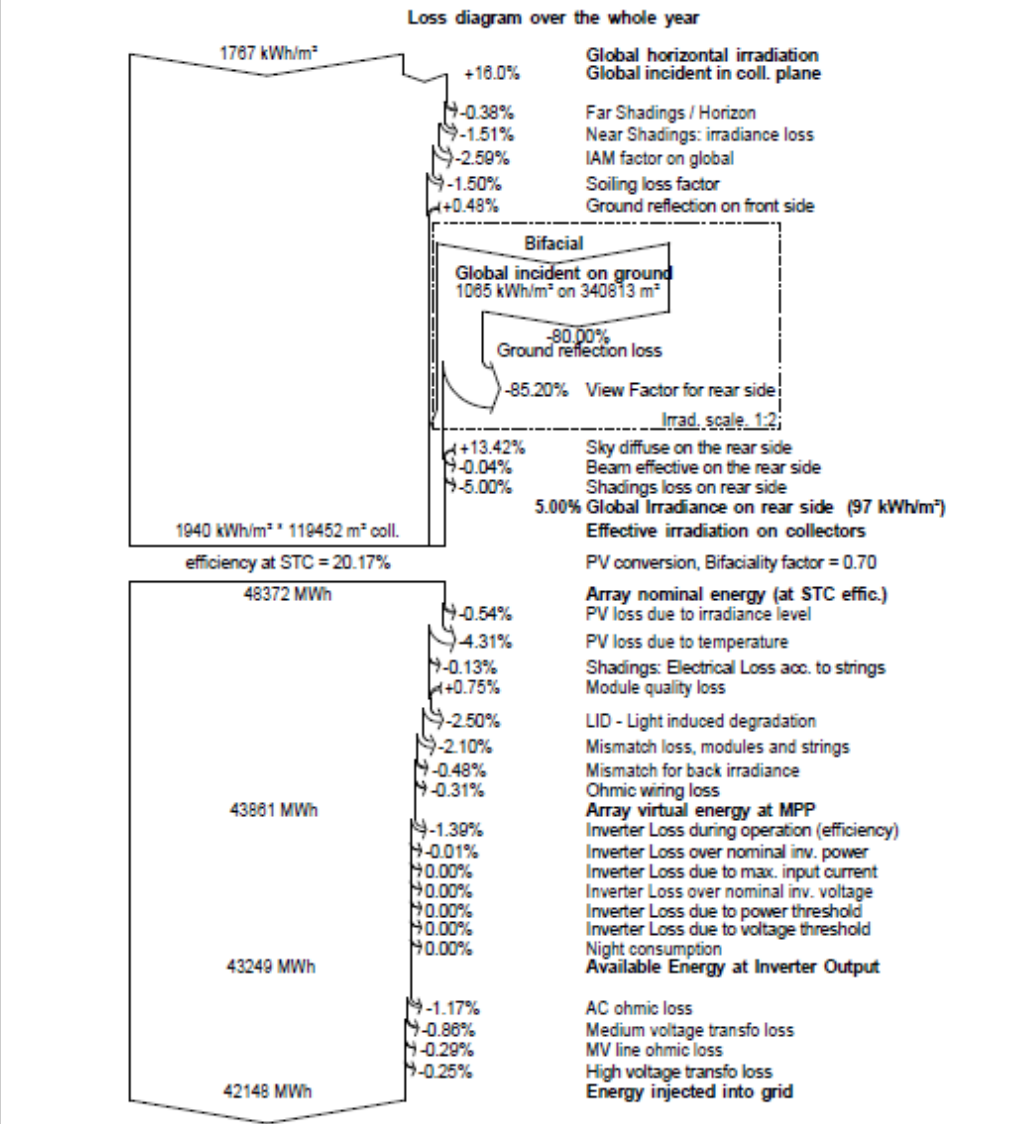
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	72.4	24.91	8.19	122.5	114.8	2670	2574	0.872
February	79.2	34.38	9.62	109.8	104.2	2428	2338	0.884
March	141.5	45.83	12.27	177.5	168.7	3864	3714	0.869
April	163.1	63.03	13.46	176.1	166.5	3836	3686	0.869
May	208.9	77.26	17.35	206.9	195.2	4461	4287	0.860
June	220.1	70.72	22.38	207.5	195.5	4384	4207	0.842
July	248.8	53.43	24.10	240.3	227.7	5014	4804	0.830
August	221.0	49.34	24.58	234.6	223.2	4869	4669	0.826
September	160.9	49.23	21.23	193.0	183.8	4058	3895	0.838
October	114.8	41.70	16.55	157.1	149.1	3382	3256	0.861
November	75.2	28.21	11.03	118.6	112.1	2592	2497	0.875
December	61.7	24.54	8.52	107.1	99.1	2301	2221	0.861
Year	1767.5	562.58	15.81	2051.0	1939.9	43858	42148	0.853

Legends: GlobHor      Global horizontal irradiation      GlobEff      Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor      Horizontal diffuse irradiation      EArray      Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb      T amb.      E\_Grid      Energy injected into grid  
 GlobInc      Global incident in coll. plane      PR      Performance Ratio

## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**  
 Simulation variant : **BIFACIAL**

Main system parameters		System type	Ground system (tables) on a hill		
Horizon		Average Height	1.1°		
Near Shadings		According to module strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation		tilt	azimuth	2°	
PV modules		Model	CHSM72M-DG-F-BH-415-Bifacial	415 Wp	
PV Array		Nb. of modules	58032	Pnom total <b>24083 kWp</b>	
Inverter		Model	SG250HX	Pnom	225 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	93.0	Pnom total <b>20925 kW ac</b>	
User's needs		Unlimited load (grid)			



Copyright Licensed to