



DEFINITIVO

INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

isec

Engenharia

MESTRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Estudo da Configuração Ótima de uma Central Fotovoltaica

Autor

Joana Beatriz Mendes Vieira da Fonseca

Orientadores

**Doutora Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino
Agreira**

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.

Coimbra, novembro de 2021



isec

Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Estudo da Configuração Ótima de uma Central Fotovoltaica

Relatório de Trabalho de Projeto para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Autor

Joana Beatriz Mendes Vieira da Fonseca

Orientadores

Doutora Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino Agreira

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.

Coimbra, novembro de 2021

INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

AGRADECIMENTOS

Concluir o meu percurso académico é um objetivo há muito desejado. Contudo não cheguei aqui sozinha. Agradecer é um ato que nos torna pessoas melhores e, este trabalho não seria possível sem algumas pessoas fundamentais.

Agradeço ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, casa que me acolheu durante vários anos, bem como ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica que proporcionaram as condições necessárias ao meu enriquecimento académico e ao desenvolvimento do presente projeto.

À REN, agradeço a disponibilização dos dados essenciais para a investigação e desenvolvimento desta tese.

O meu sentido agradecimento à minha orientadora, Professora Doutora Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino Agreira, e ao meu orientador, Engenheiro Rui José Oliveira Nóbrega Pestana que propuseram e orientaram de forma tão presente este projeto. Obrigado pela forma tão acolhedora com que percorreram esta etapa comigo. Pela confiança que depositaram, obrigada pelo apoio, partilha de conhecimentos, disponibilidade ao longo destes meses, que tornaram possível chegar aqui.

Ao meu namorado, André, agradeço o apoio incondicional que sempre me deu, nos bons momentos e nos menos bons. Obrigada pela paciência, pelo carinho, pela dedicação e por sempre me motivares a alcançar os meus objetivos. Obrigada por todo o apoio que me deste nesta fase mais dura.

Ao meu irmão, que sempre me apoiou em todos os momentos, sempre esteve presente para ouvir os meus desabafos e frustrações, tal como esteve sempre lá para os sucessos. Obrigada por sempre acreditares nas minhas capacidades! Obrigada também a ti Raquel, por estares sempre disponível para mim.

Aos meus pais, que sempre me transmitiram os valores corretos, que me ensinaram a trabalhar e lutar para alcançar os meus objetivos, que me permitiram chegar aqui. Obrigada do fundo do meu coração, sem vocês nada seria possível.

Agradeço também a toda a minha família e amigos que contribuíram das mais variadas formas na realização deste projeto e na conclusão do curso, a eles que sempre me motivaram a querer mais e melhor. Todos tiveram um contributo fundamental ao longo destes anos e fizeram com que sempre me sentisse acompanhada. Obrigada!

RESUMO

O aumento do interesse pelas energias renováveis, traduzido no crescimento do número de centrais fotovoltaicas em Portugal torna imperativo a análise da configuração ótima destas estruturas.

Nesta tese foi abordada, a energia fotovoltaica e a configuração de centrais em Portugal, com potência instalada superior a 10 MWp, bem como os impactos que as diferentes configurações observadas podem ter na produção de energia mediante o sistema de fixação dos painéis: fixos, seguidores solares de um eixo horizontal e seguidores solares de dois eixos. Para isto foram estimadas áreas e aplicados índices de espaço, de forma a entender o padrão existente em Portugal. Posteriormente, foi calculado o ângulo de limite para cada um dos parques e, através deste foi possível analisar o impacto das sombras provocadas por um painel fotovoltaico no seu adjacente. Com base no *layout* das diferentes centrais, foram ainda estimadas perdas elétricas existentes. Por fim, foi realizada uma pesquisa massiva de todos os parques fotovoltaicos existentes em Portugal, pertencentes à Rede Elétrica Nacional, de modo a analisar os diferentes níveis de potência existentes numa central fotovoltaica e relacioná-los entre si.

Os resultados obtidos permitiram analisar e comparar as diferentes configurações de centrais fotovoltaicas em Portugal, sendo que as metodologias aplicadas permitiram extrair um conjunto de índices fundamentais que possibilitaram reconhecer benefícios e restrições nos diferentes *layouts*.

Palavras-Chave: Energia Fotovoltaica; Central Fotovoltaica; Sombras; Perdas Elétricas.

ABSTRACT

The increased interest in renewable energies, translated into the growth in the number of photovoltaic power stations in Portugal, makes it imperative to analyze the optimal configuration of these structures.

In this thesis, photovoltaic energy and the configuration of power stations in Portugal, with installed power exceeding 10 MWp, were addressed, as well as the impacts that the different configurations observed can have on energy production through the system of fixing the panels: fixed, single horizontal axis solar tracking system and dual axis solar trackers. For this, areas were estimated and space indices were applied, in order to understand the existing pattern in Portugal. Subsequently, the boundary angle for each of the parks was calculated and, through this, it was possible to analyze the impact of the shadows caused by a photovoltaic panel on its adjacent. Based on the layout of the different plants, existing electrical losses were also estimated. Finally, a massive research was carried out of all existing photovoltaic parks in Portugal, belonging to the *Rede Elétrica Nacional*, in order to analyze the different power levels existing in each photovoltaic station and relate them to each other.

The results obtained allowed us to analyze and compare the different configurations of photovoltaic power stations in Portugal, and the applied methodologies allowed us to extract a set of fundamental indices that made it possible to recognize benefits and restrictions in the different layouts.

Keywords: Photovoltaics; Photovoltaic Station; Shadows; Electrical Losses.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO.....	iii
ABSTRACT	v
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xv
ÍNDICE DE TABELAS	xvii
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	xix
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Enquadramento	1
1.2 – Objetivos da Tese	3
1.3 – Estrutura da Tese	4
CAPÍTULO 2 – SISTEMAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	7
2.1 – O Recurso Solar	7
2.1.1 – Geometria do Sistema Terra-Sol.....	8
2.1.2 – Radiação Solar.....	10
2.2 – Centrais Fotovoltaicas	11
2.3 – Célula Fotovoltaica	12
2.3.1 – Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica.....	14
2.3.2 – Tecnologias das Células Fotovoltaicas	17
2.4 – Painéis Fotovoltaicos	21

2.4.1 – Sistema de Fixação de Painéis Solares	25
2.5 – Inversores	27
CAPÍTULO 3 – PARQUES FOTOVOLTAICOS EM PORTUGAL	31
3.1 – Metodologia.....	33
3.2 – Parques Fotovoltaicos de Sistema Fixo	41
3.2.1 – Elementos Constituintes	42
3.2.2 – Áreas Ocupadas	46
3.2.3 – Índices de Espaço	47
3.2.4 – Ângulo de Limite	49
3.3 – Parques Fotovoltaicos de Sistema <i>Tracker</i> Horizontal.....	50
3.3.1 – Elementos Constituintes	50
3.3.2 – Áreas Ocupadas	54
3.3.3 – Índices de Espaço	55
3.3.4 – Ângulo de Limite	57
3.3 – Parques Fotovoltaicos de Sistema <i>Tracker</i> de Dois Eixos	58
3.3.1 – Elementos Constituintes	58
3.3.2 – Áreas Ocupadas	59
3.3.3 – Índices de Espaço	60
3.3.4 – Ângulo de Limite	60
3.4 – Resumo e Comentários.....	60
CAPÍTULO 4 – IMPACTO DAS SOMBRAS	63
4.1 – Metodologia.....	63
4.2 – Resultados Obtidos	71
4.2.1 – Parque Fotovoltaico Ourika – Sistema Fixo.....	71

4.2.2 – Parque Fotovoltaico FAentejo2 – Sistema <i>Tracker</i> Horizontal	73
4.2.3 – Parque Fotovoltaico CFMoura – Sistema <i>Tracker</i> de Dois Eixos.....	75
4.3 – Resumo e Comentários	77
CAPÍTULO 5 – PERDAS ELÉTRICAS EM PARQUES FOTOVOLTAICOS.....	79
5.1 – Metodologia	79
5.1.1 – Perdas em Condutores de CC	80
5.1.2 – Perdas em Condutores de CA	82
5.2 – Resultados Obtidos.....	84
5.2.1 – Parque Fotovoltaico Ourika – Sistema Fixo	84
5.2.2 – Parque Fotovoltaico FAentejo2 – Sistema <i>Tracker</i> Horizontal	87
5.2.3 – Parque Fotovoltaico CFMoura – Sistema <i>Tracker</i> de Dois Eixos.....	88
5.3 – Resumo e Comentários	90
CAPÍTULO 6 – ANÁLISE DE POTÊNCIAS.....	93
6.1 – Metodologia	93
6.2 – Resultados Obtidos.....	95
6.3 – Resumo e Comentários	99
CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO.....	101
7.1 – Conclusões Gerais.....	101
7.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros.....	102
REFERÊNCIAS.....	105
ANEXOS	109
Anexo I – Lista dos parques fotovoltaicos em análise e sua localização	109
Anexo II – Dados dos parques fotovoltaicos em análise	110

Anexo III – Índices de espaço dos parques fotovoltaicos em análise	111
Anexo IV – Informação relativa ao parque fotovoltaico CFMoura	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Geometria Sol-Terra	8
Figura 2.2 - Ângulo de incidência do Sol em diferentes períodos.	9
Figura 2.3 - Radiação direta e radiação difusa. Adaptado de (Greenpro - Comissão Europeia, 2004).....	11
Figura 2.4 - Componentes de sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Adaptado de (Carneiro, 2009).	12
Figura 2.5 - Princípio do efeito fotovoltaico (Ramalingam, et al., 2017).	13
Figura 2.6 - Modelo de díodo para célula fotovoltaica. Adaptado de (Hernández-Callejo, et al., 2019).	14
Figura 2.7 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica (Hernández-Callejo, et al., 2019).	16
Figura 2.8 - Tecnologias das células fotovoltaicas. Adaptado de (Sampaio, et al., 2018).	18
Figura 2.9 - Esquema de associação de células fotovoltaicas. Adaptado de (An Interdisciplinary MIT Study, 2015).	21
Figura 2.10 - Hierarquia de um sistema fotovoltaico (An Interdisciplinary MIT Study, 2015).	22
Figura 2.11 - Ligação em série de n módulos fotovoltaicos.	22
Figura 2.12 - Ligação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.....	23
Figura 2.13 - Ligação mista de (n x m) módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 2.14 - Curvas I-V para ligação em série, em paralelo e mista, respetivamente, de módulos fotovoltaicos.	25
Figura 2.15 - Seguidor Solar de eixo único, à direita de eixo vertical e à esquerda de eixo horizontal (Pinto, et al.) (Solar Choice Staff, 2010).	26
Figura 2.16 - Seguidor Solar de eixo duplo (Solar Choice Staff, 2010).	26

Figura 2.17 - Esquema de inversor central.	27
Figura 2.18 - Esquema de inversor de fileira.	28
Figura 3.1 - Radiação global inclinada para ângulos ideais, em países europeus (Solargis, 2020).	31
Figura 3.2 - Parques fotovoltaicos em análise.	32
Figura 3.3 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de painéis de eixo fixo.	34
Figura 3.4 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de seguidores solares de eixo horizontal.	35
Figura 3.5 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de seguidores solares de dois eixos.	36
Figura 3.6 - Características de um painel fixo (superior) e de um seguidor de eixo horizontal (inferior).	37
Figura 3.7 - Representação do ângulo de limite em função do espaçamento entre filas para painéis fixos (superior) e para seguidores de eixo horizontal (inferior).	38
Figura 3.8 - Características do seguidor solar com dois eixos de rotação.	39
Figura 3.9 - Representação do ângulo de limite em função do espaçamento entre filas de painéis, para seguidores com dois eixos de rotação.	40
Figura 3.10 - Parque fotovoltaico Cabrela.	42
Figura 3.11 - Parque fotovoltaico CanhaAlpe.	43
Figura 3.12 - Parque fotovoltaico CFAmareleja.	44
Figura 3.13 - Parque fotovoltaico FAlentejo1.	44
Figura 3.14 - Parque fotovoltaico Ourika.	45
Figura 3.15 - Parque fotovoltaico CasaNova.	51
Figura 3.16 - Parque fotovoltaico FAlentejo2.	51
Figura 3.17 - Parque fotovoltaico Serpa.	52
Figura 3.18 - Parque fotovoltaico Tendeiros.	53

Figura 3.19 - Parque fotovoltaico CFMoura.....	59
Figura 4.1 - Representação da incidência do Sol em painéis fixos (superior) e em seguidores de eixo horizontal (inferior), para ângulos inferiores ao ângulo de limite.	65
Figura 4.2 - Representação da incidência do Sol em seguidores solares de dois eixos, para ângulos inferiores ao ângulo de limite.	68
Figura 4.3 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico Ourika.....	73
Figura 4.4 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico FAlentejo2.	75
Figura 4.5 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico CFMoura.	77
Figura 5.1 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico Ourika.	85
Figura 5.2 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico Ourika.	86
Figura 5.3 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico Ourika.	87
Figura 5.4 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico FAlentejo2.	88
Figura 5.5 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico CFMoura.	89
Figura 5.6 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico CFMoura.	90
Figura 6.1 - Componentes do sistema fotovoltaico, painéis, inversor e transformador, respetivamente (Eur21) (Del21) (Dir21).	93

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 - Índice de potência instalada por unidade de área bruta para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.	48
Gráfico 3.2 - Índice de potência instalada por unidade de área útil para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.	48
Gráfico 3.3 - Índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.	49
Gráfico 3.4 - Índice de potência instalada por unidade de área bruta para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.	56
Gráfico 3.5 - Índice de potência instalada por unidade de área útil para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.	56
Gráfico 3.6 - Índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.	57
Gráfico 4.1 - Posição do Sol no parque fotovoltaico Ourika.	71
Gráfico 4.2 - Posição do Sol no parque fotovoltaico FAlentejo2.....	74
Gráfico 4.3 - Posição do Sol no parque fotovoltaico CFMoura.....	76
Gráfico 4.4 - Perdas provocadas por sombreamento, verificadas para Ourika, FAlentejo2 e CFMoura.	78
Gráfico 5.1 - Perdas elétricas verificadas para Ourika, FAlentejo2 e CFMoura.....	91
Gráfico 6.1 - Desvio do rácio entre a potência dos inversores e a potência instalada, em relação ao rácio teórico ótimo.	96
Gráfico 6.2 - Desvio do rácio entre a potência dos transformadores e a potência instalada, em relação ao rácio teórico ótimo.	97
Gráfico 6.3 - Desvio do rácio entre a potência dos transformadores e a potência dos inversores, em relação ao rácio teórico ótimo.	97
Gráfico 6.4 - Desvio do rácio entre a potência de limite e a potência dos transformadores, em relação ao rácio teórico ótimo.	98

Gráfico 6.5 - Desvio do rácio entre a potência de limite e a potência dos inversores, em relação ao rácio teórico ótimo. 98

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Valores das coordenadas dos pontos.	38
Tabela 3.2 - Valores das coordenadas dos pontos.	40

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

AT	Alta Tensão
δ	Ângulo de elevação do Sol
β	Ângulo de limite de elevação do Sol, para o qual não ocorre sombra
A	Área da célula
BT	Baixa Tensão
q	Carga elétrica de um eletrão ($1,602 \times 10^{-19}$ C)
CIGS	Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CdTe	Células de Telureto de Cádmio
C_{negativo}	Comprimento do condutor negativo
C_{positivo}	Comprimento do condutor positivo
C_p	Comprimento do painel fotovoltaico
C_{CA}	Comprimento total do condutor de CA
C_{CC}	Comprimento total do condutor de CC
k	Constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K)
$\alpha_{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$	Constante de temperatura mássica a 20 °C
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
I_{ph}	Corrente criada pela absorção de luz solar
I_{SC}	Corrente de curto circuito da célula
I_0	Corrente de saturação do díodo
I_{mpp}	Corrente para a qual a potência da célula é máxima

I_{CA}	Corrente que flui no troço de CA
I_{CC}	Corrente que flui no troço de CC
I_D	Corrente que flui num díodo simples
b	Distância da base do painel ao solo
D_h	Distância Horizontal entre filas/suportes de painéis, sentido E-O
D_v	Distância Vertical entre filas/suportes de painéis, sentido N-S
E_p	Espaçamento entre filas de painéis fotovoltaicos
FF	Fator de forma da curva I-V característica da célula
n	Fator de qualidade do díodo
FV	Fotovoltaico
α	Inclinação ideal do painel/seguidor fotovoltaico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
L_p	Largura do painel fotovoltaico
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
NCP	Número de casas de painel existentes em cada parque
$NCPL_{Troço}$	Número de casas de painel ligadas em cada troço
N	Número de painéis fotovoltaicos existentes em cada parque
NPL	Número de painéis ligados a cada casa de painel
$NP_{Troço}$	Número de painéis no troço
Sombra (%)	Percentagem de sombra num painel provocada pelo seu adjacente
P_{CA}	Perdas elétricas no troço de CA

P_{CC}	Perdas elétricas no troço de CC
P_{Sombra}	Perdas provenientes de sombras
P_{CP}	Potência de cada casa de painel
$P_{TroçoCA}$	Potência do troço de CA
$P_{TroçoCC}$	Potência do troço de CC
$P_{instalada}$	Potência instalada no parque fotovoltaico
P_{limite}	Potência limite entregue à rede
P_{mp}	Potência máxima da célula
P_{painel}	Potência produzida por cada painel fotovoltaico
$P_{inversores}$	Potência total dos inversores do parque
$P_{transformadores}$	Potência total dos transformadores do parque
$R_{\frac{lim}{inv}}$	Rácio entra a potência de limite e a potência dos inversores
$R_{\frac{lim}{trans}}$	Rácio entra a potência de limite e a potência dos transformadores
$R_{\frac{trans}{inv}}$	Rácio entra a potência dos transformadores e a potência dos inversores
$R_{\frac{trans}{inst}}$	Rácio entra a potência dos transformadores e a potência instalada
$R_{\frac{inv}{inst}}$	Rácio entre a potência dos inversores e a potência instalada
RGI	Radiação Global Inclinada
RHD	Radiação Horizontal Difusa
RHG	Radiação Horizontal Global
G	Radiação incidente na célula
RND	Radiação Normal Direta

R_{CL}	Radiação para céu limpo
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
REN	Rede Elétrica Nacional, S.A.
REN	Rede Elétrica Nacional, S.A.
η	Rendimento da célula
$R^{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$	Resistência CC a 20 °C, para a secção em análise
R^{θ}	Resistência corrigida para θ °C. [Ω/m].
R_P	Resistência em paralelo
R_S	Resistência em série
y_s	Reta da incidência do Sol (sistema fixo e seguidor de 1 eixo)
z_s	Reta da incidência do Sol (sistema seguidor de 2 eixos)
y_p	Reta da inclinação do painel (sistema fixo e seguidor de 1 eixo)
z_p	Reta da inclinação do <i>tracker</i> (sistema seguidor de 2 eixos)
SG2	<i>Solar Geometry 2</i>
SPA	<i>Solar Position Algorithm</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
T	Temperatura da célula fotovoltaica
θ	Temperatura de operação do condutor
V_{pv}	Tensão de saída da célula fotovoltaica
V_{BT}	Tensão em BT
V_{MT}	Tensão em MT
V_{OC}	Tensão em vazio da célula
V_{mpp}	Tensão para a qual a potência da célula é máxima

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 – Enquadramento

A energia é considerada como um bem essencial para a população atual que, cada vez mais, consome níveis superiores de energia provenientes de diversas formas. Assim, considera-se atualmente que a população está dependente de energia elétrica para praticamente todas as suas atividades diárias, estando a melhoria do nível de vida muito diretamente relacionada com este aumento no consumo de eletricidade.

O tipo de energia consumida tem sofrido alterações com o passar dos anos, sendo que atualmente, os combustíveis fósseis começam a tornar-se descontinuados pelo seu impacto ambiental e por serem fontes de combustível finito, não se considerando uma opção sustentável para o futuro. Assim, as fontes de energia renovável tornam-se cada vez mais importantes na produção de eletricidade, estas são consideradas fontes de energia limpa, que levam à redução das emissões de CO₂ e ao aumento da sustentabilidade no setor da energia elétrica (Hernández-Callejo, et al., 2019).

Segundo a *International Energy Agency* (IEA) estima-se que, desde os anos 90 até 2018, a nível global, o fornecimento total de energia e as emissões de CO₂ tenham aumentado cerca de 63 %, o que demonstra o aumento da dependência da sociedade na energia (International Energy Agency, 2020).

Atualmente torna-se incerto definir um padrão de desenvolvimento do sistema global de energia, uma vez que a Covid-19 acarreta vários desvios a esta análise, nomeadamente a dúvida relativamente ao espaço temporal que irá ser afetado. Para já, é conhecido que, no final de 2020 e comparando com os valores alcançados em 2019, as emissões de CO₂ diminuíram cerca de 7 % e a procura por fontes de energia renováveis aumenta. Estas tecnologias de energia tornam-se as mais escolhidas pelos consumidores, numa primeira instância devido às políticas existentes, mas com o tempo porque, se tornam mais económicas. Este crescimento é notório em todas as fontes de energia renovável, no entanto é na energia solar que está o maior incremento, uma vez que o custo associado a centrais fotovoltaicas tem reduzido significativamente, sendo considerada das tecnologias mais acessíveis. Segundo a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), os valores associados aos painéis fotovoltaicos caíram cerca de 80 % ao longo da última década enquanto que a capacidade instalada aumentou significativamente (International Energy Agency,

2020) (Energy Sector Management Assistance Program, 2020) (International Energy Agency, 2021).

Segundo Dr. Fatih Birol, diretor executivo da IEA, a energia solar está a tornar-se “o novo rei dos mercados mundiais de eletricidade”, sendo espectável que, a partir do ano de 2022, sejam atingidos constantemente recordes de novas centrais fotovoltaicas (International Energy Agency, 2020). Esta afirmação é facilmente justificável uma vez que, a radiação solar está disponível em todo o mundo, em maior ou menor quantidade. Assim, este tipo de energia torna-se desejada para que os governos possam apostar em energia mais limpas e assim desenvolver a transição energética assente em energias com baixa emissão de carbono (Energy Sector Management Assistance Program, 2020).

Tal como a nível mundial, também em Portugal as energias renováveis ocupam maior peso no *mix* energético, mais concretamente a energia solar. No primeiro trimestre de 2021, a capacidade instalada solar aumentou cerca de 158 MW, tendo as restantes fontes de energia preservado os seus valores, ou até mesmo diminuído, no caso das fontes não renováveis, mais concretamente, o carvão e o gás natural (REN, 2021).

Torna-se então cada vez mais essencial realizar um estudo aprofundado sobre este tipo de energia e sobre centrais fotovoltaicas, com foco em minimizar as perdas e a maximizar o seu rendimento.

As centrais fotovoltaicas têm como principal objetivo o fornecimento de energia utilizando o Sol. A energia emitida pelo Sol é convertida em energia elétrica através de células fotovoltaicas que são constituídas por material semicondutor. Estas células são agregadas com a finalidade de criar módulos fotovoltaicos, que posteriormente são interligados em série e/ou em paralelo gerando um painel fotovoltaico (Brito, et al., 2006).

Quando os raios solares incidem na superfície da célula é gerada uma diferença de potencial, provocada pela circulação dos eletrões libertados pela luz solar no material semicondutor, ao qual se dá o nome de efeito fotoelétrico. Através deste efeito é produzida energia elétrica em corrente contínua (CC). Uma vez que a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é caracterizada por operar em corrente alternada (CA), há a necessidade de transformar a energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos. Assim, as centrais são ainda dotadas de inversores, cuja finalidade consiste em transformar a energia de CC em CA, para que assim possa circular pela rede (Brito, et al., 2006).

É de notar que, a quantidade de energia elétrica disponibilizada pela central à rede, é proporcional ao nível de radiação solar incidente no painel. As centrais são ainda

caracterizadas pelo seu nível de potência elétrica que depende da sua constituição, ou seja, do tipo e quantidade de painéis utilizados pela central fotovoltaica.

A principal vantagem das centrais fotovoltaicas prende-se no facto de utilizar uma fonte de energia renovável, o Sol, estando disponível em praticamente todo o mundo. No entanto apresenta outras, muito relevantes, como o seu elevado tempo de vida útil ou ainda o facto de possibilitarem a produção de diferentes níveis de potência, ajustando a quantidade de painéis, podendo assim ajustar-se facilmente às necessidades existentes. (Brito, et al., 2006)

Devido aos elevados níveis de radiação solar obtidos em Portugal, este é considerado um dos melhores países da Europa para a instalação de centrais fotovoltaicas.

Com o aumento verificado da aposta em energia proveniente do Sol, este estudo visa analisar a configuração ótima para centrais fotovoltaicas, instaladas em Portugal, dotadas de painéis fixos, de seguidores solares de um eixo de rotação horizontal ou de seguidores solares de dois eixos de rotação, um horizontal e outro vertical.

1.2 – Objetivos da Tese

A presente tese centra-se no estudo da configuração ótima para centrais fotovoltaicas de potência superior a 10 MWp. Assim, de modo geral, serão analisados parques compostos por essencialmente três sistemas de fixação de painéis.

O primeiro objetivo passa por analisar as áreas das centrais fotovoltaicas em análise, desde úteis a brutas e, através destes valores medidos e dos níveis de tensão de cada central, analisar o padrão para cada um dos três tipos de parques em estudo. Posteriormente, pretende-se analisar o impacto associado às sombras provocadas por um painel fotovoltaico no seu adjacente, tendo em conta a elevação do Sol. O terceiro objetivo passa pela estimativa de perdas elétricas existentes nas centrais, quer nos troços compostos por condutores de CC como de CA, tendo também em conta os inversores e os transformadores. Por fim, pretende-se analisar de um modo geral e massivo, os vários níveis de potência existentes ao longo das centrais, isto é, nos painéis, nos inversores e nos transformadores e analisar o rácio ótimo entre as potências analisadas, de acordo com os requisitos de potência reativa a injetar na rede.

Essencialmente, com este estudo, o objetivo geral passa por responder a duas questões:

- Qual o rácio ótimo Wp/m^2 ?
- Qual o rácio ótimo MVA/MWp?

Assim, inicialmente será realizada uma busca de conhecimento teórico, pelo estudo das centrais existentes em Portugal com uma potência instalada acima dos 10 MWp, que pertençam à REN (Rede Elétrica Nacional, S.A.), para posteriormente responder às questões centrais.

1.3 – Estrutura da Tese

A presente tese está estruturada tendo por base os objetivos anteriormente enunciados, estando dividida em sete capítulos. No início apresenta um resumo e um *abstract*, que sintetizam o alcance do trabalho realizado, posteriormente ostenta o índice, seguido das listas das figuras, dos gráficos, das tabelas e de todos os símbolos e abreviaturas utilizados ao longo do documento.

Neste CAPÍTULO 1, foi analisado um enquadramento sobre a evolução energética a nível mundial e português de modo a analisar a importância da energia fotovoltaica, e foram indicadas as motivações para a realização da tese.

No CAPÍTULO 2, é realizada uma abordagem teórica sobre os sistemas de energia fotovoltaica, no qual é abordado o recurso solar, as centrais fotovoltaicas, bem como os elementos necessários para o correto funcionamento destes sistemas, mais concretamente, as células fotovoltaicas, os painéis fotovoltaicos e tipos de sistemas de fixação destas estruturas, e ainda os inversores.

Os capítulos que se seguem traduzem o trabalho prático efetuado para a obtenção dos resultados pretendidos.

No CAPÍTULO 3, é feito um levantamento de alguns dos parques existentes em Portugal, dotados com os sistemas de fixação a estudar. Posteriormente é realizada uma análise detalhada de todos os parques, obtendo os seus componentes, quer em número como em área, para depois serem calculados os índices de espaço de cada um dos parques. Por fim é ainda calculado o ângulo de limite de elevação do Sol para o qual não há a ocorrência de sombras provocadas num painel pelo seu adjacente.

No CAPÍTULO 4, são selecionados três dos parques em análise (um para cada tipo de sistema de fixação de painéis em estudo), para os quais é realizada uma estimativa do impacto associado às sombras provocadas pelo Sol, quando este se encontra abaixo do ângulo de limite.

No CAPÍTULO 5, são estimadas as perdas elétricas presentes nos três parques em análise, tendo presente os consumos dos seguidores solares (os quais não se verificam para parques dotados de painéis solares fixos), as perdas nos inversores e transformadores, de baixa tensão (BT) para média tensão (MT) e de MT para alta tensão (AT), bem como a perdas verificadas nos condutores de CC e de CA, existentes ao longo de todo o parque.

No CAPÍTULO 6, embora a tese foque essencialmente três tipos de parques tendo em conta o sistema de fixação das estruturas solares, foi feita uma busca exaustiva de todos os parques fotovoltaicos existentes em Portugal, até à data, de forma a analisar o panorama geral no que diz respeito aos níveis de potência obtidos para os diferentes elementos constituintes, isto é, para os painéis, os inversores e transformadores, bem como para a potência que é entregue à RESP. Com base nos dados obtidos, foram calculados rácios de forma a avaliar o dimensionamento dos parques em Portugal.

Por fim, no CAPÍTULO 7, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado e sugeridas algumas propostas para trabalhos futuros com o objetivo de melhorar e inovar o trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 2 – SISTEMAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

A tecnologia fotovoltaica é responsável por converter a radiação proveniente do sol em energia elétrica. Na sua grande maioria, a energia produzida por esta via é entregue à rede pública, no entanto é também utilizada para a alimentação de cargas em redes isoladas. Assim, são considerados essencialmente dois tipos de sistemas, os sistemas ligados à rede e os sistemas autónomos. As suas diferenças ocorrem predominantemente nos componentes constituintes e no próprio dimensionamento.

Para o estudo pretendido, serão analisados somente sistemas ligados à rede pública, sendo que ao longo deste capítulo apenas serão apresentados conceitos e conteúdos fundamentais para o desenvolver do projeto.

2.1 – O Recurso Solar

O Sol, estrela central do sistema solar, entrega diariamente e sem interrupções, uma quantidade avultada de energia ao planeta Terra. Esta energia, na forma de radiação, revela-se preciosa porque é uma fonte considerada limpa e renovável.

O recurso solar possui um papel de elevada relevância não só ao nível de produção de energia elétrica, como também no controlo de vários ciclos do próprio planeta Terra, como são exemplos os movimentos de circulação atmosférica e oceânica, a influência na vida vegetal e animal, na formação de combustíveis fósseis e no ciclo da água (Vaz, 2017).

A distância que separa o centro do sistema solar, o Sol, e a Terra é de cerca de 150 milhões de quilómetros, o que faz com que muita da energia emitida por esta fonte se dissipe. No entanto a energia entregue pelo Sol é bastante superior ao necessário, estimando-se que seja cerca de 10^{17} J em apenas um segundo. Este facto faz com que a energia entregue pelo Sol em apenas uma hora, seja suficiente para satisfazer a necessidade energética das atividades humanas ao longo de um ano, caso fosse possível um aproveitamento total (Crabtree, et al., 2007).

2.1.1 – Geometria do Sistema Terra-Sol

A quantidade de energia solar recebida no planeta Terra, não é homogênea e varia conforme o local geográfico. Esta variação deve-se ao facto de a Terra possuir um formato de esfera imperfeita, com polos achatados e um eixo de inclinação de cerca de $23,45^\circ$, relativamente à perpendicular do plano orbital, e por possuir uma rotação constante sobre o próprio eixo que ocasiona o ciclo dia-noite. Um outro fator importante para a variação da quantidade, da intensidade e ainda da duração do recurso solar disponível num determinado local, é o movimento translacional da Terra em torno do Sol, o que resulta nas estações do ano. O local em si, que faz alterar a inclinação dos raios solares também altera a quantidade de energia recebida. Assim, a quantidade de energia recebida num determinado local do globo, num dado momento, depende da posição relativa do Sol e da Terra (Blanc, et al., 2012).

A Figura 2.1 mostra o Sistema Sol-Terra, o seu movimento de rotação, translação, bem como os solstícios, que correspondem ao início de cada uma das diferentes estações do ano.

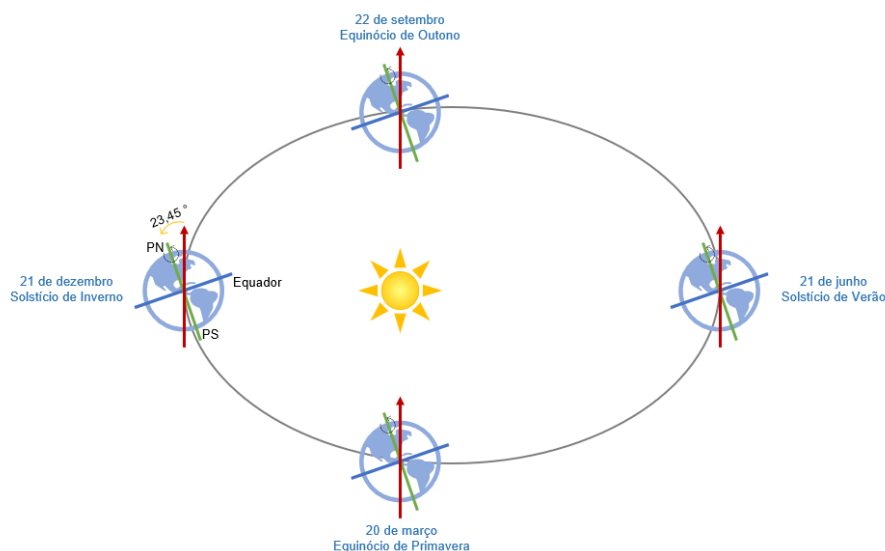


Figura 2.1 - Geometria Sol-Terra

Num contexto de sistemas de energia solar, a análise da geometria Sol-Terra, da posição relativa do Sol num determinado ponto geográfico, bem como o próprio tempo, são aspetos de elevada importância. Todos estes fatores fazem com que haja

variações na radiação solar, insolação, orientação e inclinação dos painéis solares (Blanc, et al., 2012).

Em suma, conhecer o ângulo de incidência solar e a altura do ano é essencial para quantificar a energia instantânea proveniente do Sol. Para isto é necessário ter em conta a latitude¹, o ângulo horário², a declinação solar³, o ângulo azimutal⁴, bem como o ângulo da superfície solar em relação ao plano horizontal.

Um fator de elevada importância para a radiação solar é a sazonalidade, que é marcada pela existência de quatro posições principais da Terra em relação ao sol: dois equinócios e dois solstícios. Estes quatro pontos, definem a passagem entre as estações do ano. Uma vez que a terra não possui um eixo de rotação paralelo ao eixo de translação em volta do Sol, quando existe um solstício de verão no hemisfério norte, ou seja, a luz solar incide com maior intensidade e duração, no hemisfério sul acontece o contrário, há uma menor intensidade e duração da incidência da radiação solar na superfície. Isto leva a que no inverno, período onde há uma menor quantidade de luz solar disponível, ocorra um menor aproveitamento deste recurso. No verão, pelo contrário, a exposição à radiação solar é maior, e por isso o aproveitamento solar é também superior. Nesta estação, a posição do sol relativamente à superfície da terra também se caracteriza por apresentar um ângulo de incidência superior ao existente no inverno, tal como se pode observar na Figura 2.2 (Energy Sector Management Assistance Program, 2020).

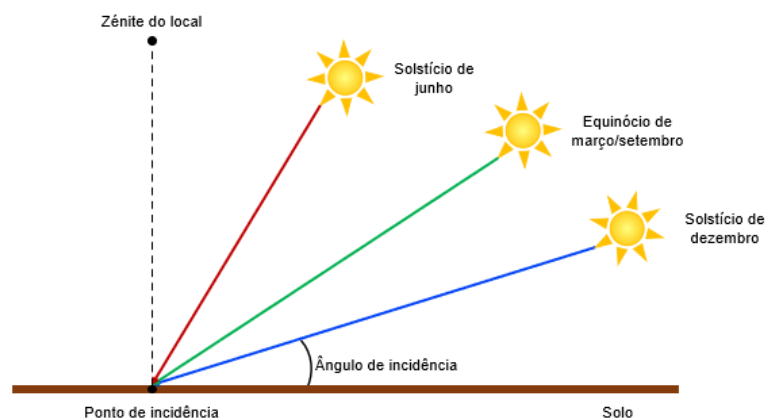


Figura 2.2 - Ângulo de incidência do Sol em diferentes períodos.

¹ Ângulo formado entre o equador e o paralelo que passa pelo ponto geográfico considerado.

² Ângulo formado pelo plano meridiano passando pelo Sol e o plano meridiano do lugar.

³ Ângulo formado pelo plano da elíptica com o plano do equador.

⁴ Ângulo formado pelo plano vertical passando pelo sol e a direção do Norte geográfico do lugar, contando positivamente no sentido de Norte para Este.

2.1.2 – Radiação Solar

A radiação solar consiste na radiação emitida pelo Sol, estando presente em todo o planeta, em maior ou menor intensidade. Num determinado ponto do globo, a incidência da radiação solar difere consoante a hora do dia, uma vez que o ângulo de incidência altera. Por este facto, os painéis fixos têm ângulos diferentes dependendo da região do globo.

Ao analisar a posição dos painéis por hemisférios, tipicamente, no hemisfério norte, os painéis possuem um ângulo de inclinação para sul, pois assim o recurso solar incidente é superior, já no hemisfério sul devem possuir uma inclinação voltada para norte. É possível então concluir, que os ângulos de fixação dos painéis fotovoltaicos variam consoante a latitude do ponto geográfico onde se encontram, sendo que, a posição que permitirá um maior rendimento, será quando estes se encontram orientados para a linha do equador.

É de salientar que o recurso solar incidente na superfície terrestre, pode ser dividido em três integrantes: a Radiação Normal Direta (RND), a Radiação Horizontal Difusa (RHD) e a Radiação Horizontal Global (RHG). Estas integrantes são pontos essenciais para se avaliar a rentabilidade da implantação de painéis fotovoltaicos numa determinada zona, sendo medidos por unidade de área (Energy Sector Management Assistance Program, 2020).

A RND, tal como demonstra a Figura 2.3, consiste na radiação solar que incide diretamente na superfície terrestre, ou seja, é a componente da radiação solar que não sofre dissipação no seu percurso. É um parâmetro de elevada importância para a análise da concentração de energia solar e da radiação global recebida pelos painéis fotovoltaicos, sendo analisado particularmente em tecnologias fotovoltaicas com seguidor solar.

A RHD é a energia solar incidente numa superfície horizontal, sendo que neste caso em particular a radiação solar dissipa-se pela atmosfera. A RHG consiste na energia solar recebida por uma superfície horizontal, cuja radiação não sofreu difusão, e traduz-se na soma da RND com a RHD. Este parâmetro passa pelo que tem maior importância aquando do cálculo do rendimento e desempenho da tecnologia fotovoltaica (Energy Sector Management Assistance Program, 2020).

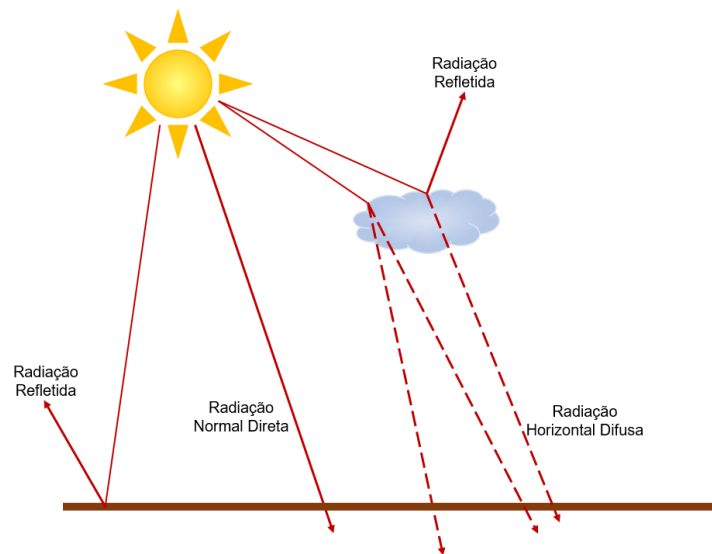


Figura 2.3 - Radiação direta e radiação difusa. Adaptado de (Greenpro - Comissão Europeia, 2004)

Todas estas integrantes, são de elevado interesse para que seja possível chegar ao valor da Radiação Global Inclinada (RGI), que consiste na energia total recebida pelos painéis fotovoltaicos num determinado ponto do globo. Este é considerado o parâmetro de maior importância para a implantação de centrais fotovoltaicas, e está proporcionalmente relacionado com a capacidade de captação do recurso solar pelo painel (Energy Sector Management Assistance Program, 2020).

2.2 – Centrais Fotovoltaicas

Uma central fotovoltaica (Figura 2.4) é composta pelos elementos necessários à produção de energia elétrica através da radiação solar, desde a célula à subestação (Castro, 2011).

A célula é considerada o elemento de menores dimensões da central, sendo capaz de produzir potência em CC na ordem de 1,5 W. Estes componentes, quando ligados em série e/ou em paralelo, formam os chamados módulos fotovoltaicos. Estes últimos são capazes de gerar potências CC superiores, acima dos 100 W. Os módulos por sua vez, quando agregados, dão origem aos painéis fotovoltaicos, que por consequente também funcionam em CC (Castro, 2011).

Note-se que em sistemas conectados à rede elétrica, é necessário a adição de um equipamento de interface, um inversor, uma vez que a rede elétrica funciona em CA. Assim este equipamento é responsável por converter a CC em CA, fazendo de ponte entre a central fotovoltaica e a RESP (Castro, 2011).

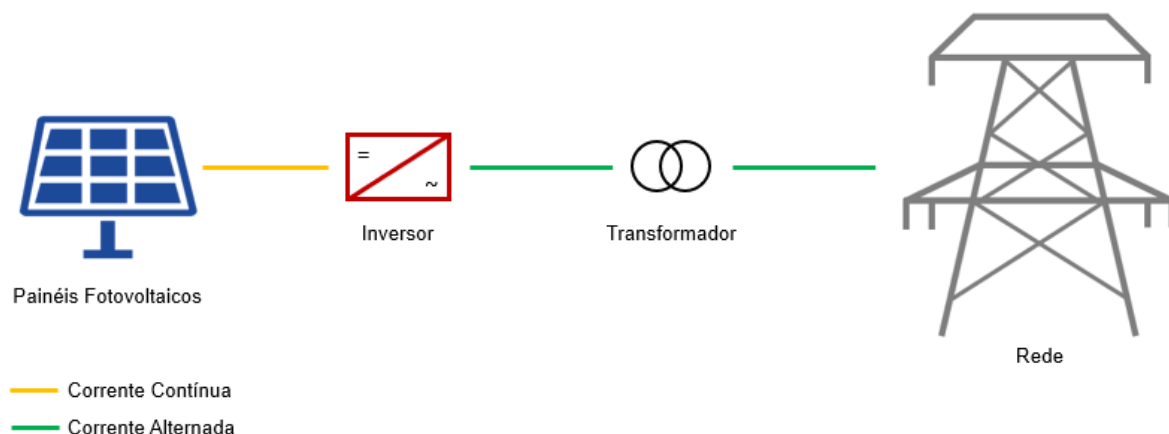


Figura 2.4 - Componentes de sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Adaptado de (Carneiro, 2009).

2.3 – Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é considerada a unidade fundamental de um sistema fotovoltaico, pois tem a função de transformar a radiação solar incidente em energia elétrica. O funcionamento da célula está assente no efeito fotovoltaico, que consiste na transformação direta de luz solar em corrente elétrica (Pandikumar, et al., 2019).

Para esta conversão ocorrer, são necessários materiais semicondutores puros, que são dopados com elementos químicos, cujo objetivo é controlar as suas propriedades elétricas e deste modo promover o efeito fotovoltaico. A escolha dos elementos utilizados na dopagem, tem em conta o número de eletrões livres resultantes (Ramalingam, et al., 2017).

Uma célula fotovoltaica é composta por duas camadas de material semicondutor dopado, uma tipo-n e outra tipo-p, que possuem, excesso e deficit de eletrões, respetivamente. Este facto faz com que a primeira camada seja caracterizada por possuir uma carga eletricamente negativa, e a segunda, uma carga eletricamente positiva. A região onde ambas as camadas dopadas com os diferentes elementos

químicos se juntam representa a junção p-n, denominada de zona de depleção. Esta zona comporta-se como isolante elétrico, uma vez que a circulação de cargas elétricas nela é praticamente nula. As cargas eletricamente negativas, que se encontram junto da junção p-n são atraídas pelas positivas, o que origina uma carência de eletrões na camada tipo-n. Este processo ocorre também inversamente, ou seja, cargas positivas da camada tipo-p, que se encontram junto da zona de depleção, fluem por difusão para a camada tipo-n, levando por sua vez a uma falta de cargas positivas na camada tipo-p (Ramalingam, et al., 2017) (Hernández-Callejo, et al., 2019).

Esta transição de cargas entre camadas origina um campo elétrico na junção p-n, a base de funcionamento das células solares que, matematicamente, se comportam como um díodo. O efeito fotovoltaico (Figura 2.5) é despoletado quando a luz solar incide na superfície do material semiconductor, dando origem à transição de cargas positivas e negativas entre camadas da célula (Ramalingam, et al., 2017) (Hernández-Callejo, et al., 2019).

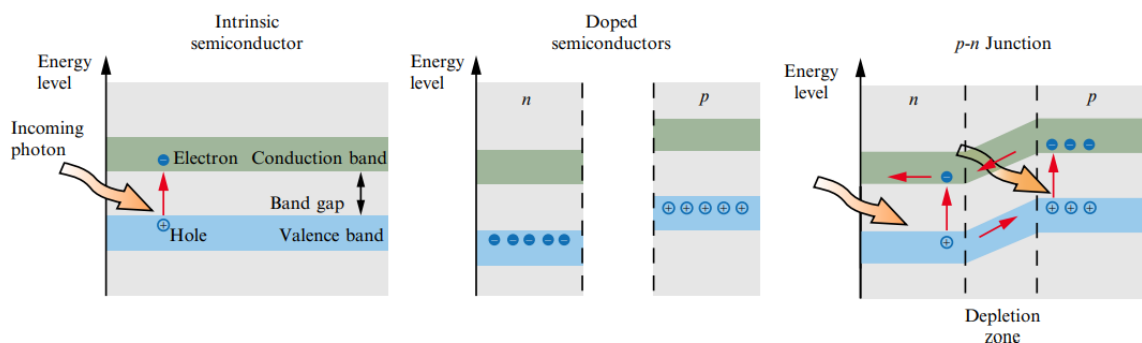


Figura 2.5 - Princípio do efeito fotovoltaico (Ramalingam, et al., 2017).

Em suma, quando a luz solar (radiação eletromagnética) atinge a superfície da célula fotovoltaica, esta é absorvida caso a energia dos fótons seja superior ao hiato energético do semiconductor, gerando um desequilíbrio das cargas. As cargas geradas pela luz solar são aceleradas pelo campo elétrico da junção p-n, o que origina uma barreira de potencial. Este processo leva ao aparecimento de uma diferença de potencial entre as duas camadas da célula.

2.3.1 – Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica

De forma a analisar o funcionamento de uma célula fotovoltaica, este pode ser simplificado a um circuito formado por uma fonte de corrente, um díodo, uma resistência em série e outra em paralelo, como mostra a Figura 2.6 (Hernández-Callejo, et al., 2019).

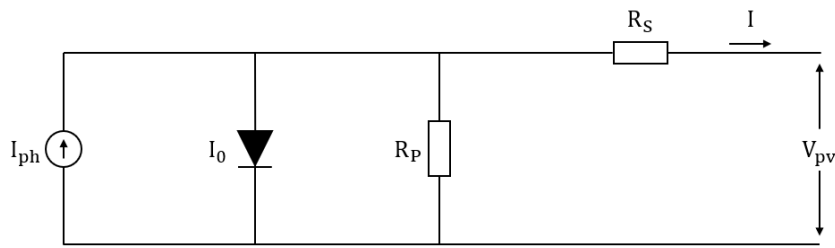


Figura 2.6 - Modelo de díodo para célula fotovoltaica. Adaptado de (Hernández-Callejo, et al., 2019).

Sendo I_D a equação convencional que descreve um díodo simples:

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right] \quad (2.1)$$

No momento em que a camada semicondutora é iluminada, vai ser gerada uma corrente, I_{ph} que despoleta o funcionamento da célula, criando uma diferença de tensão entre os terminais da célula (V_{pv}). Deste modo, a corrente real que flui para fora da célula é calculada através da seguinte expressão:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V_D}{R_p} \quad (2.2)$$

Com $V_D = V_{pv} + R_s \times I$.

Sendo:

I_{ph}	Corrente criada pela absorção de luz solar (A)
I_0	Corrente de saturação do díodo (A)
q	Carga elétrica de um eletrão ($1,602 \times 10^{-19}$ C)
n	Fator de qualidade do díodo
k	Constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K)
T	Temperatura da célula fotovoltaica (K)
V_{pv}	Tensão de saída da célula fotovoltaica (V)
R_S	Resistência em série (Ω)
R_P	Resistência em paralelo (Ω)

As resistências presentes no circuito, R_S e R_P , traduzem perdas de tensão e corrente ocorridas no funcionamento da célula. A primeira, R_S , passa pela resistência da própria célula fotovoltaica, ou seja, a resistência elétrica do material em conjunto com a resistência dos contactos metálicos, tipicamente indicadas por perdas por efeito de joule (Oliveira, et al., 2011).

A resistência em paralelo, R_P , traduz perdas que resultam do processo de fabrico da célula, correspondendo a correntes que circulam neste componente, devido a imperfeições dos materiais (Oliveira, et al., 2011).

Quanto maior o nível de irradiância solar incidente na célula, maior será o fluxo de fótons incidentes, o que origina uma corrente I_{ph} superior.

Uma célula fotovoltaica é caracterizada por uma curva I-V (Figura 2.7), sendo de especial importância dois pontos de operação: curto circuito e circuito aberto, cuja análise permite extrair características importantes deste componente. Estes valores são medidos pelos fabricantes da célula, sob condições de referência, STC (*Standard Test Conditions*), que consideram a temperatura da célula a 25 °C e a radiação incidente de 1000 W/m².

No primeiro caso, a célula é colocada em curto-circuito e assim a corrente atinge o seu valor máximo, isto é, o valor de corrente de curto circuito (I_{SC}), enquanto que a tensão que atravessa a célula é nula.

$$\begin{aligned} V_D &= 0 \\ I_D &= 0 \\ I &= I_{ph} = I_{SC} \end{aligned} \quad (2.3)$$

No segundo ponto de operação, o circuito da célula encontra-se em aberto, e a tensão aos terminais da célula atinge o seu valor máximo, isto é, a tensão em vazio (V_{OC}), significando que a corrente que flui na célula toma um valor nulo.

$$\begin{aligned} I &= 0 \\ V_d &= 0 \\ V_{OC} &= n \times V_T \times \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Com $V_T = \frac{kT}{q}$.

Para além destas características, é ainda possível obter o ponto de potência máxima (P_{mp}), através do valor de corrente e de tensão que permitem atingir a máxima potência (I_{mpp} e V_{mpp} , respetivamente) (Luque, et al., 2011).

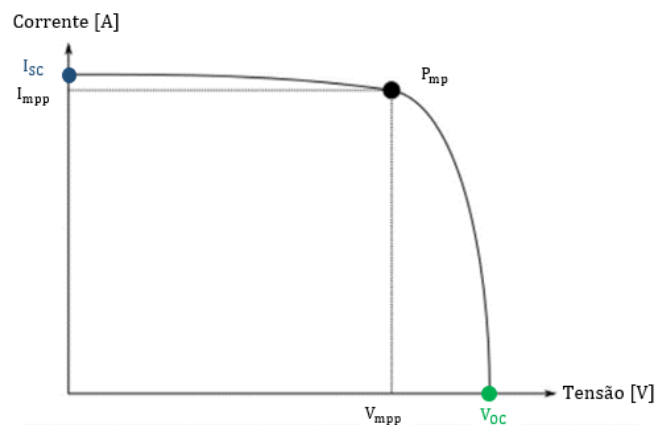


Figura 2.7 - Curva caraterística I-V de uma célula fotovoltaica (Hernández-Callejo, et al., 2019).

Através das variáveis presentes na curva característica de uma célula, é possível determinar o fator de forma da curva (FF), que se relaciona com a qualidade da junção p-n e da resistência em série da célula. Esta variável é calculada através da seguinte expressão (Luque, et al., 2011):

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (2.5)$$

O rendimento de uma célula fotovoltaica tem em consideração a potência máxima atingida por esta (P_{mp}), a radiação incidente (G) e ainda a área da célula (A). Este valor é calculado através da seguinte equação:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A \times G} \quad (2.6)$$

2.3.2 – Tecnologias das Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas encontram-se divididas por gerações, tendo em conta os materiais constituintes, os processos e tecnologias de fabrico. O esquema presente na Figura 2.8, representa tecnologias existentes de células (Sampaio, et al., 2018).

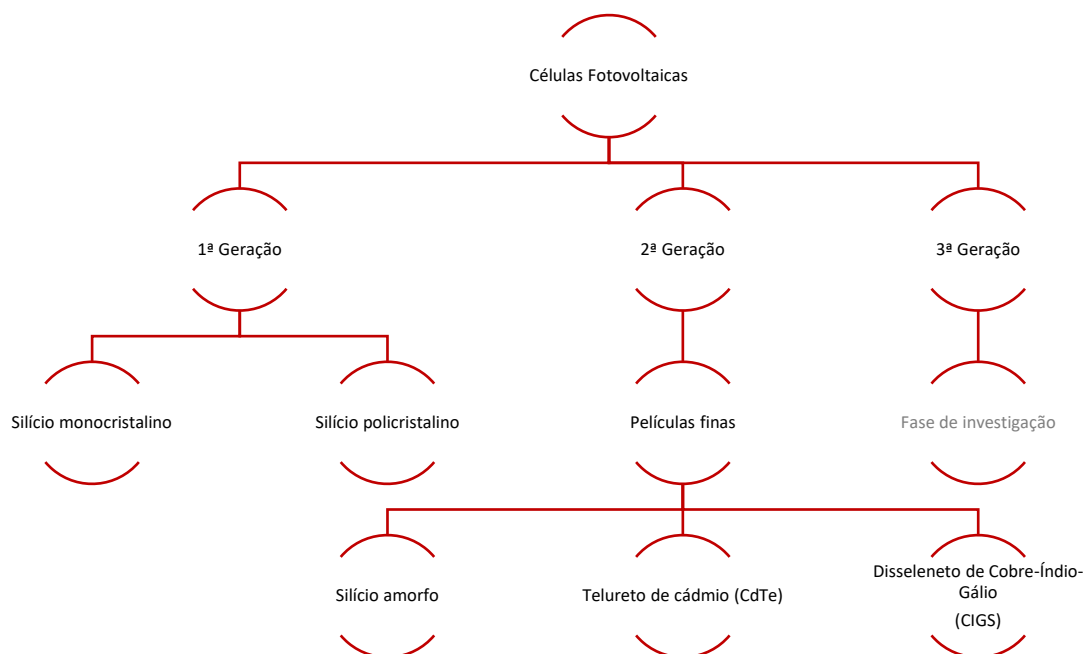


Figura 2.8 - Tecnologias das células fotovoltaicas. Adaptado de (Sampaio, et al., 2018).

O grande desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica deveu-se às células de primeira geração, as primeiras células a serem desenvolvidas, à base de silício que apresentavam um rendimento muito reduzido, de cerca de 6 %. O silício é o segundo elemento químico mais utilizado na Terra, sendo caracterizado pela sua disponibilidade quase ilimitada, o que se traduz num fator bastante positivo para esta tecnologia, mas em contrapartida é um material considerado caro e com um rendimento abaixo do desejável (Castro, 2011) (Greenpro - Comissão Europeia, 2004) (Singh, 2013).

Posteriormente, as células fotovoltaicas de 2ª geração ganham relevância, uma vez que há uma redução considerável de matéria prima, logo os custos associados são menores. Atualmente e ainda numa fase de investigação encontram-se as células de 3ª geração, que incluem células orgânicas e ainda células patenteadas que não se encontram em comercialização (Castro, 2011).

2.3.2.1 – Tecnologias de 1ª Geração

As células fotovoltaicas à base de silício, representam a maioria do mercado deste componente (cerca de 87 %), estando divididas em dois tipos. As células de silício monocristalino, o qual é conseguido através do corte de um lingote de um monocristal

de silício puro e as células de silício policristalino, o qual é originado de um lingote de silício com vários cristais (Castro, 2011).

Estas células diferem essencialmente no custo de produção e no rendimento. As células monocristalinas apresentam custos de produção cerca de 20 % superiores às policristalinas, o que se traduz numa desvantagem. Relativamente ao rendimento, as policristalinas possuem uma menor percentagem, cerca de 20,4 %, quando comparadas com as monocristalinas, que rondam os 25%. Este facto deve-se essencialmente à uniformidade da estrutura molecular das células, que é superior para o silício monocristalino que para o policristalino, o qual vai apresentar descontinuidades na sua estrutura molecular, que dificultam a movimentação dos eletrões, reduzindo assim a potência gerada (Castro, 2011) (Green, et al., 2012).

2.3.2.2 – Tecnologias de 2ª Geração

Como referido anteriormente, o silício é um elemento caro, sendo que o seu custo representa cerca de 50 % do custo final do módulo. Assim, houve a necessidade de investigar outras opções mais acessíveis, não só ao nível dos materiais utilizados, mas também no que diz respeito ao processo de fabrico das células. Dada esta necessidade, surgem as tecnologias de filmes finos, ou seja, as células de 2ª geração (Castro, 2011).

Os materiais utilizados por esta tecnologia são caracterizados por serem melhores absorvedores de luz, o que leva à possibilidade de redução da espessura do semicondutor e consequentemente à redução dos custos associados à célula. Nesta tecnologia, é depositado material semicondutor em substratos de elevada área, sendo os mais utilizados o Silício amorfo, o Telureto de cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS), como representado na Figura 2.8 (Sampaio, et al., 2018) (Castro, 2011).

As células de 2ª geração são caracterizadas pela sua maleabilidade e flexibilidade dos processos de fabrico, além de apresentarem custos inferiores às de 1ª geração. Estes factos fazem com que esta tecnologia tenha sofrido um acentuado crescimento nos últimos anos (Castro, 2011).

Células de Silício Amorfo

O Silício amorfo é um material que apresenta diversos defeitos na sua estrutura, não tendo uma estrutura cristalina como os anteriormente referidos. Esta característica impede este material de ser utilizado de forma única em células fotovoltaicas. No entanto, este pode ser utilizado após sofrer um processo de hidrogenização, no qual é adicionada uma determinada quantidade de hidrogénio que irá diminuir os defeitos estruturais, possibilitando assim a sua utilização em células (Castro, 2011).

Estas células de filmes finos possuem uma grande desvantagem no que diz respeito à eficiência. O valor de eficiência para este tipo de células é no máximo cerca de 11 a 12 %, sendo que com o passar do tempo, e devido ao desgaste sofrido, estes valores reduzem para cerca de 5 a 6 % (Castro, 2011) (Green, et al., 2012).

Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

As células de telureto de cádmio são o tipo de células de 2ª geração mais utilizado. Estas são caracterizadas por alcançarem níveis de eficiência que rondam os 10 a 11%, chegando a atingir pouco mais de 16 % em laboratório (Castro, 2011) (Green, et al., 2012).

Esta tecnologia apresenta uma desvantagem bastante acentuada, que diz respeito à toxicidade do Cádmio, levantando várias questões relativamente à sua inocuidade ambiental. Uma outra desvantagem passa pelo facto de o telúrio, elemento constituinte destas células, ser considerado raro, o que limita a sua utilização (Castro, 2011).

Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS)

Esta é a tecnologia mais eficiente de 2ª geração, alcançando eficiências entre 11 a 13%, quando em utilização dita normal, chegando a atingir valores na ordem dos 20% em laboratório (Castro, 2011) (Green, et al., 2012).

As células de CIGS são caracterizadas por serem compostas por materiais não tóxicos e que não se degradam com a exposição solar. No entanto apresentam uma camada de absorção muito complexa, a qual é formada por um total de cinco elementos. Este facto, além de aumentar os custos, leva ainda à existência de dificuldades em obter uma camada uniforme. Além disto, o Índio é um elemento que tem disponibilidade

reduzida, o que limita a sua disseminação dentro das tecnologias fotovoltaicas (Castro, 2011).

2.3.2.3 – Tecnologias de 3ª Geração

As células de terceira geração, são um grupo de células que se encontra numa fase de investigação e patenteação, apresentando um grande potencial de evolução (Sampaio, et al., 2018) (Castro, 2011).

As tecnologias abrangidas por esta geração são as células sensibilizadas por corante (*Dye sensitized*) e as células orgânicas ou poliméricas. As grandes vantagens destas células passam pelo reduzido custo de produção e ainda por apresentarem um impacto ambiental mais reduzido que as anteriores, no entanto a eficiência destas tecnologias de terceira geração é menor, quando comparada com as células à base de silício e de filme fino, o que leva à necessidade de utilizar uma maior área para obter os mesmos níveis de potência. Por outro lado, estas não são consideradas células estáveis, sendo que a radiação ultravioleta provoca danos nestes elementos (Karthick, et al., 2020) (Breeze, 2019).

2.4 – Painéis Fotovoltaicos

As células fotovoltaicas são caracterizadas por níveis de potência muito reduzidos, o que se torna insuficiente para a grande parte das aplicações pretendidas. Assim, as células são ligadas, tipicamente em série, a fim de aumentar a potência máxima, resultando num módulo fotovoltaico, como é possível observar na Figura 2.9 (An Interdisciplinary MIT Study, 2015).

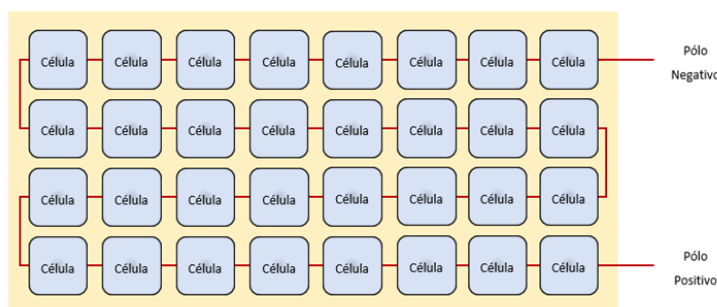


Figura 2.9 - Esquema de associação de células fotovoltaicas. Adaptado de (An Interdisciplinary MIT Study, 2015).

Por sua vez, ao agrupar vários módulos do mesmo tipo, é formado um painel fotovoltaico. Dependendo da variável que se pretende alterar, isto é, tensão ou corrente, agrupamento pode ser feito através de ligações em série, em paralelo, ou mista, permitindo assim o controlo e regulação da energia produzida pelo sistema. A Figura 2.10, representa um esquema hierárquico dos sistemas fotovoltaicos.

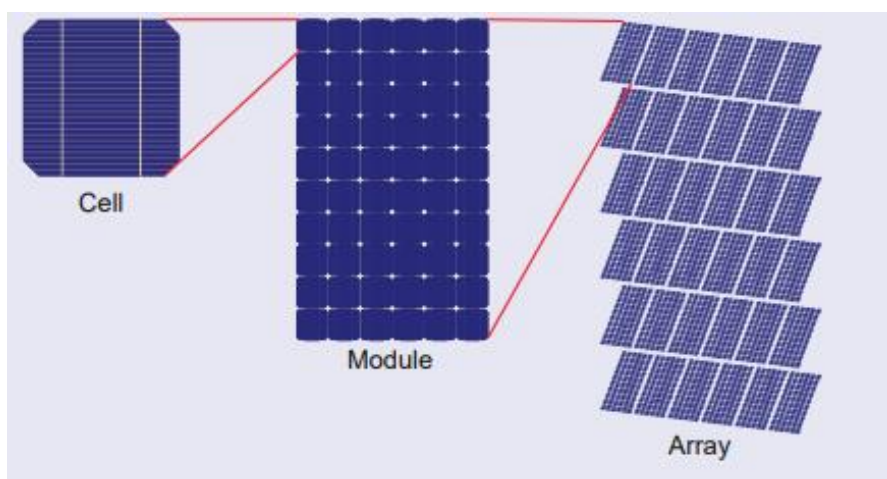


Figura 2.10 - Hierarquia de um sistema fotovoltaico (An Interdisciplinary MIT Study, 2015).

Na ligação de módulos em série (Figura 2.11), de forma a originar um painel fotovoltaico de potência superior, é obtida uma maior tensão aos terminais do painel. Neste caso a corrente não altera e corresponde à estipulada pelo módulo.

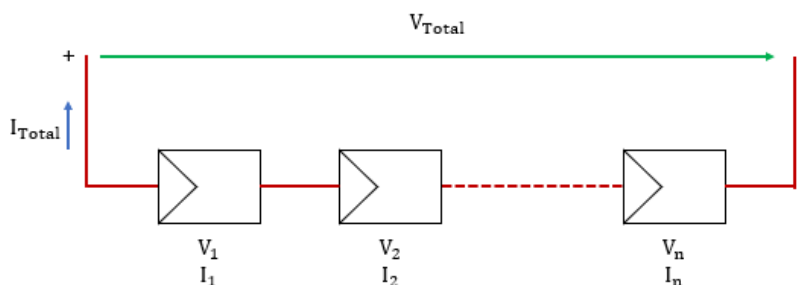


Figura 2.11 - Ligação em série de n módulos fotovoltaicos.

Tendo em conta a Figura 2.11, é possível obter as seguintes equações:

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \rightarrow I_{\text{Total}} = I \quad (2.7)$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = V \rightarrow V_{\text{Total}} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (2.8)$$

A ligação de módulos em paralelo (Figura 2.12), é tipicamente utilizada em sistemas autónomos. Este tipo de agrupamento de módulos é utilizado em situações cujo objetivo passa por obter valores de corrente mais elevados, mantendo a tensão estipulada pelo módulo e assim, aumentar a potência alcançada pelo painel.

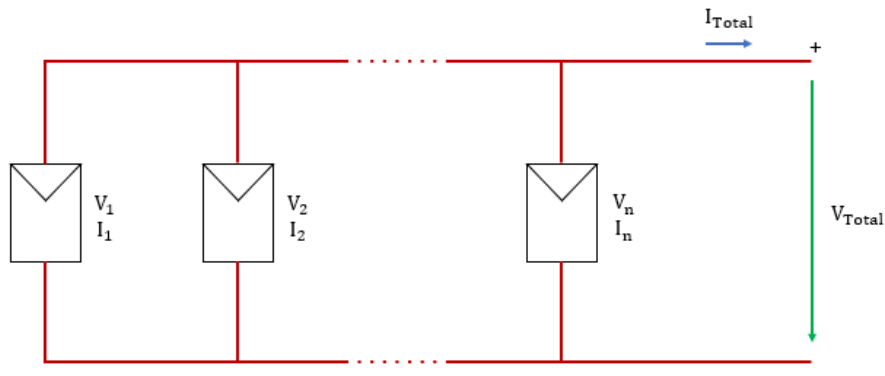


Figura 2.12 - Ligação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

Tendo em conta a Figura 2.12, é possível obter as seguintes relações:

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = V \rightarrow V_{\text{Total}} = V \quad (2.9)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \rightarrow I_{\text{Total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \times I \quad (2.10)$$

Existe ainda um terceiro modo de ligação de módulos, que passa por unir a ligação em série com a ligação em paralelo, obtendo deste modo correntes e níveis de tensão mais elevados. Este é um tipo de associação muito utilizado em sistemas fotovoltaicos ligados à rede. A Figura 2.13 representa esquematicamente a ligação mista de módulos fotovoltaicos, onde n representa o número de filas de módulos e m o número de módulos ligados em série, em cada uma das filas.

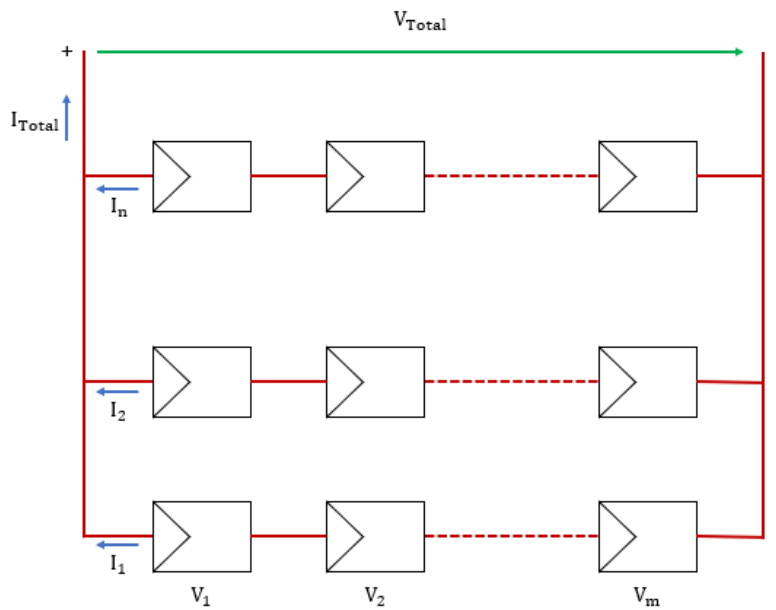


Figura 2.13 - Ligação mista de $(n \times m)$ módulos fotovoltaicos.

Analogamente ao analisado para cada tipo de ligação, em série e paralelo, na ligação mista entre módulos fotovoltaicos, obtém-se as seguintes expressões:

$$V_1 = V_2 = \dots = V_m = V \rightarrow V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_m = m \times V \quad (2.11)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \rightarrow I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \times I \quad (2.12)$$

Como é expectável, estas associações entre módulos, provocam alterações nas curvas I-V do painel, alterando o valor de tensão, corrente, ou ambos, dependendo do

tipo de ligação. A Figura 2.14 representa as alterações verificadas nos valores característicos do painel, tendo em conta o número de módulos ligados, bem como o tipo de ligação existente entre os mesmos.

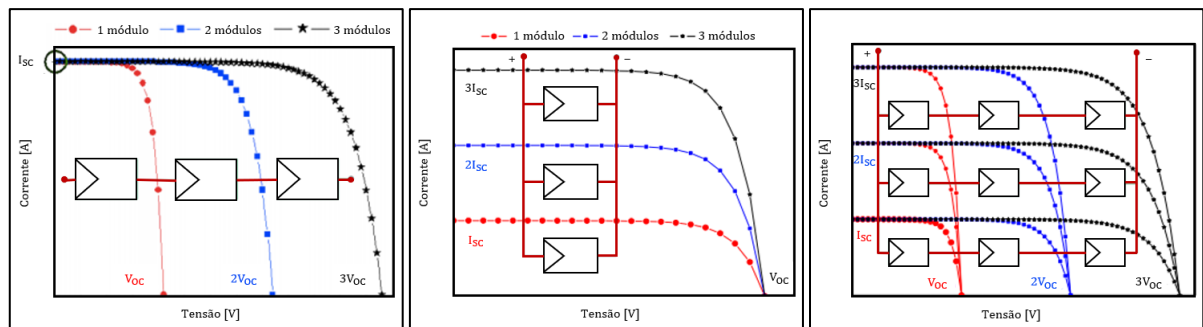


Figura 2.14 - Curvas I-V para ligação em série, em paralelo e mista, respetivamente, de módulos fotovoltaicos.

2.4.1 – Sistema de Fixação de Painéis Solares

Os painéis, quando ao sistema de fixação, distinguem-se essencialmente em dois tipos: os fixos e os móveis, também designados por seguidores solares ou *trackers*. A principal diferença entre estes é que os primeiros não acompanham o movimento diário da Terra, ao contrário dos *tracker* que acompanham a movimentação, sendo que os painéis vão sendo orientados para o Sol ao longo do dia. Esta característica faz com que, teoricamente, a produção de energia seja superior em sistemas *tracker*, quando comparada com sistemas fixos, já que os módulos fotovoltaicos são ajustados e assim ficam perpendiculares à radiação solar incidente (Eke, et al., 2012).

Os sistemas seguidores solares estão divididos ainda consoante o número de eixos, podendo ser de um ou dois eixos. Os sistemas *tracker* de eixo único (Figura 2.15) são projetados para seguir o Sol de acordo com a direção azimutal, de este para oeste, ou então de acordo com a direção zenital, de norte para sul. Estes são considerados de eixo vertical, quando o eixo de rotação do painel é perpendicular ao plano tangente da superfície da Terra, ou de eixo horizontal, quando o eixo de rotação do painel é paralelo ao plano tangente da superfície da Terra (Reis, 2016).

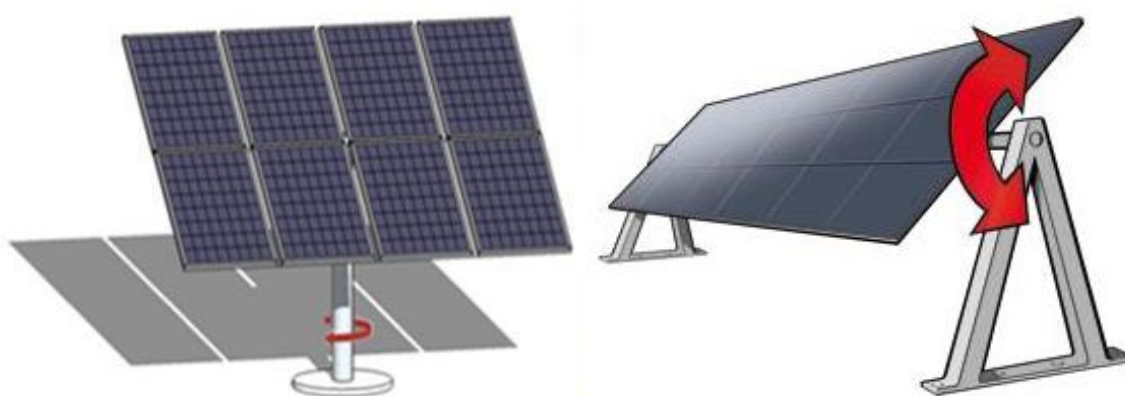


Figura 2.15 - Seguidor Solar de eixo único, à direita de eixo vertical e à esquerda de eixo horizontal (Pinto, et al.) (Solar Choice Staff, 2010).

Por sua vez, um sistema tracker de eixo duplo (Figura 2.16) combina as duas possibilidades, podendo movimentar os módulos de este para oeste e ainda de norte para sul. Esta dupla movimentação dos painéis, resulta numa maior captação da energia proveniente do Sol.



Figura 2.16 - Seguidor Solar de eixo duplo (Solar Choice Staff, 2010).

O fator positivo dos sistemas *tracker* comparativamente aos fixos, como referido anteriormente, passa pelo melhor aproveitamento da radiação solar, o que se traduz em níveis de energia produzida superiores. No entanto, ao nível de custo por unidade de capacidade nominal, os *tracker* apresentam custos mais elevados, uma vez que requerem mais hardware e a sua instalação e manutenção é mais complexa que os painéis de sistemas fixos. Assim, num sistema fotovoltaico, torna-se essencial

alcançar um equilíbrio entre os possíveis níveis de energia obtidos e os custos associados, em cada tipo de painéis, uma vez que estes variam dependendo do local geográfico onde se insere a instalação, bem como ao longo do tempo (Drury, et al., 2014).

2.5 – Inversores

A energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é em CC, no entanto a rede de transporte e distribuição funciona em CA. Assim são necessários inversores, que são responsáveis por converter a corrente gerada pelos painéis em CA, de modo a que seja possível incorporar o sistema fotovoltaico na RESP.

Assim, num sistema fotovoltaico conectado à rede, o inversor é o componente que serve de elo de ligação entre as duas partes. Relativamente a inversores para sistemas fotovoltaicos, estes podem ser inversores centrais ou distribuídos, isto é cada painel possui um inversor (Villarejo, et al., 2011).

Os inversores centrais (Figura 2.17) são caracterizados por terem um custo por unidade de potência reduzido e uma eficiência elevada. Contudo, este tipo de sistema possui apenas um controlador MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) cujo objetivo é otimizar o aproveitamento da energia produzida pelos vários painéis fotovoltaicos, que se encontram ligados ao mesmo inversor. Este facto traduz-se numa desvantagem para este tipo de sistemas, uma vez que para fins de operação/manutenção, é necessário desativar todos os painéis ligados para a intervenção, levando a perdas indesejadas (Villarejo, et al., 2011).

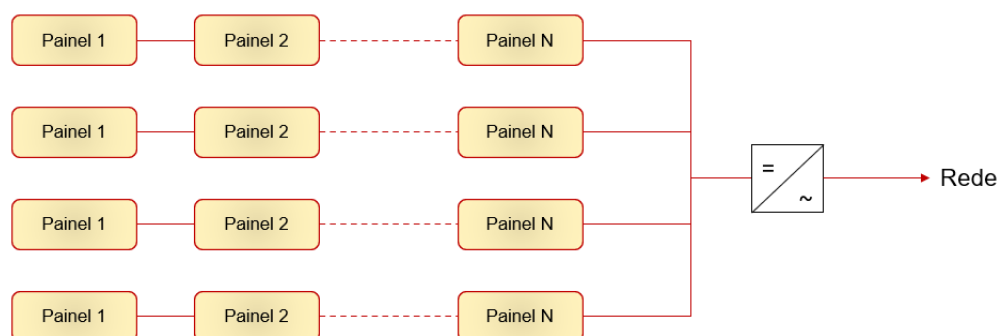


Figura 2.17 - Esquema de inversor central.

Os inversores descentralizados, ou distribuídos, têm como vantagem que cada painel, ou um conjunto reduzido de painéis, possua um controlador MPPT, o que faz com que as tarefas de manutenção/operação não provoquem tantas perdas. A desvantagem deste tipo de inversores, passa por acrescentar custo aos sistemas fotovoltaicos. Este tipo de inversores apresenta também uma eficiência levada (próxima dos inversores centrais), alcançando rendimentos de cerca de 97 % (Villarejo, et al., 2011).

Tipicamente, as centrais possuem vários inversores ao longo da sua área (inversores descentralizados), aos quais se encontram ligados grupos de painéis, uma vez que além da manutenção ser facilitada e não resultar em perdas maiores, também é reduzido o comprimento dos condutores em CC que são responsáveis por uma parte significativa das perdas verificadas nos parques fotovoltaicos.

Neste contexto, os inversores descentralizados podem ser de fileira ou de várias fileiras. Os inversores de fileira (Figura 2.18) são colocados entre um conjunto de painéis ligados em série, de características semelhantes, e a RESP. Este tipo de inversores, quando comparado com os inversores centralizados, apresenta vantagens como (SMA21):

- Em situação de avaria numa determinada fileira de painéis, a energia produzida pelas sobranter fileiras é entregue à RESP.
- O efeito de ligações com defeito é reduzido.
- O sistema torna-se mais eficiente, uma vez que o ponto de potência máximo é adaptado a cada fileira individualmente.

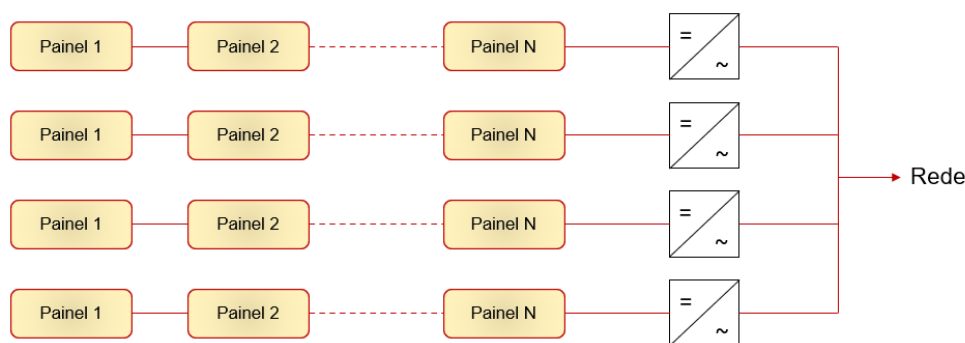


Figura 2.18 - Esquema de inversor de fileira.

Os inversores de várias fileiras são utilizados quando o *layout* da disposição dos painéis não é uniforme, ou no caso dos painéis ligados terem características diferentes, como por exemplo o número de módulos existente em cada painel. Deste modo, são

ligados vários painéis a cada inversor, não necessariamente em fileira, que transformam a energia produzida em CA para posteriormente ser entregue à rede (SMA21).

CAPÍTULO 3 – PARQUES FOTOVOLTAICOS EM PORTUGAL

A incidência da radiação solar no continente Europeu varia em função da latitude do ponto de receção. Em concreto, países a sul da Europa são caracterizados por maiores níveis de radiação, já os países a norte apresentam valores bastante inferiores, chegando a atingir apenas metade dos níveis obtidos para os países a sul.

O território português é caracterizado pelos seus níveis elevados de radiação solar, sendo considerado um dos países com níveis mais elevados da Europa, juntamente com Espanha e Itália (Figura 3.1). Assim, Portugal é um país favorável para a implantação de sistemas fotovoltaicos. Numa superfície de sistema de fixação fixo e orientação ideal, é possível obter níveis de radiação solar entre cerca de 1 350 kWh/m² (a norte) e 2 100 kWh/m² (a sul) (Solargis, 2020).

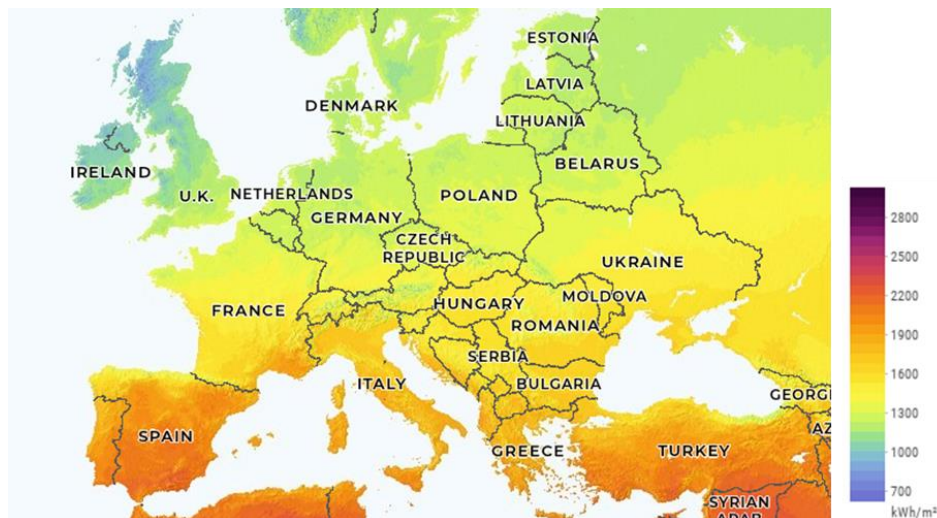


Figura 3.1 - Radiação global inclinada para ângulos ideais, em países europeus (Solargis, 2020).

Nesta análise serão examinados alguns parques fotovoltaicos em Portugal, pertencentes à REN, cuja potência instalada é no mínimo 10 MW. Estes parques estão espalhados de norte a sul do país. A Figura 3.2 mostra a localização destas centrais fotovoltaicas, sendo notório que a maioria destas se situam mais a sul do país, zona que, como referido, é a mais apelativa à implantação desta tecnologia, no que diz respeito aos níveis de radiação solar obtidos.

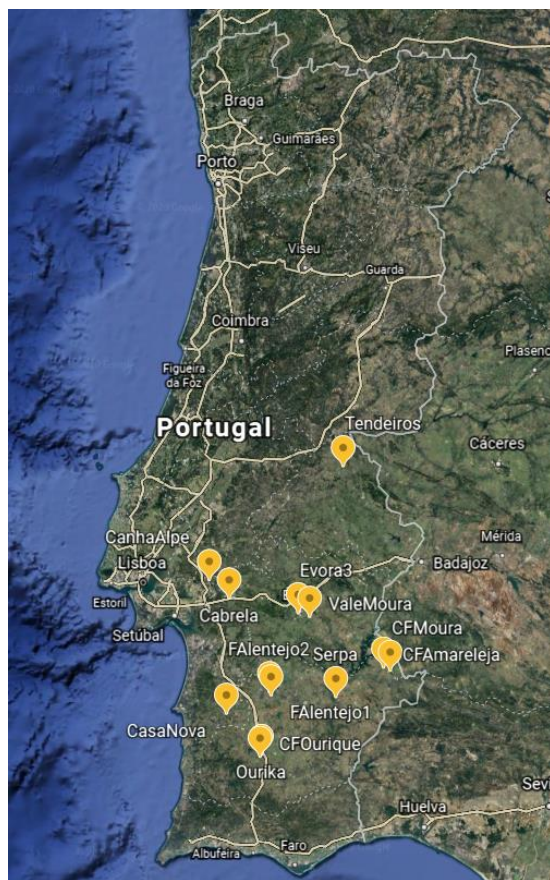


Figura 3.2 - Parques fotovoltaicos em análise.

Portugal está dotado de centrais com, essencialmente, 3 tipos de sistemas de fixação: sistema de painel fixo, como é o caso dos parques Cabrela, CanhaAlpe, CFAmareleja, CFOurique, Evora3, FAIentejo1, Ourika e ValeMoura; sistema de seguidor solar de um eixo de rotação horizontal, como é o caso dos parques CasaNova, FAIentejo2, Serpa e Tendeiros; e sistema de seguidor solar de dois eixos, como é o caso de CFMoura (Anexo I).

Para que seja possível um estudo mais próximo da realidade, neste capítulo será realizada uma caracterização apenas de alguns destes parques, uma vez que não é possível a obtenção de informação de todos. Para isso foram obtidos valores de áreas, brutas e úteis, com a finalidade de obter índices e assim ser possível a comparação dos diversos parques. Ainda foi analisado o ângulo de limite de cada um, com o intuito de alcançar os parques medianos, de cada tipo, e assim proceder à análise.

3.1 – Metodologia

A metodologia utilizada para recolher os dados dos respetivos parques passou pela utilização de imagens satélite, através da ferramenta *Google Earth*, e pela realização de medições e contagens através da própria ferramenta. Apesar dos dados apresentados pelo *Google Earth* terem uma incerteza associada, representam uma aproximação significativa da realidade.

A recolha de dados começou pela medição da área bruta do parque, depois área útil, e ainda pela medição e contagem de painéis e restantes estruturas de apoio. Os índices foram calculados através das relações entre os dados obtidos e alguns dados já conhecidos.

Como Área Bruta foi considerada a totalidade da área do parque, que está definida por uma barreira física como uma rede ou um muro, ou seja, é incluído a área dos painéis, estruturas de apoio, áreas vegetativas dentro do parque e áreas mortas, que não contêm nada, mas que se encontram dentro do limite definido para o parque. Em oposição, a Área Útil inclui apenas a área que está ocupada pelos painéis, em que para se chegar ao valor de final se multiplicou a área média dos painéis pelo número de painéis, e a área das estruturas de apoio.

Nas estruturas de apoio consideradas estão incluídos os arruamentos, casas painel⁵ e subestações. Nos arruamentos, uma vez que não estão disponíveis as respetivas plantas dos próprios parques, as medições foram feitas com base numa avaliação crítica do que seria ou não passível de ser considerado arruamento. As casas painel, foram medidas individualmente e somada a sua totalidade, dentro da caracterização de cada parque. As subestações, uma vez que na sua generalidade, apenas existe uma por parque, foram também medidas individualmente.

A medição das dimensões dos painéis, tal como a distância entre painéis, foi feita em 10 pontos diferentes do parque e traçada a média, de modo a aumentar o nível de certeza do resultado.

A medição da distância entre painéis, variou em função do sistema de fixação dos painéis.

⁵ Edifícios que comportam equipamentos necessários ao correto funcionamento do parque fotovoltaico, como por exemplo inversores e transformadores.

Para o caso de parques constituídos por painéis fixos, uma vez que se encontram paralelos ao equador, a distância entre filas de painéis é obtida na vertical (D_v), isto é, na direção sul norte, onde posteriormente é feita uma estimativa da área necessária para o espaçamento entre filas de painéis (E_p), tendo em conta esta distância D_v , as dimensões dos painéis e ainda o número de painéis. A Figura 3.3 representa as componentes necessárias para esta estimativa.

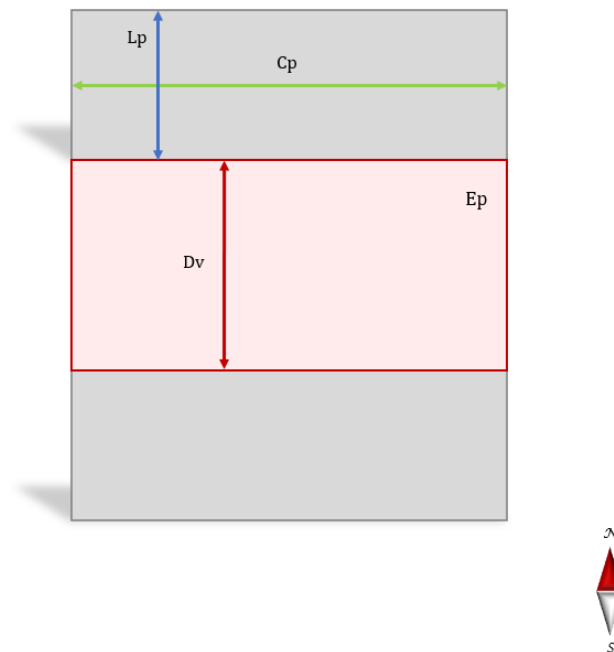


Figura 3.3 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de painéis de eixo fixo.

Assim, para chegar a um valor de E_p , para os parques compostos por painéis fixos, recorre-se à seguinte expressão:

$$E_p = (C_p \times D_v) \times (N - 1) \quad (3.1)$$

Sendo, C_p o comprimento dos painéis utilizados e N o número de painéis utilizados.

No caso dos painéis seguidores com um eixo de rotação horizontal a medição considerada entre painéis corresponde à distância horizontal (D_h), como representado

na Figura 3.4, seguindo a Equação (3.2) abaixo mencionada para o cálculo do espaçamento entre painéis.

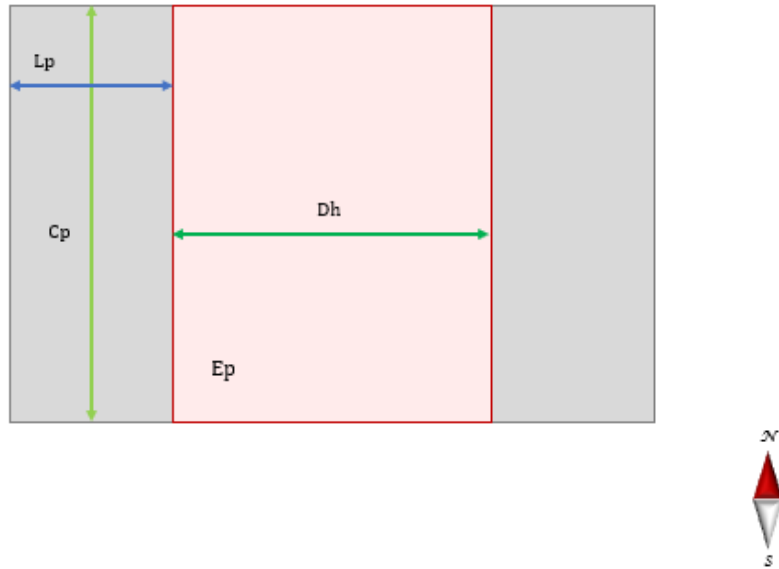


Figura 3.4 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de seguidores solares de eixo horizontal.

Assim, para chegar a uma estimativa de E_p , para os parques compostos por seguidores de eixo de rotação horizontal, recorre-se à seguinte expressão:

$$E_p = (C_p \times D_h) \times (N - 1) \quad (3.2)$$

Nos sistemas *tracker* de dois eixos, é feita a determinação da distância entre painéis vertical (D_v) e horizontal (D_h), tal como indicado na Figura 3.5, sendo que neste caso para chegar ao valor do E_p é utilizada a seguinte equação:

$$E_p = \left[(C_p \times D_v) \times \frac{N}{2} \right] + [(L_p \times D_h) \times (N - 2)] + \left[(D_v \times D_h) \times \left(\frac{N}{2} - 1 \right) \right] \quad (3.3)$$

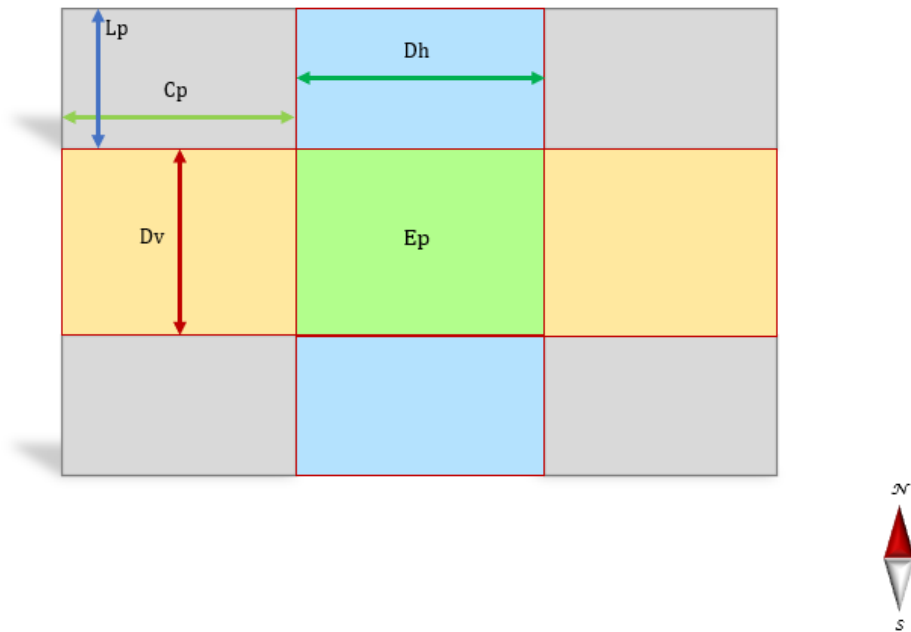


Figura 3.5 - Componentes para cálculo do espaçamento entre filas de painéis para parques dotados de seguidores solares de dois eixos.

Ainda no âmbito da metodologia utilizada para caracterização dos parques fotovoltaicos, é calculado o ângulo mínimo de elevação do Sol, para o qual um painel não provoca sombra no seu adjacente, sendo este ângulo denominado por ângulo de limite (β). No entanto para calcular o valor de β é necessário conhecer previamente a inclinação ideal do painel, que corresponde ao ângulo α . Segundo (Lorenzo) este último pode ser calculado através da expressão:

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \text{Latitude } [^\circ] \quad (3.4)$$

Para o cálculo do ângulo limite no caso de um painel fixo ou um seguidor de eixo de rotação horizontal, consideram-se as características presentes no esquema da Figura 3.6.

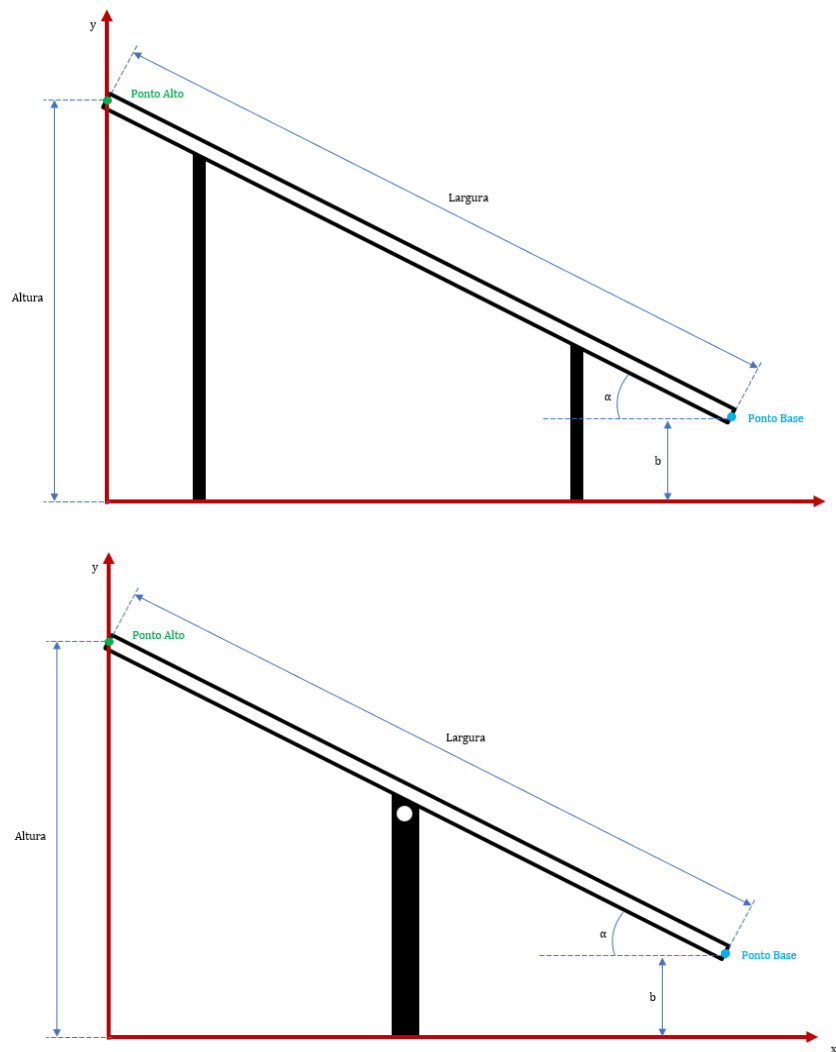


Figura 3.6 - Caraterísticas de um painel fixo (superior) e de um seguidor de eixo horizontal (inferior).

A distância b corresponde a uma distância tomada como padrão, de meio metro⁶, a qual impede que a base do painel assente no solo.

A altura, em mm, a que se encontra o *Ponto Alto* do painel é obtida através da seguinte expressão:

$$\text{Altura} = \tan(\alpha) + b \text{ [mm]} \quad (3.5)$$

⁶ O valor de meio metro tem por base um caso real situado em Montes Novos.

Por fim, procede-se ao cálculo do ângulo de limite (β), tendo em conta o espaçamento entre filas de painéis, como exemplifica a Figura 3.7.

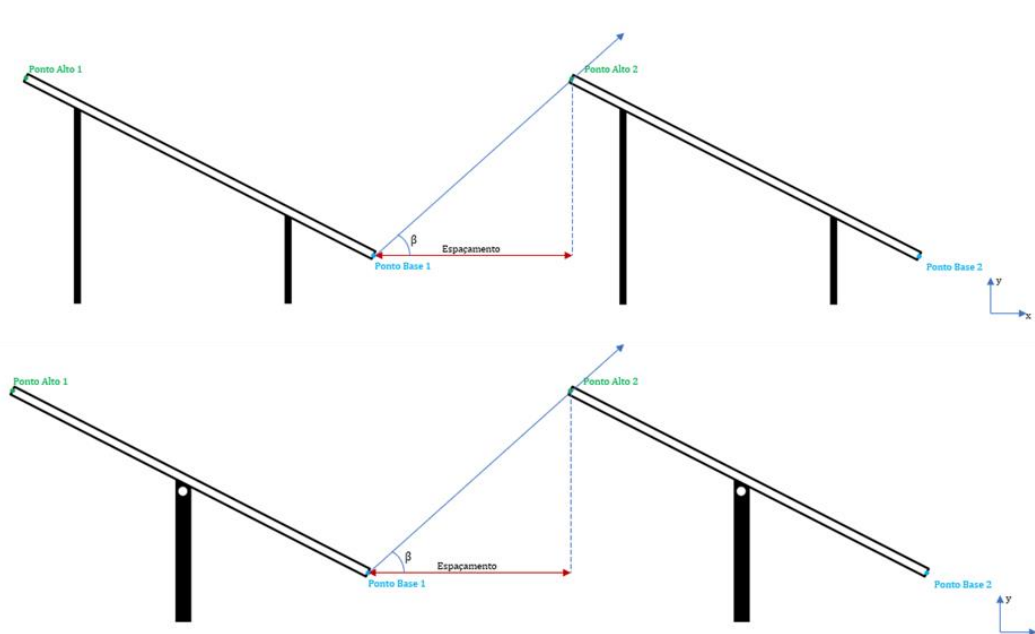


Figura 3.7 - Representação do ângulo de limite em função do espaçamento entre filas para painéis fixos (superior) e para seguidores de eixo horizontal (inferior).

De salientar que, o *Ponto Alto 2* e o *Ponto Base 2*, correspondem a uma duplicação dos anteriores, separados pelo valor do espaçamento entre filas de painéis, assim, são iguais aos valores anteriores, adicionados da largura do painel e do espaçamento (segundo o eixo do x). A Tabela 3.1 representa as coordenadas dos 4 pontos representados na Figura 3.7.

Tabela 3.1 - Valores das coordenadas dos pontos.

	x	y
Ponto Alto 1	0	Altura
Ponto Base 1	Largura	b
Ponto Alto 2	Largura + Espaçamento	Altura
Ponto Base 2	2 × Largura + Espaçamento	b

Através disto é possível determinar o ângulo de limite, em graus, através da seguinte expressão:

$$\beta = \arctan\left(\frac{\text{Altura} - b}{\text{Espaçamento}}\right) = \arctan\left(\frac{\tan(\alpha)}{\text{Espaçamento}}\right) [^\circ] \quad (3.6)$$

Em sistemas dotados com seguidor solar de dois eixos, a metodologia de cálculo difere ligeiramente, uma vez que é necessário considerar três eixos x, y e z, dado que se movimentam consoante a trajetória do Sol (Figura 3.8). Neste caso, é necessário analisar o ângulo de limite entre o plano xy e o eixo z, o ângulo de limite entre x e y não é relevante uma vez que o painel se movimenta consoante a trajetória solar, acompanhando-a completamente.

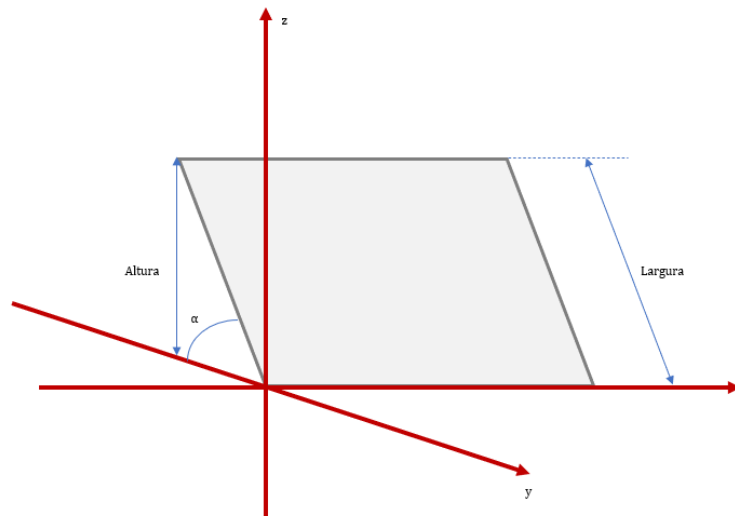


Figura 3.8 - Características do seguidor solar com dois eixos de rotação.

A altura, em mm, a que se encontra o topo do seguidor é obtida através da seguinte expressão:

$$\text{Altura} = \sin(\alpha) \times \text{Largura} [\text{mm}] \quad (3.7)$$

Posteriormente, procede-se ao cálculo do ângulo de limite (β), tendo em conta o espaçamento entre filas de seguidores, como exemplifica a Figura 3.9.

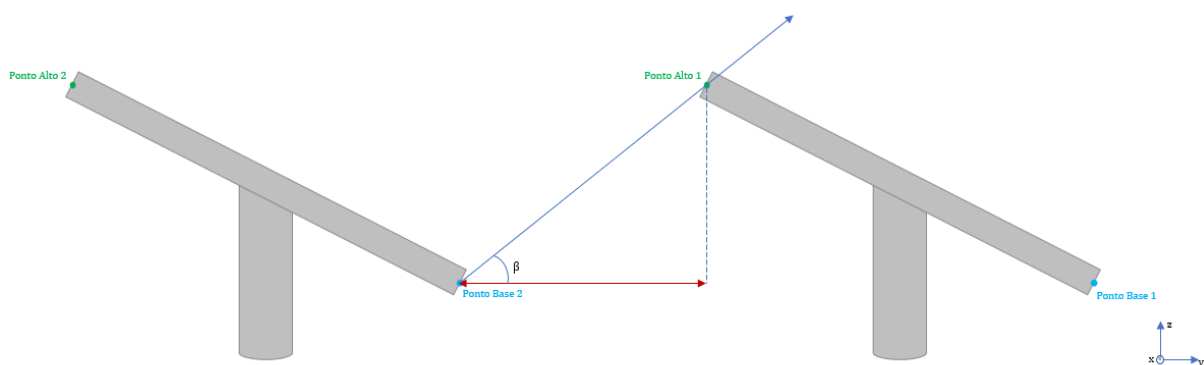


Figura 3.9 - Representação do ângulo de limite em função do espaçamento entre filas de painéis, para seguidores com dois eixos de rotação.

De salientar que, o *Ponto Alto 2* e o *Ponto Base 2*, tal como nos casos analisados anteriormente, correspondem a uma duplicação dos anteriores, separados pelo valor do espaçamento entre filas de seguidores, assim, são iguais aos valores anteriores, adicionados da largura do painel e do espaçamento (segundo o eixo do y). A Tabela 3.2 representa as coordenadas dos 4 pontos representados na Figura 3.9.

Neste caso, tratando-se de um sistema seguidor solar, analisaram-se vários pontos ao longo do comprimento do painel, sendo que o pior caso se constatou nas extremidades do painel, quando a coordenada x era igual para ambos os pontos.

Tabela 3.2 - Valores das coordenadas dos pontos.

	x	y	z
Ponto Alto 1	0	$y_{PB1} - \cos(\alpha) \times \text{Largura}$	Altura
Ponto Base 1	0	0	0
Ponto Alto 2	0	$y_{PB2} - \cos(\alpha) \times \text{Largura}$	Altura
Ponto Base 2	0	$y_{PB1} - \cos(\alpha) \times \text{Largura} - \text{Espaçamento}$	0

Através disto é possível determinar o ângulo de limite, em graus, através da seguinte expressão:

$$\beta = \arctan\left(\frac{\text{Altura}}{\text{Espaçamento}}\right) = \arctan\left(\frac{\sin(\alpha) \times \text{Largura}}{\text{Espaçamento}}\right) [^\circ] \quad (3.8)$$

De um modo geral, a inclinação dos painéis deve ser sempre inferior ao ângulo de limite.

Os valores considerados nesta análise são os presentes no Anexo II e no Anexo III.

3.2 – Parques Fotovoltaicos de Sistema Fixo

Os parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos, são caracterizados por estarem dispostos no sentido este oeste (paralelos ao eixo do equador) e inclinados para sul. Nesta análise são considerados 5 dos 8 parques, uma vez que não existem imagens disponíveis que permitam a obtenção dos dados pretendidos.

3.2.1 – Elementos Constituintes

O parque fotovoltaico de Cabrela (Figura 3.10) fica situado no distrito de Évora e tem uma potência instalada de 13,2 MW. É composto por 1 598 painéis fixos, distanciados verticalmente cerca de 4,47 m, e por 7 casas de painel.

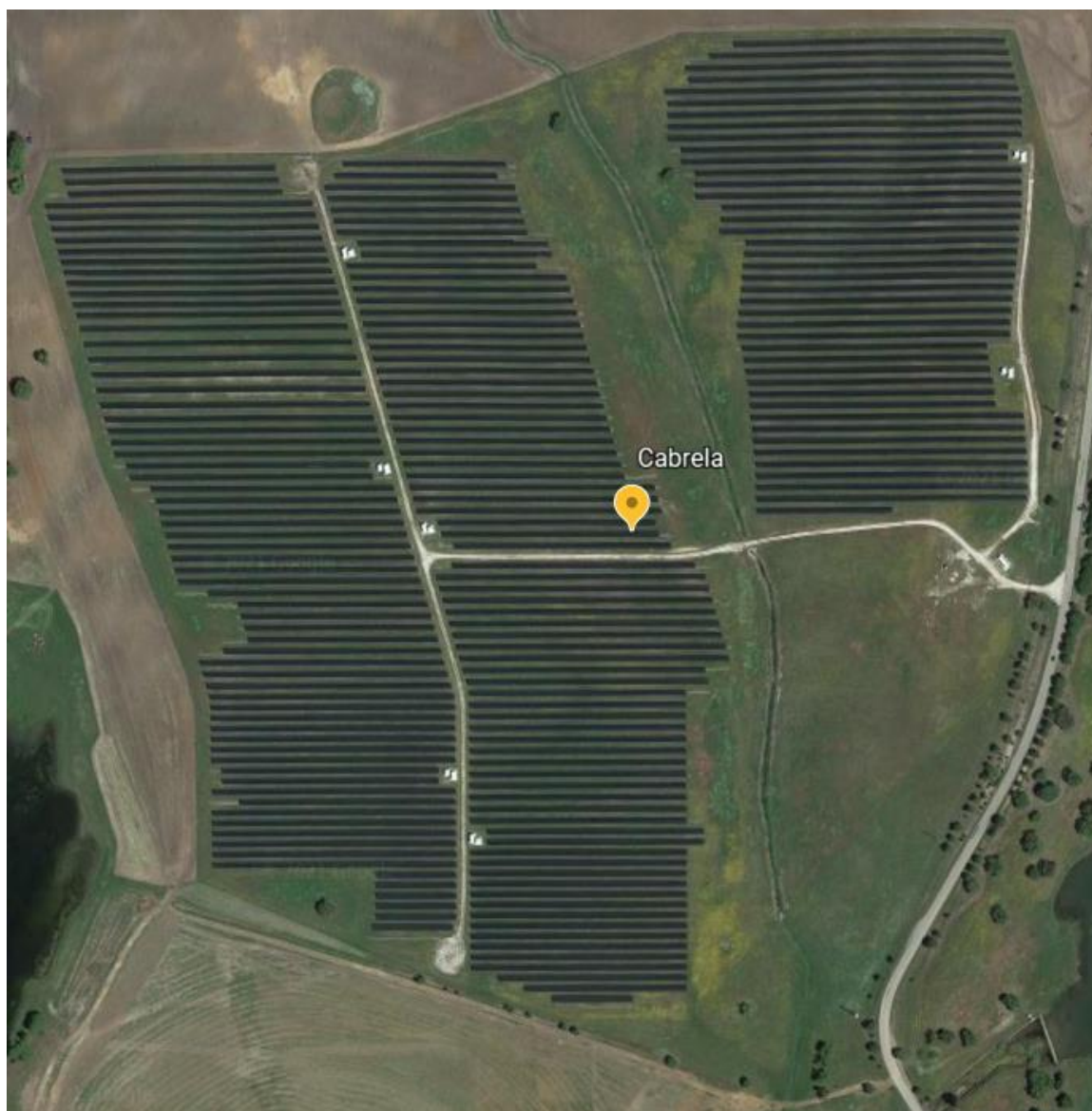


Figura 3.10 - Parque fotovoltaico Cabrela.

Ligeiramente situado mais a norte, e já no distrito de Setúbal, encontra-se o parque fotovoltaico CanhaAlpe. Este é composto por 1 106 painéis fixos, distanciados por 3,32 m, que em pleno são responsáveis por produzirem 13,32 MW e por 8 casas de painel. A Figura 3.11 corresponde à imagem satélite do parque CanhaAlpe.



Figura 3.11 - Parque fotovoltaico CanhaAlpe.

Na zona mais litoral, situado no distrito de Beja, está o parque fotovoltaico CFAmareleja (Figura 3.12), este possui uma potência instalada de 16,009 MW. Conta com 1 304 painéis, separados entre si por 2,71 m, e ainda com 8 casas de painel.



Figura 3.12 - Parque fotovoltaico CFAmareleja.

O parque FAentejo1, fica situado em Ferreira do Alentejo, distrito de Beja. Detém uma potência instalada de 12,25 MW, produzida através de 1 449 painéis fixos, possuindo ainda 16 casas de painel. De salientar que, este parque é composto por painéis de diferentes dimensões, tendo na sua maioria painéis compostos por 48 módulos. No entanto, este parque tem ainda 9 painéis compostos por 22 módulos cada, 353 painéis com 32 módulos, 2 com 40 módulos e 24 com 44 módulos. Independentemente do número de módulos de cada tipo de painel, a distância entre filas de painéis é de 5,52 m.



Figura 3.13 - Parque fotovoltaico FAentejo1.

No distrito de Beja está ainda situado o parque fotovoltaico designado por Ourika, que possui uma potência instalada de 46,127 MW, que faz deste o parque composto por painéis fixos, dos analisados, com maior potência. Este é composto por um total de 2 593 painéis fixos, distanciados entre si por distâncias de 3,72 m, sendo que 455 destes são compostos por 30 módulos fotovoltaicos e os restantes 2 138 possuem 60 módulos cada. Ourika tem ainda 13 casas de painel.

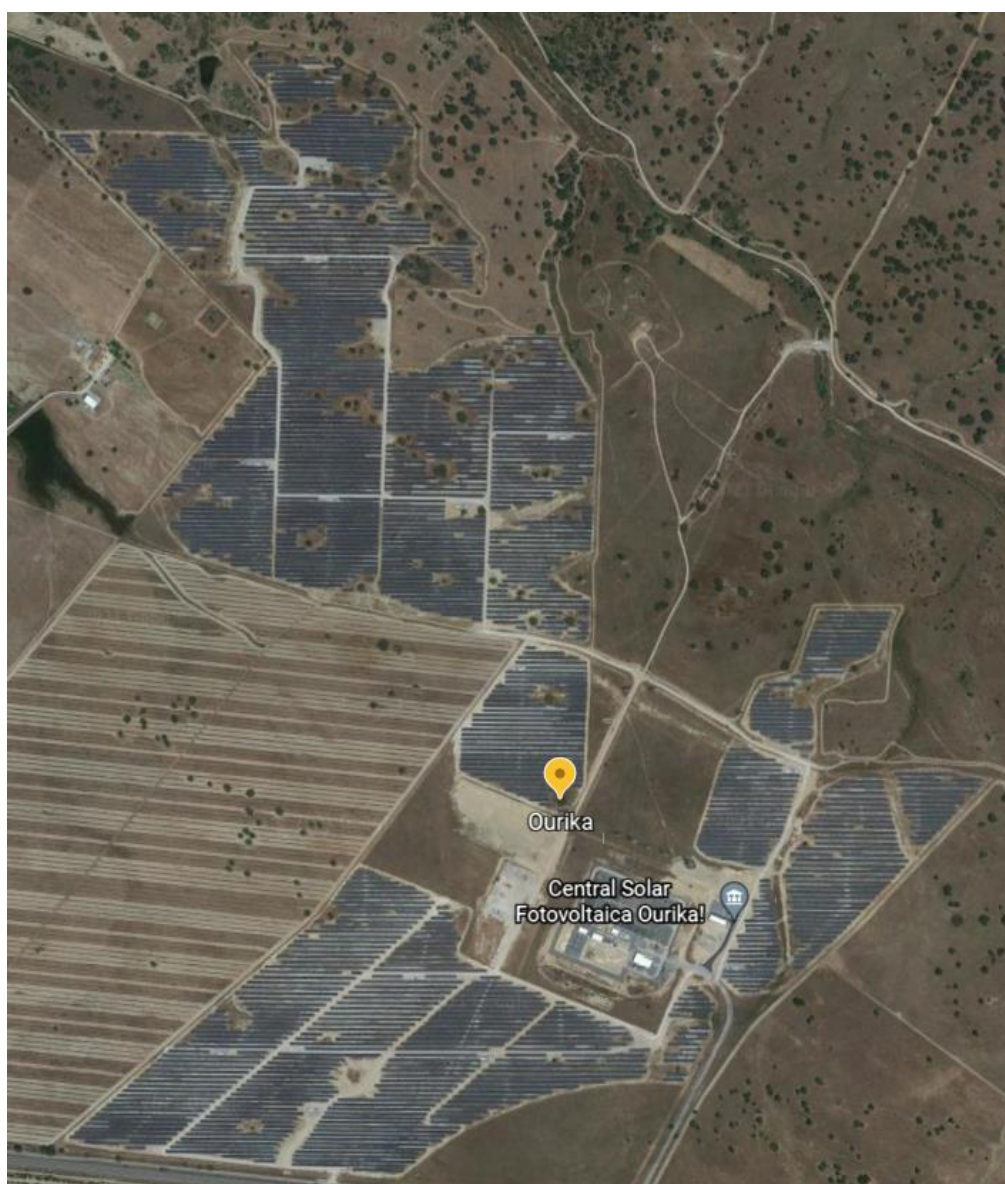


Figura 3.14 - Parque fotovoltaico Ourika.

3.2.2 – Áreas Ocupadas

O parque fotovoltaico de Cabrela possui uma área bruta de cerca de 350 812 m², sendo que apenas 233 632 m² é utilizada de forma útil, isto é, com elementos essenciais ao correto funcionamento do parque. Ao analisar a parte ocupada somente por painéis, tendo em conta o número existente, bem como as suas dimensões (18,35 de comprimento por 3,38 m de largura), o valor de área ocupada reduz significativamente para aproximadamente 99 124 m².

Por sua vez, CanhaAlpe apresenta uma área total inferior ao anterior de cerca de 230 113 m². Da sua área bruta, cerca de 76 % (173 982 m²) é aproveitada de forma proveitosa e apenas 84 609 m² são ocupados por painéis de aproximadamente 23 m de comprimento e 3 m de largura.

CFAmareleja é um parque com uma área bruta de sensivelmente 254 262 m², e cerca de 74 % desta (187 560 m²) encontra-se ocupada por elementos e áreas essenciais ao adequado funcionamento do parque, o que reflete um parque com poucas áreas livres. No total, os painéis de dimensões 17,5 m por 4,9 m, ocupam cerca de 110 944 m².

FAlentejo1, como é possível observar na Figura 3.13, é um parque que no centro é ocupado por uma área considerável de árvores, o que limita a inserção de painéis. Assim, este parque tem um total de cerca de 564 766 m², contudo, apenas 267 953 m² são considerados úteis, isto é, mais de metade da área total do parque não é ocupada de forma proveitosa. Além disto, é o parque com maior espaçamento entre filas de painéis, no que diz respeito a parques compostos por painéis de eixo fixo, o que faz com que grande parte desta área útil seja referente aos espaçamentos necessários e assim, a área total ocupada por painéis não alcança 30 % da área útil, sendo apenas de 73 395 m². Esta área é ocupada por painéis com 2,31 m de largura e de diferentes comprimentos, dependendo do número de módulos constituintes, ou seja, 11,37 m para painéis com 22 módulos, 16,23 m para painéis com 32 módulos, 20,33 m para os que são compostos por 40 módulos, 21,26 m de comprimento para os de 44 módulos e 23,93 m para os painéis de maiores dimensões, os quais contêm 48 módulos.

Nos parques fotovoltaicos compostos por painéis de eixo fixo, o maior em análise, em termos de área bruta é o parque Ourika. Este abrange uma área total de 947 648 m², contendo uma subestação da REN no seu interior, além da subestação própria do parque. Desta área, cerca de 63 % (602 987 m²) é ocupada de forma útil. À semelhança de FAlentejo1, é um parque que também possui diversa vegetação ao longo da área abrangida, que conduz a que existam várias quebras na disposição sequencial dos painéis. Neste caso, os painéis têm dimensões de 3,70 m de largura por 15,14 m e 30,54 m de comprimento, dependendo se se trata de painéis compostos por 30 ou por 60 módulos, respetivamente. Estas dimensões levam a uma área ocupada somente por painéis de 267 062 m².

De notar que Ourika é o parque com as maiores áreas ocupadas e também o que possui maior potência instalada.

3.2.3 – Índices de Espaço

Para os parques fotovoltaicos dotados por painéis de eixo fixo, CFAmareleja é o parque que apresenta uma melhor relação entre a potência e a área total do parque, como a área utilizada de forma útil para o correto funcionamento do parque, obtendo valores de 62,96 W/m² e de 85,35 W/m², respetivamente. Isto significa que é um parque bastante compacto, em que a maioria da área é utilizada de forma adequada, não possuindo muitos espaços vazios ou ocupados por elementos não essenciais. Relativamente ao índice de potência instalada para cada unidade de área ocupada por painéis, é o parque fotovoltaico de Ourique (Ourika) que apresenta um valor mais favorável, alcançando os 172,72 W/m², o que traduz que é o parque que necessita de menos área de painéis para atingir o mesmo nível de potência que os restantes.

No lado oposto está FAlentejo1, que apresenta o menor rácio entre a potência instalada e as áreas bruta e útil. Já o parque Cabrela apresenta o valor mais baixo quando analisado o índice de espaço que relaciona a potência instalada com a área ocupada por painéis.

O Gráfico 3.1, o Gráfico 3.2 e o Gráfico 3.3 representam os índices de potência instalada por unidade de área bruta, útil e ocupada por painéis, respetivamente, para cada um dos parques, em análise, dotados de painéis fixos. É possível observar que, para os dois primeiros rácios mencionados, não é possível obter um padrão nos valores obtidos, uma vez que, os vários parques apresentam variações elevadas

relativamente aos valores médios obtidos, que são de 45,77 W/m² considerando a área bruta e de 68,13 W/m² considerando apenas a área útil.

Relativamente ao índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis, é possível chegar a um padrão, sendo que os parques apresentam variações de no máximo 14 % relativamente ao valor médio de 154,90 W/m².

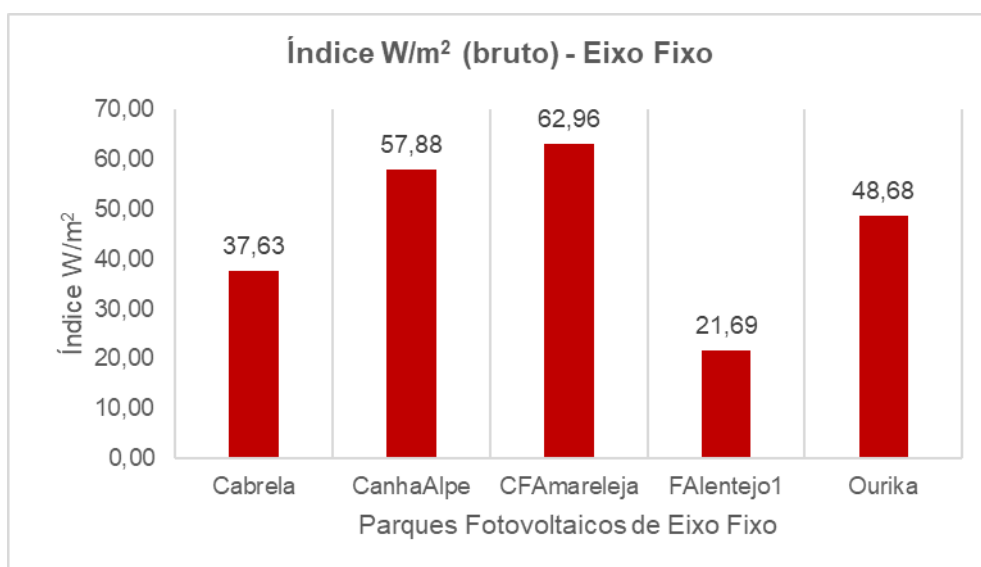


Gráfico 3.1 - Índice de potência instalada por unidade de área bruta para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.

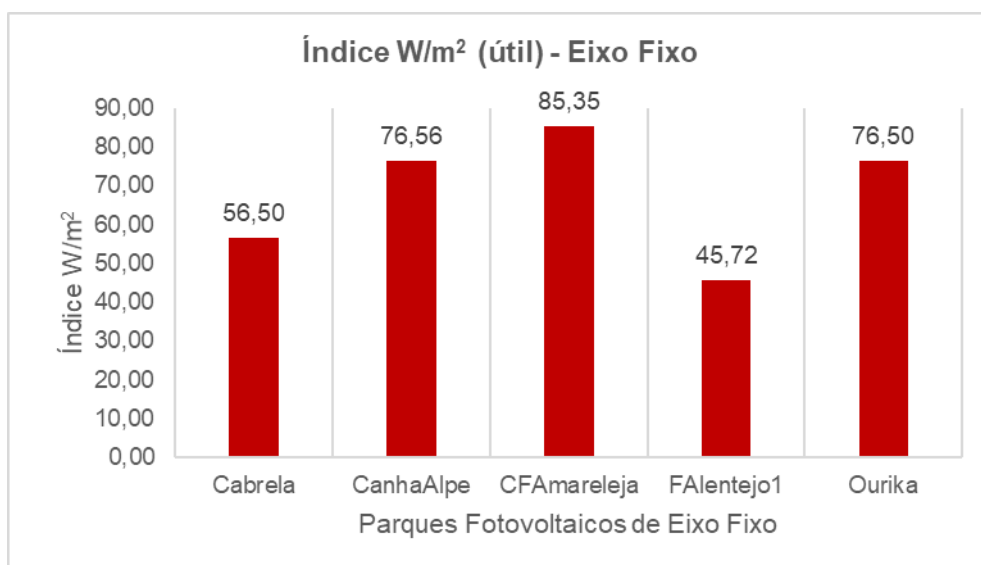


Gráfico 3.2 - Índice de potência instalada por unidade de área útil para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.

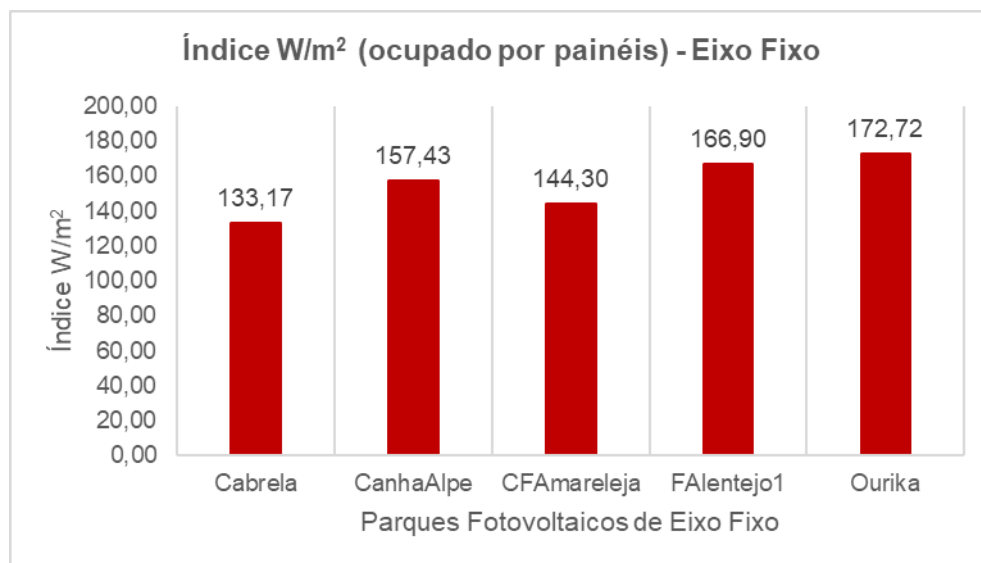


Gráfico 3.3 - Índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis para parques fotovoltaicos dotados de painéis fixos.

3.2.4 – Ângulo de Limite

O ângulo de limite é uma característica individual de cada parque, uma vez que está diretamente relacionada com as dimensões dos painéis, o espaçamento existente entre painéis e pelo ângulo ótimo para a inclinação dos painéis, o qual varia com a latitude do local.

Tipicamente o ângulo de limite (β) é inferior ao ângulo ótimo de inclinação dos painéis (α), calculados através das equações apresentadas em 3.1, sendo que β idealmente deve tomar sempre valores baixos para que a ocorrência de sombras em painéis adjacentes não seja recorrente ao longo do dia. No entanto, isto não se verifica no caso de CFAmareleja, o qual apresenta painéis com uma inclinação ótima de $30,1^\circ$, para uma latitude de $38,214018^\circ$, enquanto que o ângulo de limite é bastante superior. Neste caso, até o Sol atingir uma elevação de $41,9^\circ$ irá existir sombras nos painéis, provocadas pelos seu adjacentes. Isto deve-se ao facto de o parque apresentar um layout na distribuição dos painéis bastante compacto, tendo espaçamentos entre estas estruturas reduzidos, que leva a que β tome valores superiores. Este facto pode ser observado na Figura 3.7, ao diminuir o espaçamento, o ângulo β terá de aumentar para que um painel não provoque sombra no seu adjacente.

Cabrela e CanhaAlpe apresentam valores idênticos para a inclinação ótima dos painéis, sendo estes de $30,3^\circ$ e de $30,4^\circ$, respetivamente, isto porque estes parques

apresentam valores de latitude muito semelhantes, de $38,6179^\circ$ para o caso do primeiro parque mencionado e de $38,727377^\circ$ para o segundo caso. Relativamente aos ângulos de limite da elevação do Sol obtidos para este caso os valores diferem ligeiramente, uma vez que as dimensões dos painéis e o espaçamento entre os mesmos verificado em cada um dos parques também difere. Assim, Cabrela apresenta um valor de β de $20,9^\circ$, ligeiramente inferior ao obtido para CanhaAlpe, no qual até aos $26,9^\circ$ há ocorrência de sombras.

Como analisado anteriormente, β depende das dimensões dos painéis, mais concretamente da largura dos painéis (Equação (3.6)). No caso dos parques fotovoltaicos FAlentejo1 e Ourika, embora ambos apresentem painéis com diferentes dimensões, a largura destes em cada um dos parques é a mesma, o que se traduz na existência de apenas um ângulo de limite para cada parque. Deste modo, o parque FAlentejo1, que se encontra numa latitude de $38,0339^\circ$, possui uma inclinação ótima para os painéis de $29,9^\circ$ e apresenta um ângulo de limite de $11,8^\circ$, um valor muito favorável no que diz respeito às sombras provocadas. Isto quer dizer que, haverá menor incidência de sombras provocadas por um painel no seu adjacente ao longo de um dia. Por sua vez, em Ourika, que apresenta um α de $29,7^\circ$, para uma latitude de $37,6688^\circ$, o Sol provoca sombra até atingir uma elevação de $26,2^\circ$.

3.3 – Parques Fotovoltaicos de Sistema *Tracker* Horizontal

Os parques fotovoltaicos dotados de seguidores de eixo de rotação horizontal (paralelo ao plano tangente da superfície da Terra), são caracterizados por estarem dispostos no sentido de norte para sul, acompanhando a trajetória do Sol de este para oeste, de forma a maximizar o aproveitamento do recurso solar. Nesta análise, são considerados 4 parques existentes no território português.

3.3.1 – Elementos Constituintes

O parque fotovoltaico CasaNova (Figura 3.15), fica situado no distrito de Setúbal e detém uma potência instalada de 12,009 MW. É composto por 609 seguidores solares de eixo horizontal, afastados entre si por uma distância de 6 m, e ainda por 4 casas de painel.



Figura 3.15 - Parque fotovoltaico CasaNova.

Em Ferreira do Alentejo, distrito de Beja, situa-se ainda o parque fotovoltaico FAlentejo2, com uma potência total instalada de 10,392 MW. Este parque é composto por 4 casas de painel ligadas a uma subestação e por 2 272 seguidores solares de eixo horizontal, distanciados entre si por 3,05 m.

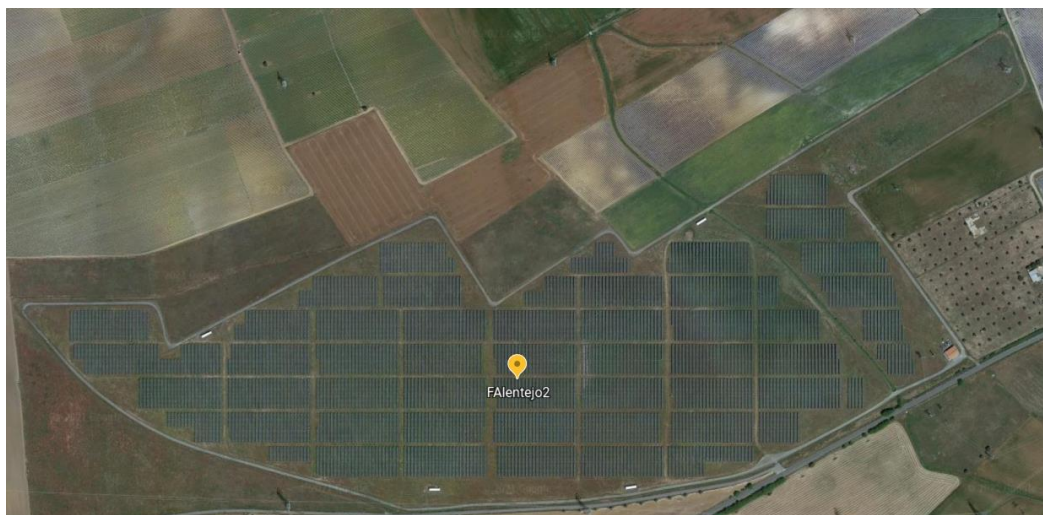


Figura 3.16 - Parque fotovoltaico FAlentejo2.

Também no distrito de Beja, porém na zona mais interior, está localizado o parque fotovoltaico Serpa, que possui uma potência instalada de 10,8 MW. Este parque encontra-se dividido em três áreas distintas, como é possível observar na Figura 3.17.

No total, Serpa é composto por 8 casas de painel, estando 3 localizadas na zona oeste, 3 na zona centro e 2 na área este. É composto também por 2 412 seguidores de eixo horizontal, dispostos da seguinte forma:

- 774 seguidores localizados a oeste, dos quais 12 são compostos por 8 painéis e 762 por 24. Neste caso os seguidores estão separados por 3,70 m, na horizontal.
- 1 078 seguidores localizados ao centro, onde 288 são compostos por 18 painéis, 22 seguidores por 11 painéis e os restantes (768) são formados por 22 painéis. Nesta área, os seguidores formados por 18 módulos, estão separados entre si por uma distância de 4,42 m, já os restantes esta distância passa a 3,60 m.
- 560 seguidores localizados a este, dos quais 88 são compostos por 11 painéis e 472 por 22. A este os seguidores encontram-se distanciados entre si, horizontalmente, por uma distância de 2,82 m.

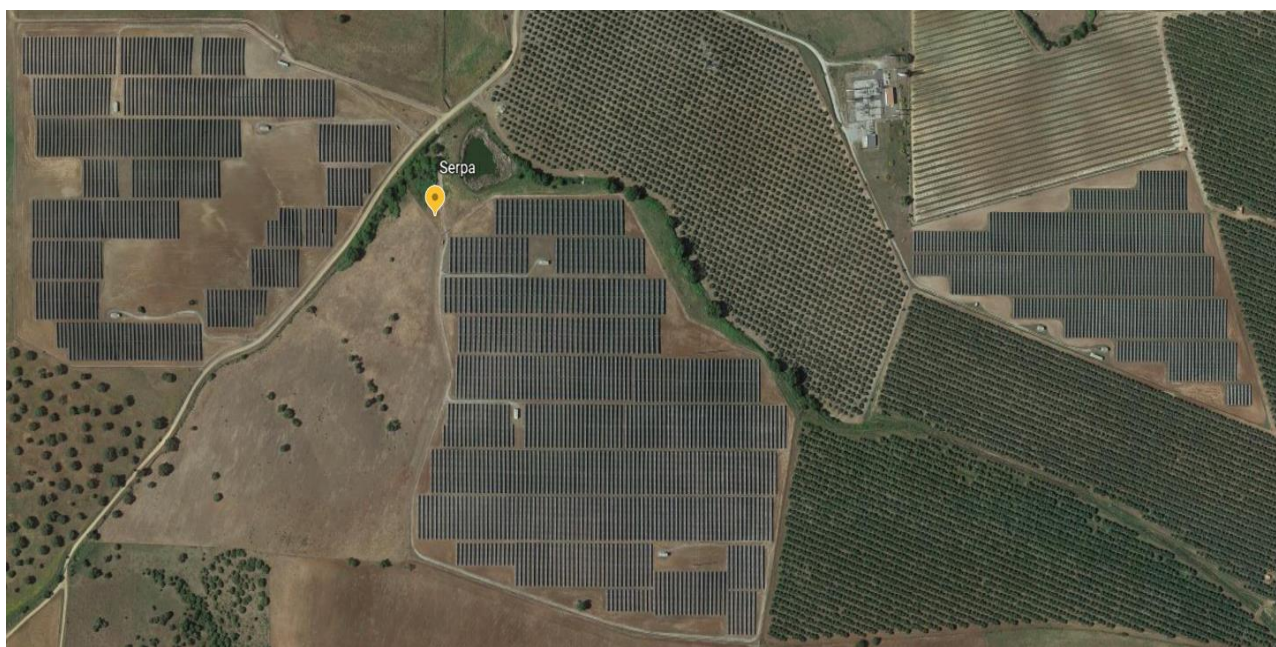


Figura 3.17 - Parque fotovoltaico Serpa.

Na região do Alto Alentejo, mais concretamente no distrito de Portalegre, com uma potência instalada de 23,999 MW, encontra-se o parque fotovoltaico Tendeiros (Figura 3.18). Este possui um total de 1 217 seguidores solares de eixo horizontal, separados horizontalmente por uma distância de 4,98 m, bem como 9 casas de painel.



Figura 3.18 - Parque fotovoltaico Tendeiros.

3.3.2 – Áreas Ocupadas

Nos parques fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de seguidores solares de um eixo horizontal, o que tem maior área bruta é o Tendeiros que possui um total de 506 261 m². Desta área 334 924 m² é ocupada de forma eficaz, sendo que os painéis de cerca de 4 m de largura por 29 m de comprimento ocupam 42 % desta área útil.

CasaNova, por sua vez é o menor parque de sistema *tracker* horizontal em análise e abrange uma área bruta de 287 861 m². Neste, os seguidores de dimensões 29 m de comprimento e 3,60 de largura ocupam no total 63 641 m², que representa uma parte da área útil do parque, que corresponde a 172 419 m². Este parque é inserido em zona de vegetação, como é possível observar na Figura 3.15, pelo que tem uma zona na sua parte inferior ocupada por árvores.

O parque fotovoltaico FAlentejo2 é caracterizado pela disposição dos seguidores em blocos, como é notório na Figura 3.16, é composto por seguidores de 1,60 m de largura e aproximadamente 20 m de comprimento levando a uma área ocupada por *trackers* de cerca de 72 613 m² que corresponde a 32 % da área útil do parque (224 505 m²). Este parque apresenta uma área total de aproximadamente 368 603 m².

Serpa é caracterizado por ter diversos tipos de seguidores, de dimensões distintas, bem como por estar distribuídos por três áreas diferentes. No total, este parque abrange cerca de 383 733 m², sendo 249 047 m² ocupados eficazmente. Já os seguidores ocupam um total de 69 848 m², dos quais:

- 101 m² são ocupados pelos seguidores, da zona oeste, formados por 8 painéis, de 1,32 m de largura por 6,36 m de comprimento.
- 19 378 m² são ocupados pelos seguidores, da zona oeste, formados por 24 painéis, de 1,32 m de largura por 19,27 m de comprimento.
- 9 305 m² são ocupados pelos seguidores, da zona centro, formados por 18 painéis, de 1,80 m de largura por 17,95 m de comprimento.
- 377 m² são ocupados pelos seguidores, da zona centro, formados por 11 painéis, de 1,58 m de largura por 10,84 m de comprimento.

- 26 488 m² são ocupados pelos seguidores da zona centro, formados por 22 painéis, de 1,58 m de largura por 21,83 m de comprimento.
- 1 219 m² são ocupados pelos seguidores, da zona este, formados por 11 painéis, de 1,35 m de largura por 10,26 m de comprimento.
- 12 980 m² são ocupados pelos seguidores, da zona este, formados por 22 painéis, de 1,35 m de largura por 20,37 m de comprimento.

3.3.3 – Índices de Espaço

Nos parques fotovoltaicos que possuem *trackers* de um eixo horizontal, o parque Tendeiros é o que apresenta um valor mais favorável quer para o índice de potência instalada por unidade de área bruta como de área útil, apresentando valores de 47,40 W/m² e de 71,66 W/m², respetivamente. O parque fotovoltaico CasaNova apresenta também valores muito similares, sendo que este apresenta um rácio de potência instalada por unidade de área ocupada por seguidores, ligeiramente superior ao anterior de 188,70 W/m², sendo o parque com maior rácio tendo em conta esta área.

Por outro lado, estão Serpa e FAlentejo2, também estes muitos semelhantes, representam os parques com menores índices. FAlentejo2 releva o parque com menor potência instalada por cada unidade de área ocupada por painéis (143,11 W/m²), para parques dotados de *trackers* de eixo horizontal. O parque de Serpa, embora neste rácio esteja ligeiramente acima, no que diz respeito à relação entre a potência instalada e a área bruta e útil, encontra-se abaixo, obtendo valores de 28,14 W/m² e 43,37 W/m², respetivamente. Estes valores resultam tanto dos baixos níveis de potência instalados como da existência de vários espaços livres ao longo da área do parque.

O Gráfico 3.4, o Gráfico 3.5 e o Gráfico 3.6 apresentam os índices de potência instalada por unidade de área bruta, útil e ocupada por painéis, respetivamente, para cada um dos parques, em análise, dotados de seguidores de eixo horizontal. É possível observar que, para os dois primeiros rácios mencionados, à semelhança dos sistemas de eixo fixo, não é possível obter um padrão nos valores obtidos, uma vez que, os vários parques apresentam variações elevadas relativamente aos valores médios obtidos, os quais 36,36 W/m² considerando a área bruta e 57,74 W/m² considerando apenas a área útil.

Relativamente à relação entre potência instalada e unidade de área ocupada por seguidores, é possível chegar a um padrão, sendo que todos os parques apresentam

variações de no máximo 15 % relativamente ao valor médio de $163,83 \text{ W/m}^2$, valor este ligeiramente superior ao alcançado por sistemas fixos, o que é esperado uma vez que a tecnologia de seguidor solar acompanha a trajetória do Sol e assim consegue um maior aproveitamento.

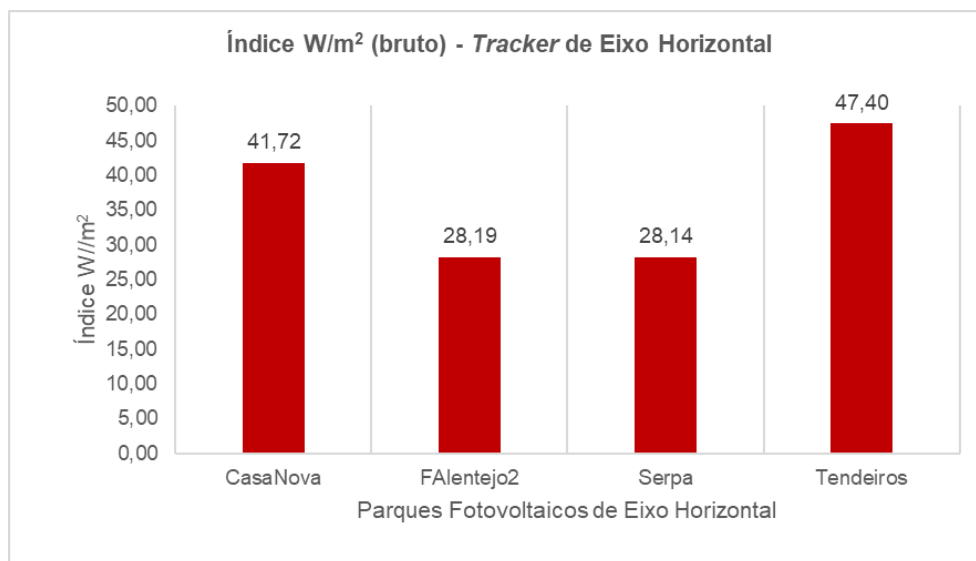


Gráfico 3.4 - Índice de potência instalada por unidade de área bruta para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.

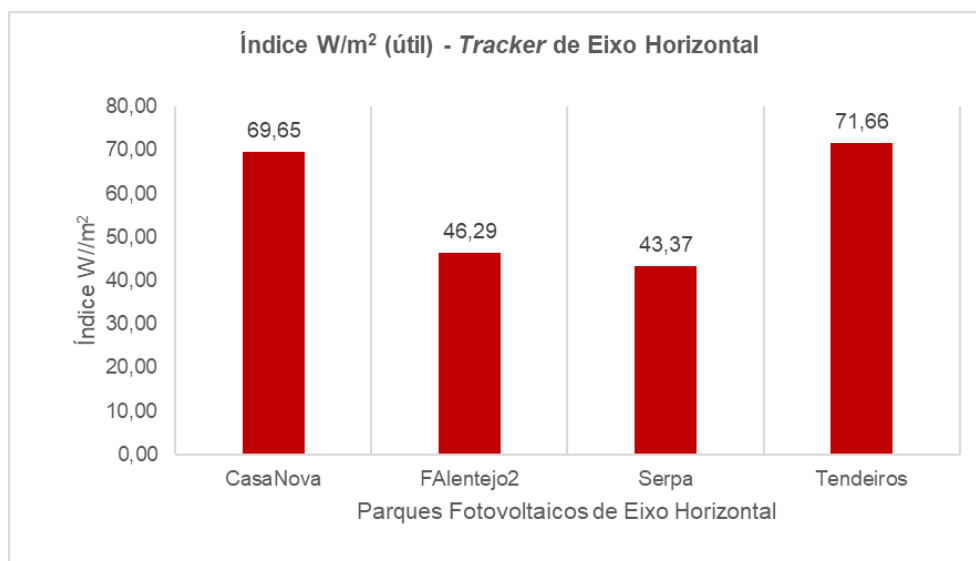


Gráfico 3.5 - Índice de potência instalada por unidade de área útil para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.

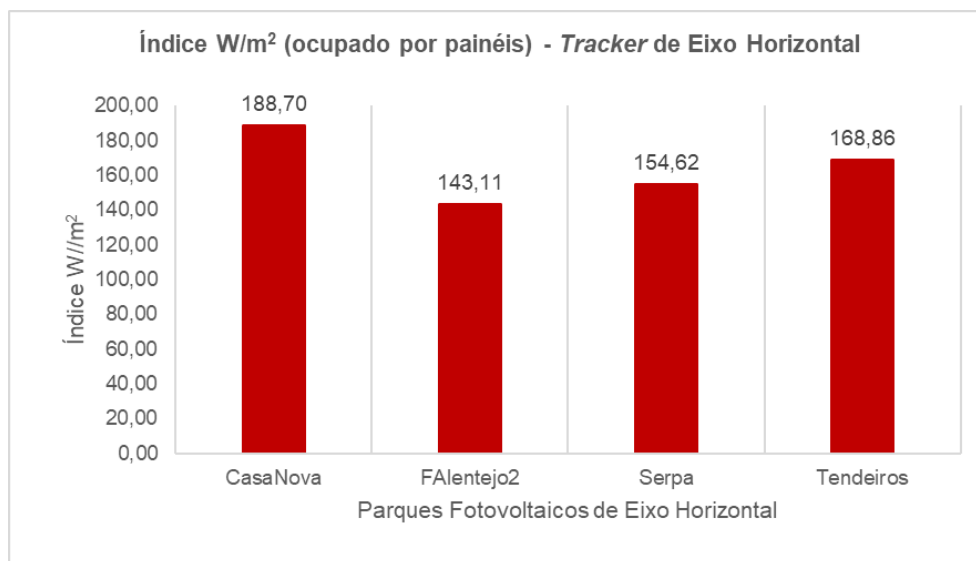


Gráfico 3.6 - Índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis para parques fotovoltaicos dotados de seguidores de um eixo horizontal.

3.3.4 – Ângulo de Limite

Para os parques em análise dotados de seguidores solar de eixo horizontal, verificou-se que no geral, apresentam valores para o ângulo de limite inferiores aos parques compostos por painéis fixos.

O parque localizado em Ferreira do Alentejo (FAlentejo2), apresenta um valor de β de $14,7^\circ$, cerca de metade do valor considerado ideal para a inclinação dos seguidores, que é de 30° , uma vez que o parque fica localizado numa latitude de $38,0534^\circ$.

CasaNova detém também um valor de α semelhante, de $29,9^\circ$, para $37,5342^\circ$ de latitude. Relativamente ao ângulo de limite, este parque apresenta um valor de $16,6^\circ$, ligeiramente superior ao anterior, embora possua um espaçamento entre painéis superior a FAlentejo2, as dimensões dos seguidores são também substancialmente mais elevadas, o que faz com que este ângulo tome valores mais altos.

O parque fotovoltaico Tendeiros, localizado mais a norte, numa latitude mais elevada de $39,43345^\circ$, apresenta uma inclinação ótima para os seguidores de $30,9^\circ$. É o parque, composto por seguidores de eixo de rotação horizontal, com maior ângulo de limite, sendo este de $22,5^\circ$. Isto prende-se com o facto de os seguidores presentes em Tendeiros serem os que possuem maior largura, o que faz com que β tome valores superiores.

Um caso particular encontra-se em Serpa uma vez que apresenta regiões distintas, painéis de diferentes dimensões (tanto comprimento, como largura) e ainda vários espaçamentos, dependendo dos seguidores em questão. Este conjunto de fatores faz com que existam diferentes ângulos de limite, tendo em conta a situação que reflete. O ângulo de limite mais elevado para este parque, é obtido na zona este do parque, tomando o valor de $13,4^\circ$, independentemente da dimensão do seguidor. Na região centro, existem duas posições do sol a partir das quais há ocorrência de sombras, para os seguidores compostos por 18 painéis, que é quando β corresponde a $11,5^\circ$. Já para os restantes seguidores, este valor sobe ligeiramente para os $12,4^\circ$. Na zona oeste do parque fotovoltaico Serpa, é onde é verificado o menor ângulo de limite, sendo este de $10,1^\circ$. Neste parque a inclinação ótima dos seguidores é bastante superior aos vários ângulos de limite verificados, sendo α de $29,9^\circ$, uma vez que o parque está localizado a $38,0299^\circ$ de latitude.

3.3 – Parques Fotovoltaicos de Sistema *Tracker* de Dois Eixos

Os parques fotovoltaicos dotados de seguidores de dois eixos de rotação, são caracterizados por estarem isolados e acompanham a trajetória do Sol de este para oeste e de norte para sul, segundo um eixo perpendicular e outro paralelo ao solo. Dos parques em análise, apenas um é composto por *trackers* de duplo eixo.

3.3.1 – Elementos Constituintes

O parque CFMoura, é o parque analisado com maior potência instalada, alcançado 46,41 MW. Este está situado no distrito de Beja e é composto por 2 520 seguidores de dois eixos, e por 70 casas de painel inseridas na distribuição dos seguidores, como é possível analisar na Figura 3.19. No caso de CFMoura, uma vez que os seguidores possuem dois eixos de rotação, cada seguidor encontra-se isolado, estando distanciado dos adjacentes quer no sentido de norte para sul, como de este para oeste. Esta distância, entre eixos do seguidor, é a mesma, correspondendo a cerca de 32 m.

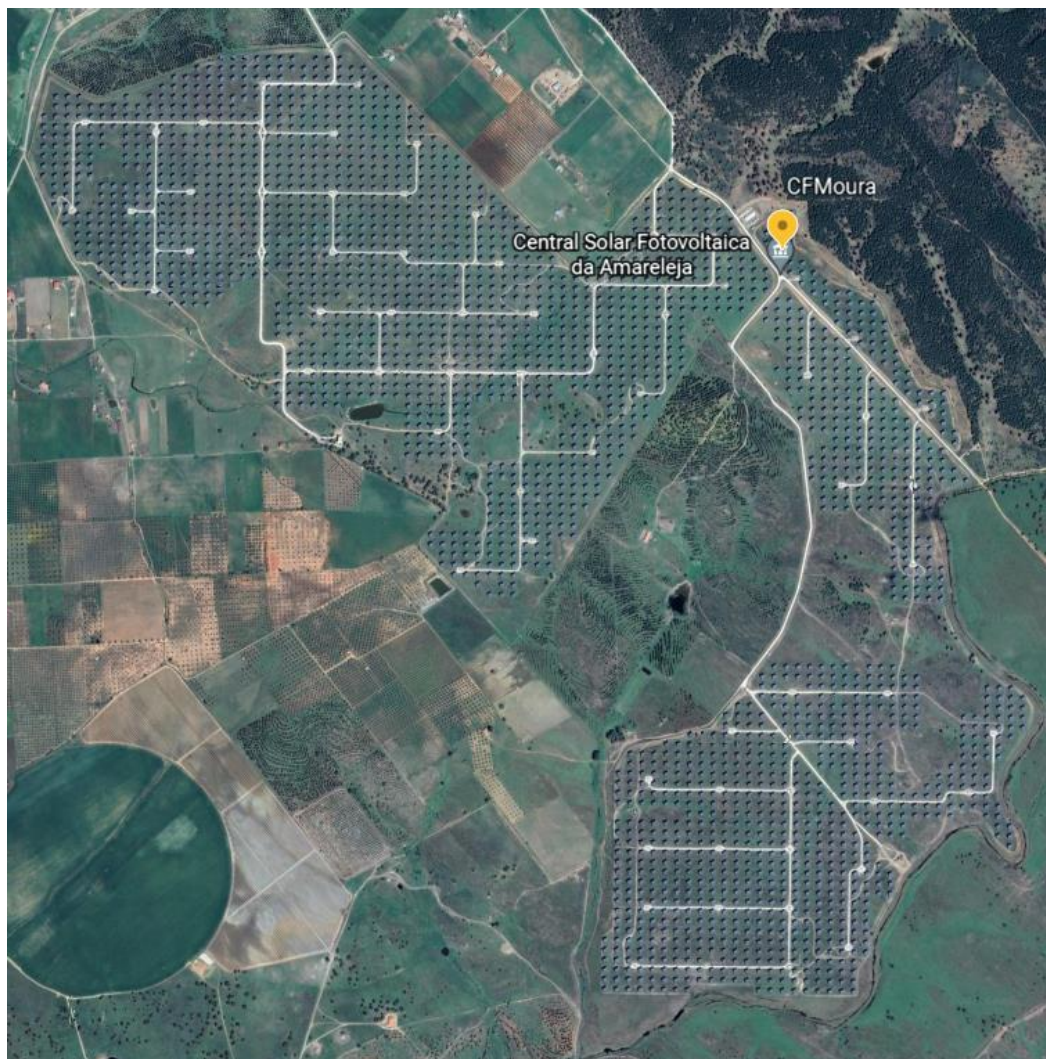


Figura 3.19 - Parque fotovoltaico CFMoura.

3.3.2 – Áreas Ocupadas

O parque fotovoltaico CFMoura, é o maior parque em análise também em área ocupada, com um total de cerca de 2 760 000 m². De forma útil, são utilizados cerca de 1 861 176 m², que corresponde a mais de metade da área bruta do parque. Este parque possui a característica que as casas de painel não acrescentam área, uma vez que estão introduzidas nos espaçamentos necessários entre os seguidores. Ocupada apenas por *trackers* está uma área de 354 511 m², sendo que estas estruturas têm 13,05 m de comprimento e 10,78 m de largura, e são compostas por 8 filas de 13 painéis cada.

3.3.3 – Índices de Espaço

O parque fotovoltaico CFMoura, como referido, tem uma área bruta elevada o que se traduz num índice de potência instalada por área bruta bastante reduzido de 16,82 W/m². Uma vez que os seguidores se encontram isolados o espaçamento necessário entre seguidores é elevado, ocupando no total uma área estimada de 1 499 759 m², o que leva a um índice de potência por unidade de área útil bastante inferior aos casos analisados anteriormente de apenas 24,94 W/m².

Relativamente à relação entre a potência instalada e a área ocupada apenas pelos *trackers*, esta aumenta substancialmente em comparação com os restantes rácios, tomando um valor de 130,91 W/m². Este valor é principalmente justificado pela elevada potência do parque CFMoura.

3.3.4 – Ângulo de Limite

O ângulo de limite de CFMoura foi obtido, tomando como inclinação dos seguidores um ângulo de 45 °. Este é um ângulo superior ao calculado através da Equação (3.4), no entanto existe informação técnica que refere a inclinação dos seguidores neste parque fotovoltaico (Anexo IV).

Esta análise é feita considerando três eixos, no entanto o ângulo de limite entre x e y não é considerado uma vez que o seguidor alcança um ângulo de rotação vertical (+/- 135 ° este-oeste), suficiente para acompanhar toda a trajetória solar.

Tendo em conta as dimensões dos seguidores e a sua inclinação, foi obtido um ângulo de limite de 17,34 °, o que faz com que para uma elevação do Sol abaixo deste valor um seguidor provoca sombra no seu adjacente.

3.4 – Resumo e Comentários

Para valores de área bruta não é possível chegar a um padrão dentro de cada tipologia de parque, sendo que existem parques que são mais aproveitados, enquanto que existem outros que possuem diversas zonas vazias e/ou de vegetação. O mesmo acontece para a área útil, uma vez que esta depende bastante das estruturas de apoio,

que variam consoante o *layout* da disposição dos painéis, bem como da área disponível para a implantação do parque.

Por outro lado, no que diz respeito às áreas ocupadas por painéis foi possível encontrar um padrão, onde se conclui que os parques fotovoltaicos dotados de seguidores de eixo de rotação horizontal, tradicionalmente necessitem de uma menor área para uma mesma potência instalada. Esta tipologia também é a que apresenta valores de ângulos de limite mais baixos, o que é um fator positivo.

Relativamente aos parques fotovoltaicos compostos por painéis fixos, Ourika representa o parque com melhor relação entre a potência instalada e a área ocupada por painéis, já Cabrela representa o pior caso. Também no que diz respeito ao ângulo de limite, FAlentejo1 é o que apresenta um ângulo β mais reduzido, sendo que no lado oposto está CFAmareleja que apresenta o valor mais elevado, não só desta tipologia, mas de todos os parques em análise. Neste caso, Ourika representa um parque considerado mediano, o que o torna elegível para a caracterização em questão.

Nos parques compostos por seguidores de eixo de rotação horizontal, CasaNova apresenta o melhor índice de potência instalada por unidade de área ocupada por seguidores, intitulando-o de parque com maior valor dentre de todos os analisados. FAlentejo2 representa o pior caso dentro desta tipologia, ou seja, aquele que necessita de maior área para uma mesma potência. Serpa apresenta os menores valores relativos ao ângulo de limite da elevação do Sol, enquanto que Tendeiros apresenta o ângulo menos favorável. Nesta variável, é o parque FAlentejo2 que se reflete como parque mediano e assim analisado em particular.

CAPÍTULO 4 – IMPACTO DAS SOMBRAS

Com a variação da elevação do Sol ao longo do dia, os painéis fotovoltaicos vão provocando sombras nos seus adjacentes nos momentos em que a posição solar é inferior ao ângulo de limite (analisado no CAPÍTULO 3).

Quando uma célula de um painel fotovoltaico fica sombreada, ou seja, sem estar exposta à radiação solar, vai atuar como uma carga e assim dissipar a corrente de entrada. Este acontecimento leva ao aquecimento da célula criando assim os chamados pontos quentes. Nos casos em que a célula fica completamente sombreada, fica inversamente polarizada e passa a absorver energia elétrica, ao contrário que produzir. Para diminuir os efeitos das sombras, são ligados díodos *bypass* às células, impedindo o aparecimento de tensões inversas altas, evitando diversos danos (Nguyen, et al., 2006).

As sombras são então responsáveis por perdas de energia, ocorrendo de duas formas, pela diminuição de energia produzida pelas células e pelo aumento das perdas nas células onde ocorre sombreamento.

A ocorrência de sombreamento é então um ponto de elevada importância, uma vez que se traduz em perdas para os sistemas fotovoltaicos. De modo a analisar o impacto das sombras provocadas por painéis nos seus adjacentes, foi realizado um estudo que se divide essencialmente em três etapas: análise da posição do Sol ao longo do dia; cálculo das sombras para os diferentes ângulos solares, tendo em conta o ângulo de limite verificado em cada parque; estimativa das perdas associadas às sombras.

4.1 – Metodologia

O estudo do impacto das sombras provocadas por um painel no seu adjacente ao longo de um dia, passa por diferentes etapas. Em primeiro, é realizado o cálculo do ângulo de elevação do Sol para 365 dias, com uma periodicidade de 5 minutos. Posteriormente, o estudo faz-se para os equinócios e solstícios, para as diferentes posições do Sol, e calcula-se a área dos painéis fotovoltaicos que se encontra sombreada. Por fim, é feita a estimativa das perdas associadas às sombras provocadas e assim estimar os impactos que as sombras provocam na produção de energia a partir do Sol.

Para poder calcular as sombras, é necessário conhecer a posição do Sol. Existem diversos algoritmos que permitem calcular a posição do Sol, sendo o mais conhecido o SPA (*Solar Position Algorithm*) que apesar de muito preciso, é um algoritmo complexo e moroso. O algoritmo utilizado tem por base o SG2 (*Solar Geometry 2*), que descende do SPA, mas com uma redução substancial de operações, que garantem na mesma elevada precisão, mas que tornam o algoritmo muito mais rápido (Blanc, et al., 2012).

Para executar este algoritmo é necessário inserir a latitude e longitude do local onde está inserido o parque fotovoltaico, e ainda o intervalo de datas e tempo para a qual se pretende conhecer a posição do Sol, tendo sido neste caso calculada para 365 dias (1 ano) num intervalo de tempo de 5 em 5 minutos. Este algoritmo resulta na Inclinação do Sol, no ângulo Solar por hora, no Azimute do Sol e na Elevação do Sol (δ) para cada momento, sendo que para a análise pretendida apenas será utilizado o valor de δ .

É expectável que o valor de δ varie consoante os dias do ano, tomando valores superiores nos meses de verão e valores inferiores nos meses de inverno. No dia considerado mais longo do ano, ou seja, o solstício de verão, o ângulo para a elevação do Sol atinge o seu máximo de valor, variando consoante o local geográfico em análise. Por sua vez, no solstício de inverno, que representa o dia mais curto do ano e consequentemente a passagem da estação do outono para o inverno, o Sol toma elevações mais baixas, levando previsivelmente a sombras maiores.

Para os solstícios e equinócios, são calculadas as sombras que os painéis provocam nos seus adjacentes ao longo do dia, isto é, tendo em conta a elevação do Sol (δ). Para isto é necessário calcular o ponto exato em que o Sol incide o painel através da interseção entre a reta correspondente à inclinação do painel e a reta correspondente à trajetória do Sol (Figura 4.1).

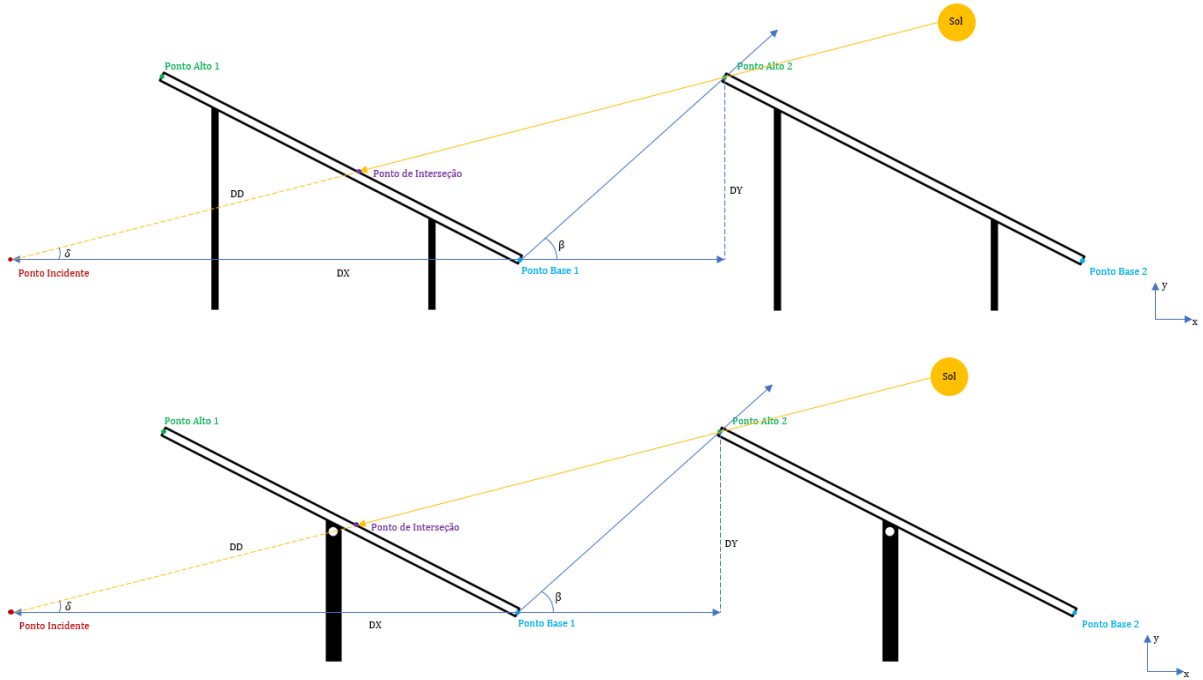


Figura 4.1 - Representação da incidência do Sol em painéis fixos (superior) e em seguidores de eixo horizontal (inferior), para ângulos inferiores ao ângulo de limite.

A reta que corresponde à inclinação do painel é dada pela seguinte expressão:

$$y_p = mx_p + a \quad (4.1)$$

Sendo m o declive da reta desde o *Ponto Alto 1* e o *Ponto Base 1*, então:

$$m = \frac{y_{\text{Ponto Alto 1}} - y_{\text{Ponto Base 1}}}{x_{\text{Ponto Alto 1}} - x_{\text{Ponto Base 1}}} = -\frac{\text{Altura} - b}{\cos(\alpha) \times \text{Largura}} \quad (4.2)$$

O valor de a corresponde ao ponto para o qual x_p é nulo, então:

$$a = y_{\text{Ponto Base 1}} - m \times x_{\text{Ponto Base 1}} = \text{Altura} \quad (4.3)$$

Para a reta que corresponde à trajetória do Sol, é necessário calcular DD e DX, sendo que DY é constante para qualquer valor de δ e corresponde à Altura subtraída da variável b.

$$\text{sen}(\delta) = \frac{DY}{DD} \leftrightarrow DD = \frac{DY}{\text{sen}(\delta)} \quad (4.4)$$

$$\text{cos}(\delta) = \frac{DX}{DD} \leftrightarrow DX = DD \times \text{cos}(\delta) \quad (4.5)$$

Sendo o *Ponto Incidente* de coordenadas ($x_{\text{incidente}}$, $y_{\text{incidente}}$), tem-se que:

$$x_{\text{incidente}} = x_{\text{Ponto Alto 2}} - DX = \text{cos}(\alpha) \times \text{Largura} + \text{Espaçamento} - DX \quad (4.6)$$

$$y_{\text{incidente}} = y_{\text{Ponto Base 1}} = b \quad (4.7)$$

Posto isto, é possível calcular a equação da reta correspondente à trajetória do Sol, que coincide com a reta que passa pelo *Ponto Alto 2* em direção ao *Ponto Incidente*. Assim, tem-se que:

$$y_s = dx_s + c \quad (4.8)$$

Sendo d o declive da reta desde o *Ponto Alto 2* e o *Ponto Incidente*, então:

$$\begin{aligned} d &= \frac{y_{\text{Ponto Alto 2}} - y_{\text{incidente}}}{x_{\text{Ponto Alto 2}} - x_{\text{incidente}}} \leftrightarrow \\ \leftrightarrow d &= \frac{\text{Altura} - b}{(\text{Largura} + \text{Espaçamento}) - (\text{Largura} + \text{Espaçamento} - DX)} \leftrightarrow \\ \leftrightarrow d &= \frac{\text{Altura} - b}{DX} \end{aligned} \quad (4.9)$$

O valor de c corresponde ao ponto para o qual x_s é nulo, substituindo para o caso do ponto de interseção, obtém-se o valor desta variável:

$$c = y_{\text{incidente}} - d \times x_{\text{incidente}} \quad (4.10)$$

Por fim, calcula-se a interseção entre as duas retas, obtendo-se o *Ponto de Interseção*, com as coordenadas $(x_{\text{interseção}}, y_{\text{interseção}})$. Este é o ponto exato em que o Sol incide no painel 1, sendo que até esse ponto há uma sombra provocada pelo painel 2. Através destes valores e dos valores da altura e de b , é possível calcular a percentagem da sombra provocada para ângulos inferiores ao ângulo de limite. Esta percentagem é calculada através das seguintes expressões:

$$\text{Sombra (\%)} = \frac{y_{\text{interseção}}}{DY} = \frac{y_{\text{interseção}}}{\text{Altura} - b} \quad (4.11)$$

Para o parque fotovoltaico dotado de seguidores solares de dois eixos de rotação, como analisado no CAPÍTULO 3, o eixo de x pode ser ignorado, uma vez que o pior caso em análise ocorre quando este toma valores iguais nos painéis em análise. Assim, esta análise é análoga ao caso anterior, considerando apenas as variáveis dos eixos y e z .

Para estimar as sombras que os seguidores solares provocam nos seus adjacentes ao longo do dia, é necessário calcular o ponto exato em que o Sol incide a estrutura, ou seja, através da interseção entre a reta correspondente à inclinação do seguidor e a reta correspondente à trajetória do Sol (Figura 4.2).

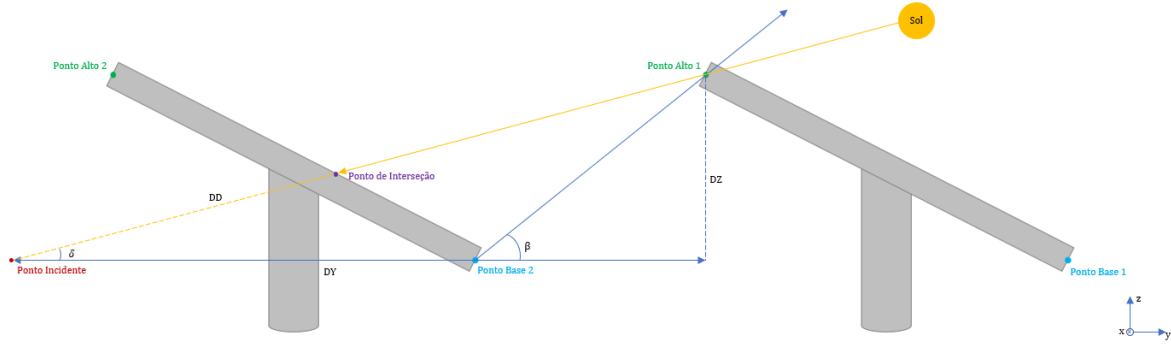


Figura 4.2 - Representação da incidência do Sol em seguidores solares de dois eixos, para ângulos inferiores ao ângulo de limite.

A reta que correspondente à inclinação do seguidor é dada pela seguinte expressão:

$$z_p = my_p + a \quad (4.12)$$

Sendo m o declive da reta que passa no *Ponto Alto 2* e no *Ponto Base 2*, então:

$$m = \frac{z_{\text{Ponto Alto 2}} - z_{\text{Ponto Base 2}}}{y_{\text{Ponto Alto 2}} - y_{\text{Ponto Base 2}}} = -\frac{\text{Altura}}{\cos(\alpha) \times \text{Largura}} \quad (4.13)$$

O valor de a corresponde ao ponto para o qual y_p é nulo, então:

$$a = z_{\text{Ponto Base 2}} - m \times y_{\text{Ponto Base 2}} = -\text{Altura} - \frac{\text{Altura} - \text{Espaçamento}}{\cos(\alpha) \times \text{Largura}} \quad (4.14)$$

Para a reta correspondente à trajetória do Sol, é necessário calcular DD e DY, sendo que DZ é constante para qualquer valor de δ e toma o valor da variável Altura.

$$\sin(\delta) = \frac{DZ}{DD} \leftrightarrow DD = \frac{DZ}{\sin(\delta)} \quad (4.15)$$

$$\cos(\delta) = \frac{DY}{DD} \leftrightarrow DY = DD \times \cos(\delta) \quad (4.16)$$

Sendo o *Ponto Incidente* de coordenadas ($y_{\text{incidente}}$, $z_{\text{incidente}}$), tem-se que:

$$y_{\text{incidente}} = y_{\text{Ponto Alto 1}} - DY = -\cos(\alpha) \times \text{Largura} - DY \quad (4.17)$$

$$z_{\text{incidente}} = z_{\text{Ponto Base 2}} = 0 \quad (4.18)$$

Posto isto, é possível calcular a equação da reta correspondente à trajetória do Sol, que coincide com a reta que passa pelo *Ponto Alto 1* em direção ao *Ponto Incidente*. Esta é dada pela equação:

$$z_s = dy_s + c \quad (4.19)$$

Sendo d o declive da reta desde o *Ponto Alto 1* e o *Ponto Incidente*, então:

$$\begin{aligned} d &= \frac{z_{\text{Ponto Alto 1}} - z_{\text{incidente}}}{y_{\text{Ponto Alto 1}} - y_{\text{incidente}}} \leftrightarrow \\ &\leftrightarrow d = \frac{\text{Altura} - 0}{-\cos(\alpha) \times \text{Largura} - (-\cos(\alpha) \times \text{Largura} - DY)} \leftrightarrow \\ &\leftrightarrow d = \frac{\text{Altura}}{DD \times \cos(\alpha)} \end{aligned} \quad (4.20)$$

O valor de c corresponde ao ponto para o qual y_s é nulo, substituindo para o caso do ponto de interseção, obtém-se o valor desta variável:

$$c = z_{\text{incidente}} - d \times y_{\text{incidente}} \quad (4.21)$$

Por fim, calcula-se a interseção entre as duas retas, obtendo-se o *Ponto de Interseção*, com as coordenadas $(y_{\text{interseção}}, z_{\text{interseção}})$. Este é o ponto exato em que o Sol incide no painel 2, sendo que até esse ponto há uma sombra provocada pelo painel 1. Através destes valores e da altura, é possível calcular a percentagem da sombra provocada para ângulos inferiores ao ângulo de limite. Esta percentagem é calculada através das seguintes expressões:

$$\text{Sombra (\%)} = \frac{z_{\text{interseção}}}{DZ} = \frac{z_{\text{interseção}}}{\text{Altura}} \quad (4.22)$$

De forma a avaliar o impacto destes valores na produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos, são calculadas as perdas provocadas pela ocorrência de sombras, nos solstícios de verão e de inverno e nos equinócios de primavera e de outono. Estas perdas têm por base a percentagem de sombra existente no momento e a radiação para céu limpo (R_{CL}) existente no local geográfico onde o parque está inserido. Esta análise é feita para os equinócios e solstícios, para intervalos de tempo de 15 minutos, desde o nascer ao por do Sol.

A radiação considerada para cada momento, é obtida através de um algoritmo desenvolvido pela R&D NESTER, que através dos *inputs*: número de painéis, eficiência das células, área dos painéis, ângulo de inclinação dos painéis e a localização do parque fotovoltaico, gere a radiação obtida para céu limpo (Esteves, et al., 2019).

Posteriormente, com estes valores, é observado a percentagem de sombra provocada para cada período em análise. Assim a perda derivada do sombreamento provocado em painéis pelos seus adjacentes (P_{Sombra}), em cada momento em análise, é dada através da seguinte expressão:

$$P_{\text{Sombra}} = \text{Sombra (\%)} \times R_{CL} \quad (4.23)$$

4.2 – Resultados Obtidos

4.2.1 – Parque Fotovoltaico Ourika – Sistema Fixo

No parque fotovoltaico Ourika, o Sol toma a posição mais elevada no solstício de verão, chegando aos 75,8 °. Por outro lado, é no solstício de inverno que se verifica a menor elevação do Sol ao longo do dia, atingindo no máximo aproximadamente 29 °, ligeiramente acima do ângulo de limite (26,2 °). Nos equinócios, quer de primavera, como de outono o Sol toma posições intermédias, comparativamente ao resto do ano, atingindo cerca de 52 ° de elevação. O Gráfico 4.1 representa os valores médios da posição do Sol para os doze meses do ano, bem como os valores do ângulo de elevação do Sol (δ) para os solstícios de verão e inverno e para os equinócios de primavera e outono.

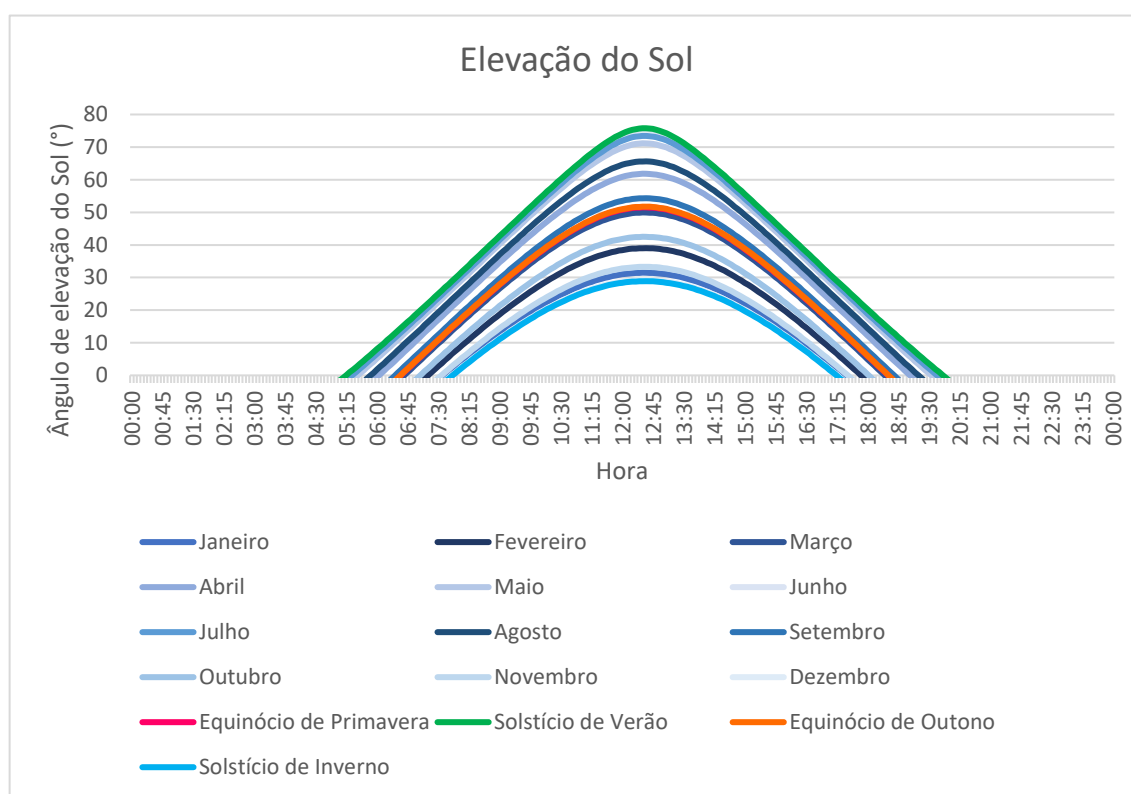


Gráfico 4.1 - Posição do Sol no parque fotovoltaico Ourika.

A sombra provocada por um painel no seu adjacente ocorre quando a posição do Sol (δ) se encontra abaixo do ângulo de limite (β). Tendo em conta este facto, quanto mais tempo o Sol estiver abaixo do ângulo de limite, maior será o impacto das sombras provocadas.

Como foi analisado em cima, é no solstício de inverno que o ângulo de elevação do Sol toma valores menores, assim, é neste momento que as sombras provocadas se tornam superiores.

Como é possível analisar no Figura 4.3, e previsivelmente, a altura em que há maior ocorrência de sombras é no solstício de inverno. Neste dia há a ocorrência de sombra desde as 7h e 55min até às 11h e 40min, nos momentos que se seguem, a elevação do Sol é superior ao ângulo de limite, atingindo o ponto máximo às 12h e 35min, posteriormente, a partir das 13h 55min até às 17h e 10 min (momento em que o Sol se põe por completo), um painel volta a provocar sombra no seu adjacente.

No solstício de inverno, a radiação máxima obtida para céu limpo é de aproximadamente 417 W/m^2 . Devido às sombras é neste dia que as perdas associadas a este fenómeno são maiores, alcançando os 9,15 %.

No solstício de verão, o período Solar é bastante superior ao anterior, e o intervalo de tempo em que ocorre sombra é inferior, uma vez que o Sol toma posições mais elevadas mais rapidamente. Neste caso a radiação máxima é de $1\,064 \text{ W/m}^2$. O fenómeno de sombra ocorre desde o nascer do Sol, às 5h e 15 min, até às 7h e 35 min, voltando a suceder das 17h 35 min até às 19h e 50min. Isto leva a perdas bastante menores, 1,66 %.

Por sua vez, nos equinócios, os dias são considerados intermédios, e o Sol provoca sombra menos tempo quando comparados com o inverno, e mais tempo comparado com o verão. A ocorrência de sombra é proporcional ao tempo de sol, marcando-se como um meio termo entre os solstícios. As perdas associadas às sombras rondam os 2,55 %.

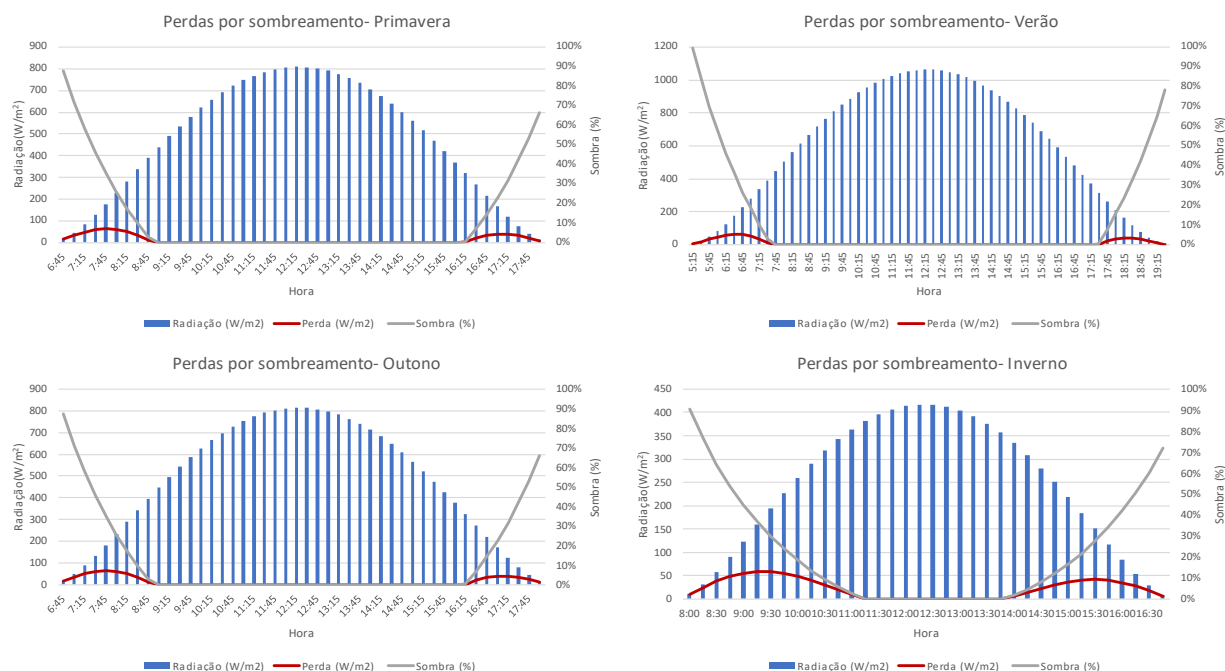


Figura 4.3 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico Ourika.

4.2.2 – Parque Fotovoltaico FAentejo2 – Sistema *Tracker* Horizontal

À semelhança do parque fotovoltaico Ourika, também no FAentejo2, dotado de seguidores solares de eixo de rotação horizontal, o Sol toma a posição mais baixa no solstício de inverno. Neste dia, a elevação do Sol atinge cerca de 28° . Por sua vez, é no solstício de verão que se verifica a maior elevação do Sol ao longo do dia, atingindo os $75,4^\circ$, posição mais elevada do ano.

Nos equinócios, quer de primavera, como de outono o Sol alcança no máximo cerca de 51° de elevação. O Gráfico 4.2 representa os valores médios da posição do Sol para os doze meses do ano, bem como os valores do ângulo de elevação do Sol (δ) para os solstícios de verão e inverno e para os equinócios de primavera e outono.

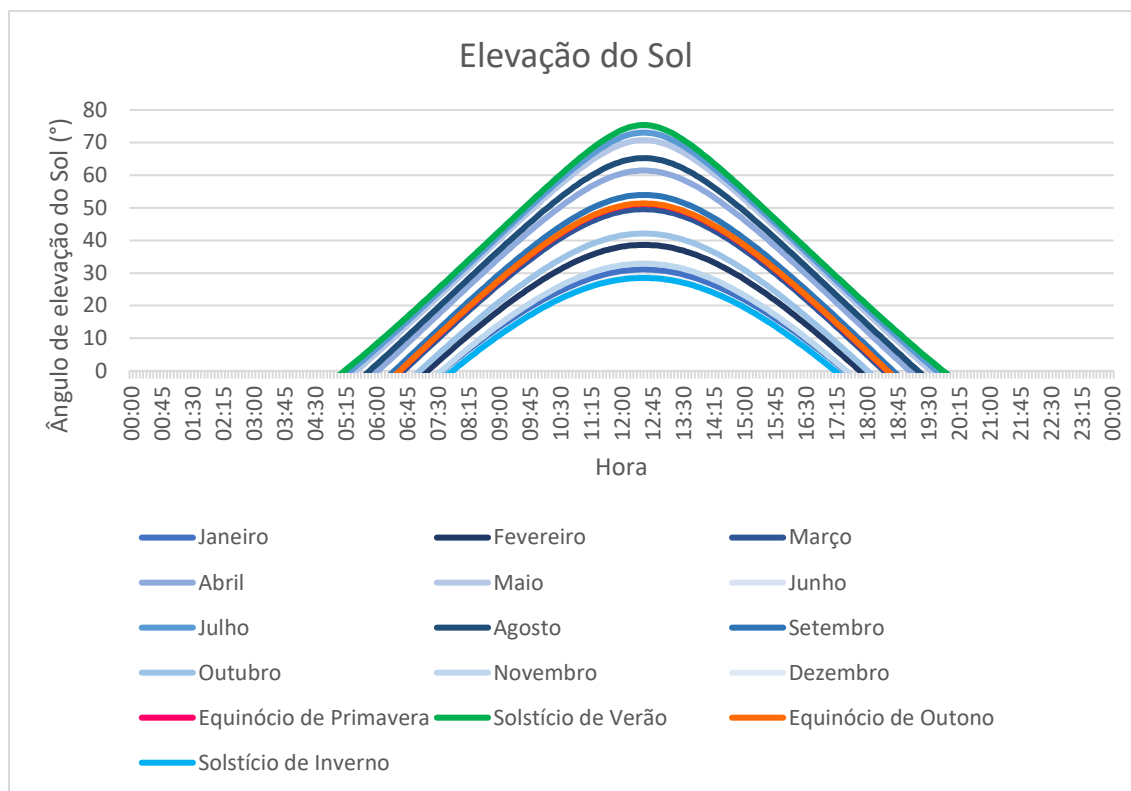


Gráfico 4.2 - Posição do Sol no parque fotovoltaico FAentejo2.

Como é possível analisar no Figura 4.4, e à semelhança do parque Ourika, a altura em que há maior ocorrência de sombras, é no solstício de inverno. Neste dia há a ocorrência de sombra desde as 7h e 55min até às 9h e 25min, nos momentos que se seguem, a elevação do Sol é superior ao ângulo de limite, atingindo o ponto máximo às 12h e 35min, posteriormente, a partir das 15h 40min até às 17h e 10 min. No solstício de inverno, a radiação máxima obtida para céu limpo é de aproximadamente 410 W/m². Neste solstício as perdas alcançam os 1,97 %.

No solstício de verão, a radiação máxima é de 1 062 W/m². O fenómeno de sombra ocorre desde o nascer do Sol, às 5h e 15 min, até às 6h e 30 min, voltando a suceder das 18h 35 min até às 19h e 50min. As perdas associadas são de 0,43 %.

A radiação máxima obtida para os equinócios é de cerca de 810 W/m², sendo que nestes dias a ocorrência de sombras resulta em perdas que rondam os 0,63 %.

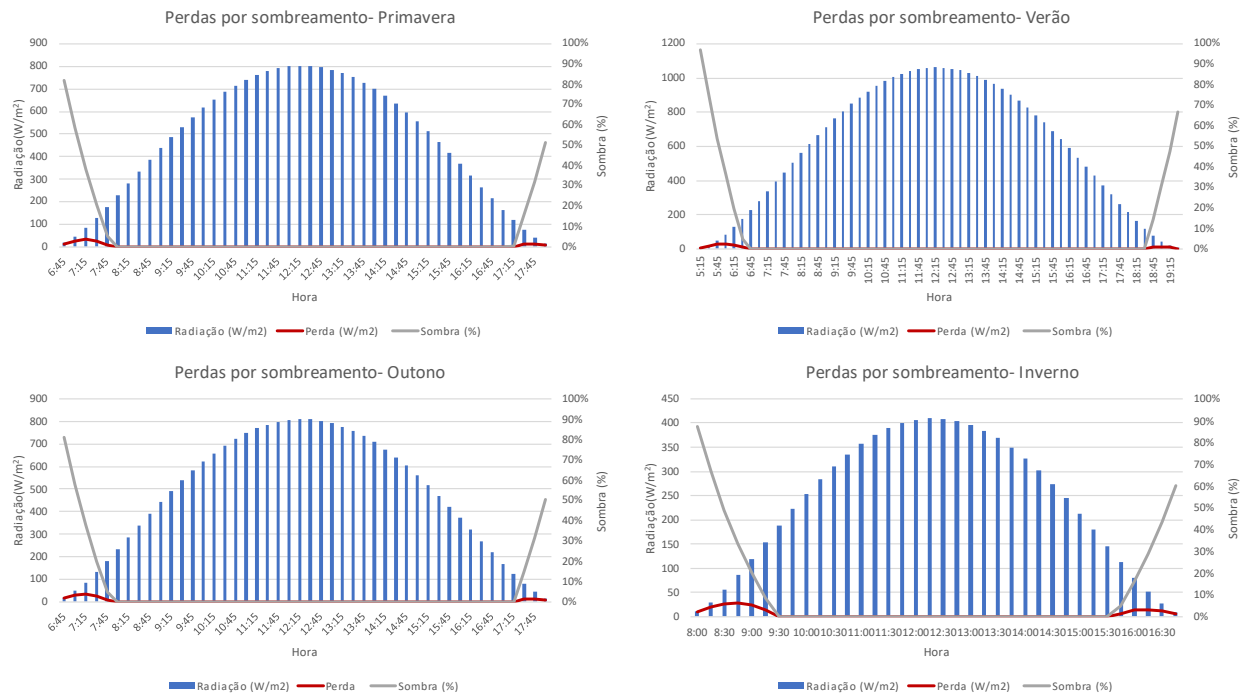


Figura 4.4 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico FAlentejo2.

4.2.3 – Parque Fotovoltaico CFMoura – Sistema *Tracker* de Dois Eixos

No parque fotovoltaico CFMoura, composto por seguidores solares de dois eixos, à semelhança dos casos anteriores, o Sol atinge ângulos de elevação inferiores no solstício de inverno. Neste momento do ano, o Sol alcança cerca de 28 °, ligeiramente acima dos 17,34 ° de ângulo de limite.

Nos equinócios, as posições do Sol atingem valores mais elevados, de aproximadamente 51 °. No entanto, é no solstício de verão que a posição do Sol atinge o valor máximo de 75,3 °. O Gráfico 4.3Gráfico 4.2 exhibe os valores médios da posição do Sol para os doze meses do ano, tal como os valores de δ para os solstícios de verão e inverno e para os equinócios de primavera e outono.

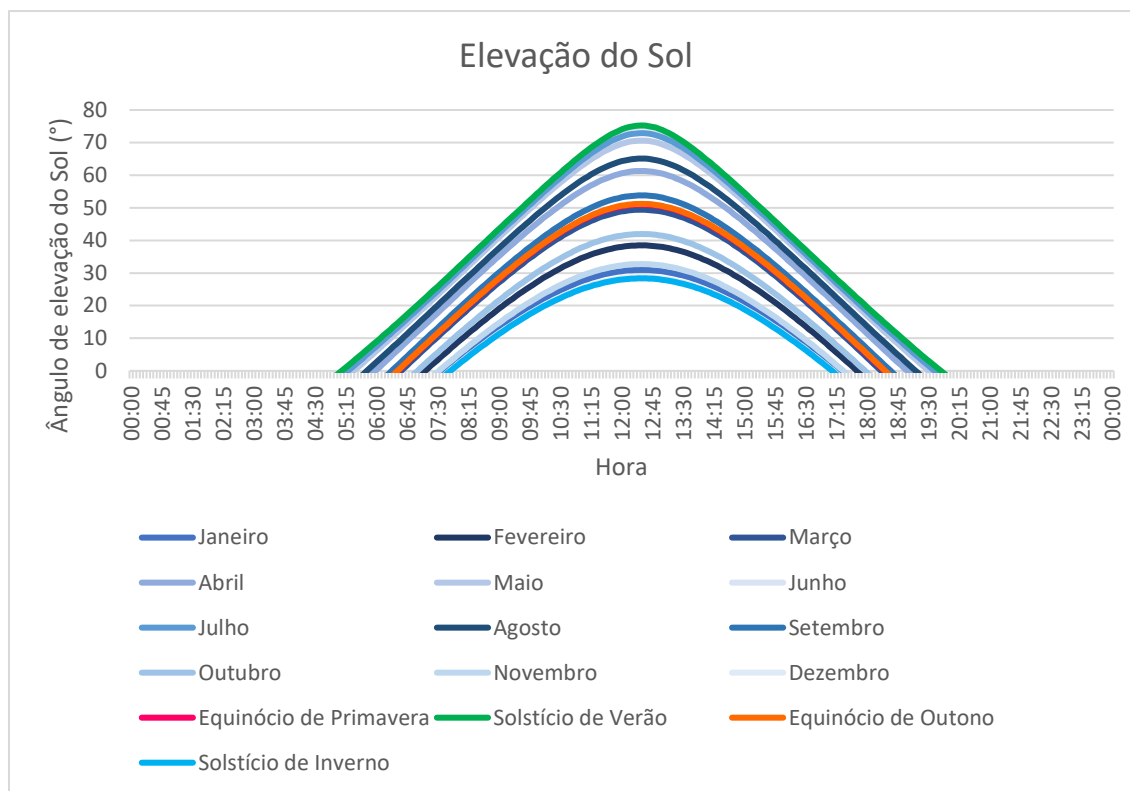


Gráfico 4.3 - Posição do Sol no parque fotovoltaico CFMoura.

Ao observar a Figura 4.5Figura 4.4, é possível notar que a altura em que há maior ocorrência de sombras, é no solstício de inverno, período para o qual a elevação do Sol toma valores mais próximos do ângulo de limite. Neste dia há a ocorrência de sombra desde as 7h e 50min até às 9h e 40min, posteriormente o Sol vai tomando posições mais elevadas, e atinge o ponto máximo às 12h e 30min, depois, a partir das 15h 15min até às 17h e 05 min volta a existir a ocorrência de sombras parciais num painel, provocadas pelo seu adjacente. Neste solstício, a radiação máxima obtida para céu limpo é de aproximadamente 407 W/m^2 . Neste solstício as perdas alcançam os 3,31 %.

No solstício de verão, a radiação máxima é de $1\,061 \text{ W/m}^2$. O fenómeno de sombra parcial desde as 5h e 10 min, até às 6h e 40 min, voltando a suceder das 18h e 15 min até às 19h e 45min. As perdas associadas são de 0,67 %.

A radiação máxima obtida para os equinócios é de cerca de 805 W/m^2 e, nestes dias a ocorrência de sombras resulta em perdas de produção que rondam os 1 %.

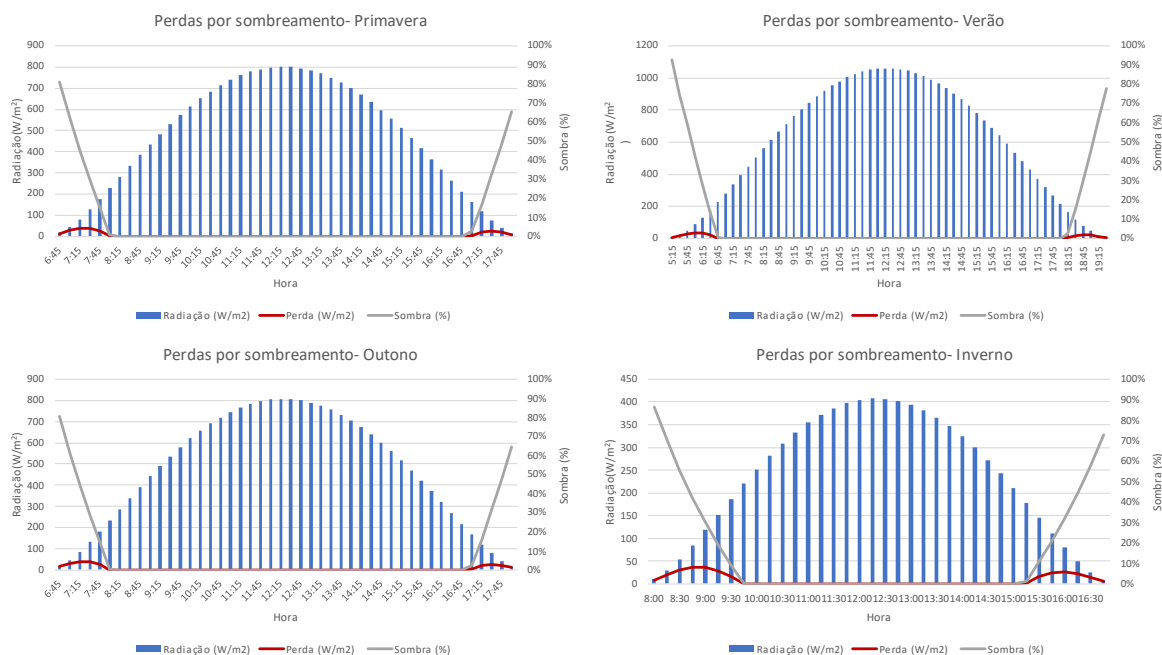


Figura 4.5 - Perdas associadas a sombras, nos equinócios e solstícios para o parque fotovoltaico CFMoura.

4.3 – Resumo e Comentários

Um facto notório e comum em todos os casos analisados é que, o Sol toma posições mais elevadas no solstício de verão, sendo também este o dia com mais horas de Sol do ano, isto é, o dia em que o Sol nasce mais cedo e põe mais tarde. Este facto faz com que a probabilidade de a posição solar ser superior ao ângulo de limite aumente e, consequentemente, as sombras provocadas num painel fotovoltaico pelo seu adjacente sejam inferiores.

No lado oposto, é possível analisar que, é no inverno onde há maiores perdas associadas a sombras, uma vez que o Sol toma ângulos de elevação inferiores, mais próximos do ângulo de limite, quando comparado com a situação anterior.

De entre os parques analisados é no parque fotovoltaico Ourika, dotado de painéis fixos, onde o impacto das sombras se torna mais notório. Isto seria o expectável, uma vez que estas estruturas não acompanham o movimento do Sol, o que faz com que as sombras sejam mais elevadas, aumentando assim o impacto das sombras neste tipo de parque. Além disto, dentre dos parques em análise, Ourika é o que tem um ângulo de limite superior, o que faz com que o Sol se posicione abaixo deste limite por um período superior de tempo, o que se traduz em perdas superiores.

Por outro lado, FAlentejo2 é o que sofre um menor impacto relacionado com as sombras provocadas, uma vez que as estruturas se posicionam a uma distância que leva a um ângulo de limite inferior e, naturalmente, a elevação do Sol ao longo dos dias não se encontra abaixo deste limite por um período de tempo tão longo quanto o anterior, levando a que a existência de sombras seja menor.

O Gráfico 4.4, representa o impacto das perdas associadas à ocorrência de sombra, para os diferentes parques em análise.

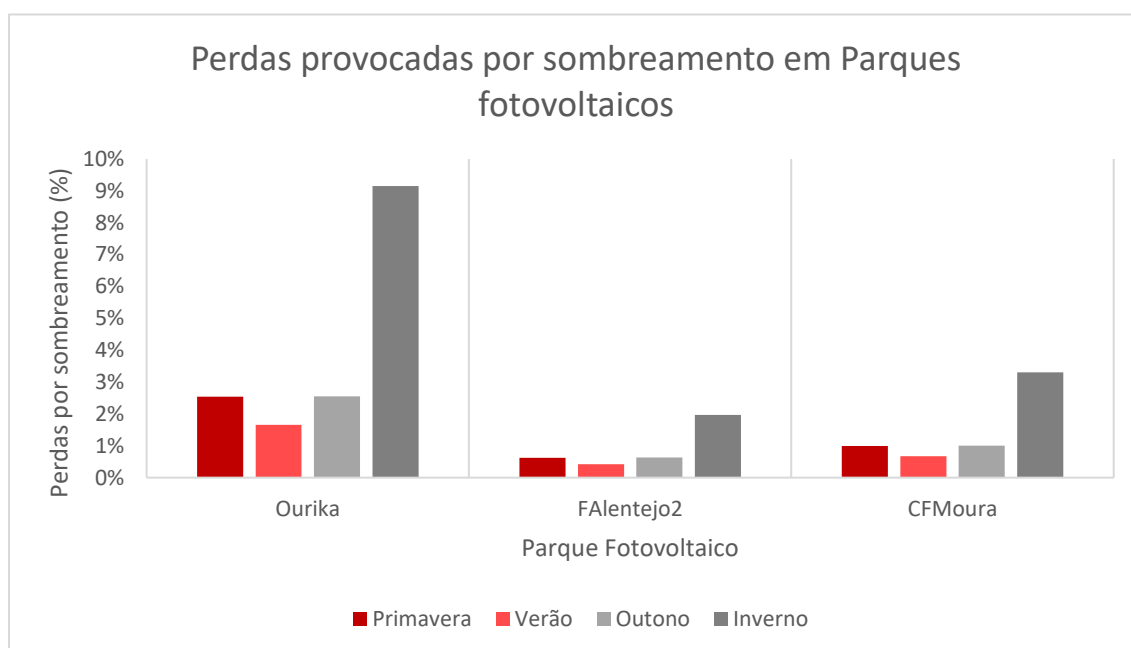


Gráfico 4.4 - Perdas provocadas por sombreamento, verificadas para Ourika, FAlentejo2 e CFMoura.

É possível também concluir dos dados analisados anteriormente que, os níveis de radiação obtidos variam conforme os parques, sendo que, quanto mais a sul o local a analisar, maior será a radiação obtida para céu limpo. O mesmo acontece com a posição do Sol, quanto mais a sul, maior será a elevação máxima alcançada pelo Sol.

CAPÍTULO 5 – PERDAS ELÉTRICAS EM PARQUES FOTOVOLTAICOS

Num sistema fotovoltaico ligado à RESP, a energia que este entrega não é a totalidade da que efetivamente produz. Este acontecimento deve-se a perdas existentes no parque. A eficiência destes sistemas depende da localização geográfica do parque, bem como do *layout* dos diversos elementos que o constituem. Para atingir valores de perdas menores, é importante que esta distribuição dos elementos seja pensada, colocando também na equação o fator perdas provocadas.

Os parques fotovoltaicos apresentam assim diversas fontes de perdas, desde os módulos fotovoltaicos até ao ponto de ligação com a RESP. Neste capítulo serão analisadas perdas existentes nos parques fotovoltaicos, em concreto as perdas existentes nos condutores, quer em CC como em CA, e as perdas ocorridas nos inversores e transformadores.

5.1 – Metodologia

A análise das perdas é realizada para um parque de cada tipo de sistema de fixação, sendo que a escolha destes teve por base os valores obtidos para os ângulos de limite do Sol e ainda espaçamento entre filas de painéis, como analisado no CAPÍTULO 3.

Inicialmente é analisado o layout de cada um dos parques, estimando o número de painéis/módulos ligado a cada casa painel e possível disposição.

Esta estimativa faz-se conforme a Equação (5.1):

$$NPL = \frac{N}{NCP} \quad (5.1)$$

Onde:

NPL – Número de painéis ligados a cada casa de painel

N – Número total de painéis constituintes do parque fotovoltaico em análise

NCP – Número total de casas de painel constituintes do parque fotovoltaico em análise

Posteriormente é analisado o possível layout dos cabos que ligam os painéis às casas de painel. De salientar que, uma central é composta por cabos CC que ligam os painéis à casa painel, e por cabos CA que são responsáveis por transportar a energia desde as casas de painel até à central para posteriormente ser entregue à rede.

Para este passo, de forma a obter valores mais próximos do ideal, os parques são divididos por tipos de zona, e posteriormente é analisada a tipologia mais otimizada, isto é onde as distâncias de condutores são menores.

Além das perdas associadas aos condutores, são ainda consideradas perdas de 3% relativas a inversores, de 0,5 % em transformadores de BT/MT e 0,25 % em transformadores de MT/AT (os quais elevam a tensão para os valores da rede). São também consideradas perdas, no caso dos parques compostos por *trackers*, associadas ao consumo de energia para a movimentação destas estruturas. Estes valores de consumo representam cerca de 2,5 % para parques com seguidores solares de eixo horizontal, e 5 % para os parques com *trackers* de eixo duplo. Estas considerações têm como referência um caso real.

5.1.1 – Perdas em Condutores de CC

Para o cálculo das perdas existentes em cabos de CC, é necessário conhecer a tensão em BT (V_{BT}) à qual os cabos trabalham. Para isto, considera-se que cada módulo produz uma tensão de 23 V e que a gama de funcionamento de cada inversor é de 405 a 900 Vcc, utilizando como referência um caso real. Assim é necessário analisar o número de módulos ligados em série e/ou em paralelo em cada painel, de modo a que estes níveis de tensão sejam cumpridos.

Sendo P_{painel} a potência produzida por cada painel fotovoltaico, este valor é obtido através da seguinte expressão:

$$P_{\text{painel}} = \frac{P_{\text{instalada}}}{N} \text{ [W]} \quad (5.2)$$

Posteriormente é realizada a análise dos comprimentos dos condutores, que tem por base as dimensões dos painéis e o espaçamento existente entre filas de painéis. Neste caso, como é necessário um condutor para positivo (C_{positivo}) e um para negativo (C_{negativo}), o comprimento total do condutor (C_{CC}) corresponde ao dobro da distância efetiva entre os painéis e a casa painel (Equação (5.3)).

$$C_{\text{CC}} = C_{\text{positivo}} + C_{\text{negativo}} \text{ [m]} \quad (5.3)$$

De seguida é calculada a potência de cada troço ($P_{\text{TroçoCC}}$), que corresponde à soma das potências dos painéis presentes no troço ($NP_{\text{Troço}}$).

$$P_{\text{TroçoCC}} = NP_{\text{Troço}} * P_{\text{painel}} \text{ [W]} \quad (5.4)$$

Através da potência do troço e do nível de baixa tensão (em Volts CC) de cada um dos parques (V_{BT}), é então calculado o nível de corrente que flui em cada troço CC (I_{CC}), para posteriormente se analisar as perdas existentes.

$$I_{\text{CC}} = \frac{P_{\text{TroçoCC}}}{V_{\text{BT}}} \text{ [A]} \quad (5.5)$$

Por fim, é calculada a quantidade de perdas em cada troço (P_{CC}), assumindo que o transporte em CC é efetuado através de condutores com alma condutora de alumínio, isolamento de XLPE e revestimento em PVC (Cabelte, 2020). Posto isto, antes do cálculo das perdas, é necessário corrigir o valor da resistência para 90 °C, salientando que este valor varia linearmente com a temperatura de operação da alma condutora (IEC). Estes valores são obtidos através dos seguintes cálculos:

$$R^{\theta} = R^{20^{\circ}\text{C}} * [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} * (\theta - 20)] \text{ [\Omega/m]} \quad (5.6)$$

Sendo:

R^{θ} – Resistência corrigida, neste caso para 90 °C. [Ω/m].

$R^{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$ – Resistência CC a 20 °C, para a secção em análise [Ω/m].

$\alpha_{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$ – Constante de temperatura mássica a 20 °C, neste caso toma o valor de $4,03 \times 10^{-3}$ [K^{-1}].

θ – Temperatura de operação do condutor, neste caso toma o valor de 90 °C.

As perdas estimadas para os troços em CC, são calculadas através da Equação (5.7).

$$P_{CC} = R^{90\text{ }^{\circ}\text{C}} * C_{CC} * I_{CC}^2 \text{ [W]} \quad (5.7)$$

5.1.2 – Perdas em Condutores de CA

Para o cálculo das perdas em CA, é necessário conhecer a tensão em MT (V_{MT}) à qual os cabos funcionam. O valor considerado, varia entre os parques em análise, e corresponde ao valor de tensão de saída do transformador presente na casa painel. Os valores considerados são retirados das Licenças de Exploração de cada parque fotovoltaico em análise.

Inicialmente, procede-se à análise do nível de potência teórico para cada casa painel (P_{CP}), calculado através da expressão (5.8), sendo de salientar que a potência da parte CA dos parques é limitada a determinados valores. Assim para o valor de P_{CP} , é considerado o limite de potência (P_{limite}) existente em cada parque.

$$P_{CP} = \frac{P_{limite}}{NCP} \text{ [W]} \quad (5.8)$$

Posteriormente é realizada a análise dos comprimentos dos condutores (C_{CA}), desde a casa painel até à subestação, tendo em conta as dimensões dos painéis e os espaçamentos existentes entre estes.

A potência de cada troço ($P_{\text{TroçoCA}}$), que tem em consideração o número e a potência das casas de painel ligadas a cada troço ($\text{NCPL}_{\text{troço}}$), é calculada através da Equação (5.9).

$$P_{\text{troçoCA}} = \text{NCPL}_{\text{troço}} * P_{\text{CP}} \text{ [W]} \quad (5.9)$$

Sendo:

$\text{NCPL}_{\text{troço}}$ – Número de casas de painel ligadas ao troço em análise.

Através da potência do troço CA e do nível de média tensão (em Volts CA) de cada um dos parques (V_{MT}), é então calculado o nível de corrente em cada troço (I_{CA}), para posteriormente se analisar as perdas existentes.

$$I_{\text{CA}} = \frac{P_{\text{troçoCA}}}{\sqrt{3} * V_{\text{MT}}} \text{ [A]} \quad (5.10)$$

Por fim, é calculada a quantidade de perdas em cada troço (P_{CA}), assumindo que, tal como em CC, o transporte em CA é efetuado através de condutores com alma condutora de alumínio, isolamento de XLPE e revestimento em PVC (Cabelte, 2020). Assim, antes do cálculo das perdas, é necessário corrigir o valor da resistência para 90 °C, o qual varia linearmente com a temperatura de operação da alma condutora (IEC). O valor de resistência corrigida é obtido através da Equação (5.11).

$$R^{\theta} = R^{20^{\circ}\text{C}} * [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} * (\theta - 20)] \text{ [\Omega/m]} \quad (5.11)$$

Onde:

R^{θ} – Resistência corrigida, neste caso para 90 °C. [Ω/m].

$R^{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$ – Resistência CC a 20 °C, para a secção em análise [Ω/m].

$\alpha_{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$ – Constante de temperatura mássica a 20 °C, neste caso toma o valor de $4,03 \times 10^{-3}$ [K^{-1}].

θ – Temperatura de operação do condutor, neste caso toma o valor de 90 °C.

As perdas estimadas para os troços em CA de um parque fotovoltaico, são calculadas através da Equação (5.12).

$$P_{CA} = 3 * (R^{90\text{ }^{\circ}\text{C}} * C_{CA} * I_{CC}^2) \text{ [W]} \quad (5.12)$$

5.2 – Resultados Obtidos

5.2.1 – Parque Fotovoltaico Ourika – Sistema Fixo

Ourika é composto por painéis de 15 e de 60 módulos, perfazendo um total de 141 930 módulos. Assim, cada casa painel tem ligados a si cerca de 10 918 módulos de 325 W. É um parque com 690 V em BT (15 módulos ligados em série) e 30 kV em MT.

Os condutores de CC considerados têm uma secção de 240 mm² e estima-se um comprimento total de 18 822 m, dispostos de acordo com o *layout* apresentado na Figura 5.1. São responsáveis por cerca de 1,3 % de perda de potência, ou seja 598 476 W.



Figura 5.1 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico Ourika.

Em Ourika, a potência está limitada a 40,5 MW, assim cada casa painel tem uma potência teórica de 3,12 MW. Os condutores de CA apresentam diferentes secções, dependendo dos níveis de corrente em cada troço. No total são utilizados cerca de 5 749 m de condutores CA, dispostos como esquematizado na Figura 5.2, de secções de 150, 240 e 400 mm². Estes elementos representam perdas de potência de 0,17 %, ou seja, dos 40,5 MW de potência, 67 512 W correspondem a perdas em condutores de CA, valor bastante inferior ao anterior.

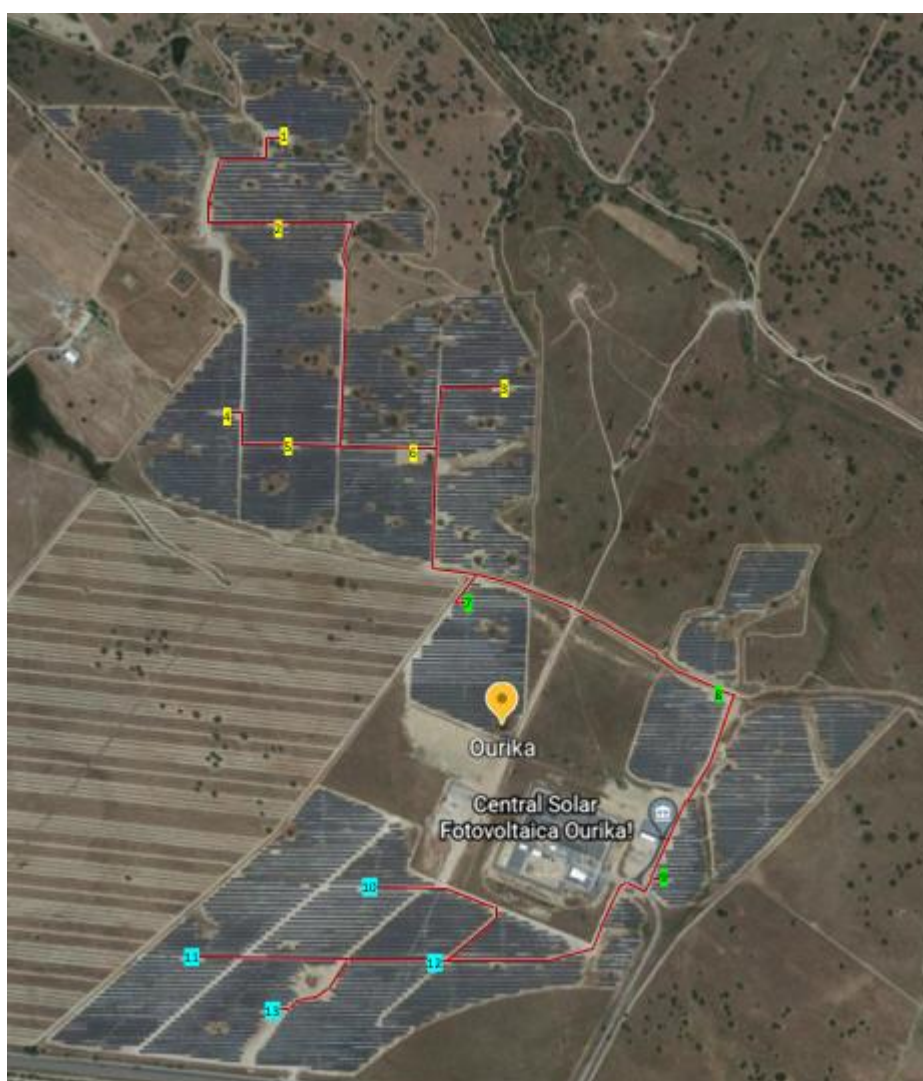


Figura 5.2 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico Ourika.

No total, Ourika apresenta perdas teóricas de 5 % nos seus elementos constituintes.

5.2.2 – Parque Fotovoltaico FAentejo2 – Sistema *Tracker* Horizontal

O parque fotovoltaico FAentejo2, dotado de seguidores solares de eixo horizontal, é composto por um total de 2 272 seguidores, formado por 20 módulos cada. Portanto, cada casa painel possui conectados a si, teoricamente, 568 seguidores, ou seja, 11 360 módulos de 229 W cada. Este parque tem em BT 460 V (20 módulos ligados em série) e 20 kV em MT.

A corrente que flui nos condutores de CC são caracterizadas por tomarem valores muito elevados, assim de forma a minimizar as perdas, o ideal passa por utilizar cabos duplos, diminuindo assim a corrente para metade e consequentemente as perdas. Posto isto, os condutores de CC considerados na análise de perdas, têm uma secção de 400 mm² e estima-se um comprimento total de 6 537 m, distribuídos de acordo com o *layout* apresentado na Figura 5.3. Nestas condições, estes condutores são responsáveis por cerca de 2,8 % de perda de potência, o que corresponde a 287 710 W.



Figura 5.3 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico Ourika.

Neste parque fotovoltaico, a potência encontra-se limitada a 10 MW, então cada casa painel tem uma potência teórica de 2,5 MW. Todos os condutores de CA considerados apresentam secções de 240 mm² e é estimada uma utilização de aproximadamente 2 630 m de cabos, ligados à subestação como esquematizado na Figura 5.4. Estes elementos representam perdas de potência de 0,07 %, substancialmente inferiores às perdas verificadas em condutores de CC, ou seja, dos 10 MW de potência apenas 6 586 W correspondem a perdas em condutores de CA.



Figura 5.4 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico FAIentejo2.

No total, FAIentejo2 apresenta perdas teóricas de 12 % nos seus elementos constituintes.

5.2.3 – Parque Fotovoltaico CFMoura – Sistema *Tracker* de Dois Eixos

A central fotovoltaica CFMoura, composta por seguidores solares de dois eixos, possui no total de 2 520 seguidores, formados por 104 módulos cada. Pressupõe-se que cada casa painel tenha conectados a si, 36 seguidores, ou seja, 3 744 módulos de 177 W cada. Este parque apresenta em BT 598 V (4 conjuntos de 26 módulos ligados em série) e 20 kV em MT.

Os condutores de CC considerados nesta análise, têm uma secção de 70 mm² e estima-se um comprimento total de 3 031 m, dispostos de acordo com o *layout* indicado na Figura 5.5. Nestes condutores existem perdas de aproximadamente 1MW,

o que significa que cerca de 2,2 % da potência instalada não alcança as casas de painel.



Figura 5.5 - Esquema de ligação dos condutores em CC no parque fotovoltaico CFMoura.

No presente parque em análise, a potência encontra-se limitada a 35 MW, portanto cada casa painel tem uma potência 0,5 MW. As secções consideradas para os condutores de CA em CFMoura, variam consoante a corrente que flui nos vários troços de ligação das casas de painel à subestação, tomando valores de 95, 150, 240 ou 400 mm². É de salientar que, neste caso, para troços que transportam potências de valor superior a 5 MW, foram considerados cabos duplos, de modo a diminuir as perdas obtidas.

É estimada uma utilização de aproximadamente 20 063 m de condutores de CA, como esquematizado na Figura 5.6. Estes elementos representam perdas de potência de cerca de 0,13 %, o que significa que, da potência de saída das casas de painel, cerca de 46 371 W são dissipados nos condutores.

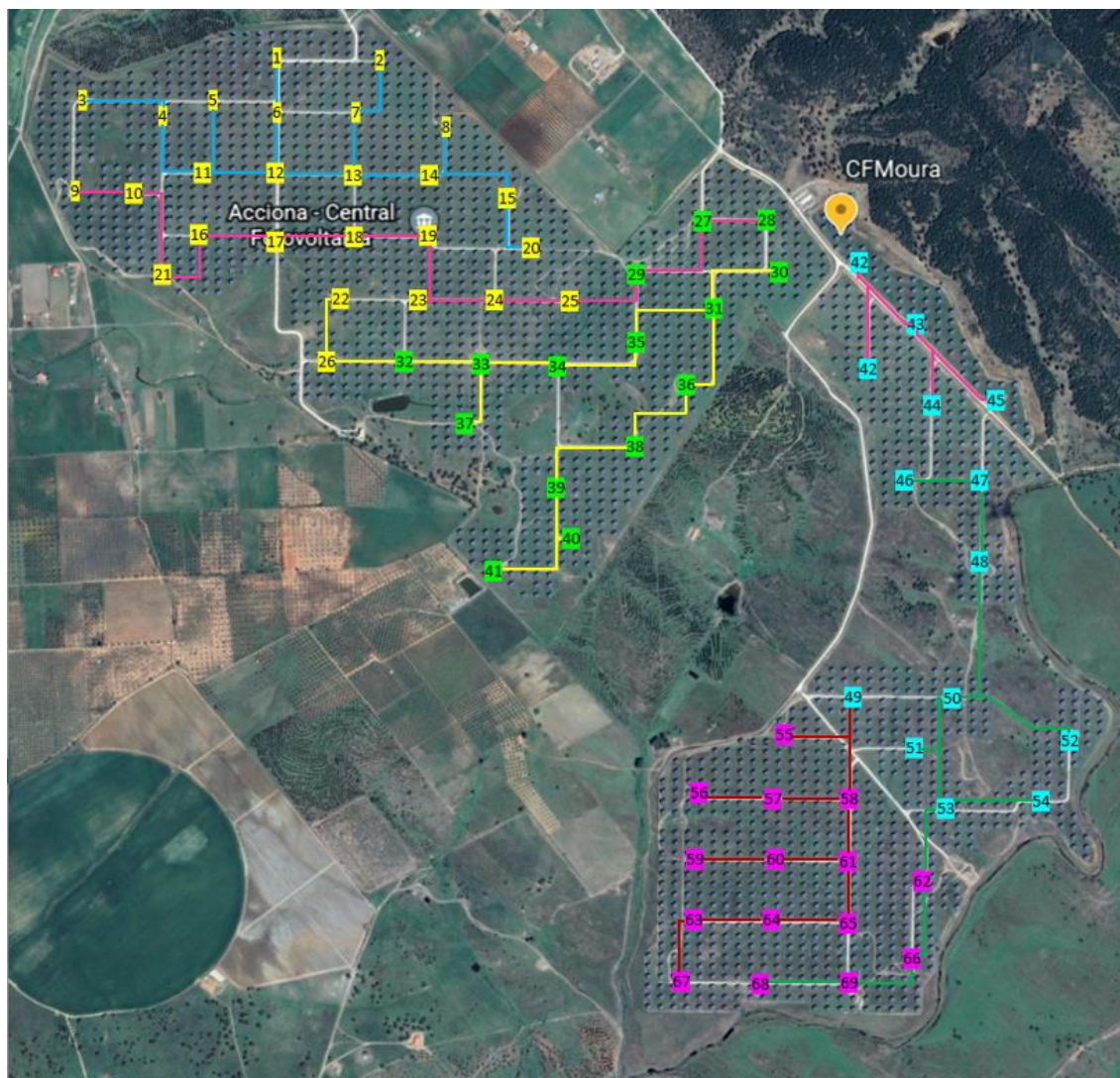


Figura 5.6 - Esquema de ligação dos condutores em CA no parque fotovoltaico CFMoura.

No total, CFMoura apresenta perdas teóricas de 16 % nos seus elementos constituintes.

5.3 – Resumo e Comentários

No geral, Ourika é o parque que apresenta menores perdas associadas aos elementos analisados, no entanto isto deve-se ao facto dos outros dois parques em análise possuírem consumos associados à movimentação dos *trackers*, fator que Ourika não apresenta.

Dentro das perdas analisadas, é notório que são os condutores de CA que apresentam o menor impacto. Por outro lado, nos condutores de CC são verificadas perdas mais acentuadas. Assim, o ideal passa por diminuir as distâncias em CC, colocando as casas de painel localizadas no centro do *layout* da distribuição dos painéis (como o caso de Ourika e CFMoura) ao contrário de colocar estes elementos nas extremidades dos parques, como se verifica no caso de FAlentejo2. Outro fator que tem forte impacto nas perdas, como analisado, é a corrente que flui nos condutores. Assim, este valor deve ser reduzido, com a utilização de maior número de condutores, de forma a evitar perdas elevadas.

O Gráfico 5.1 que se segue apresenta uma comparação entre os valores de perdas verificados, nos diferentes parques em análise.

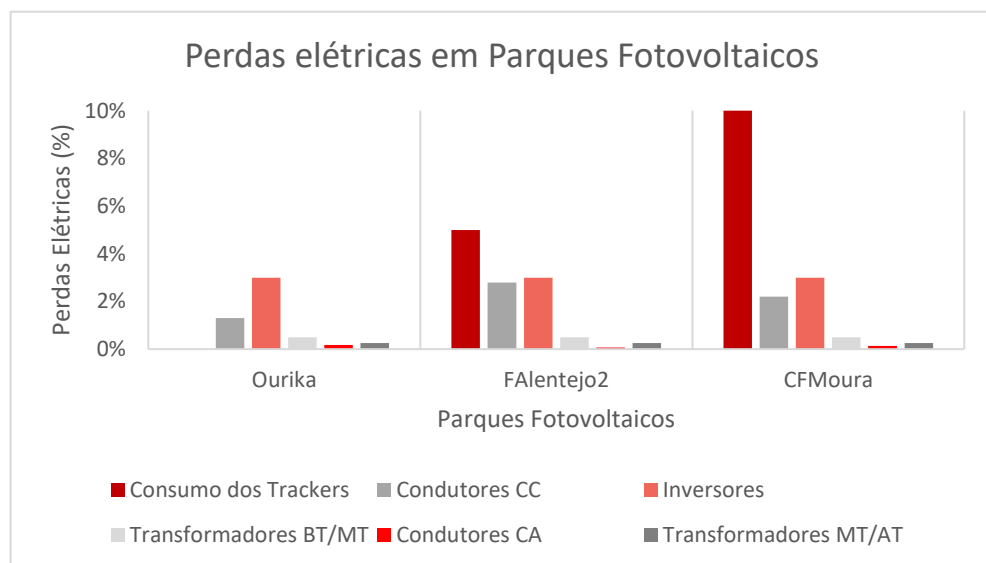


Gráfico 5.1 - Perdas elétricas verificadas para Ourika, FAlentejo2 e CFMoura.

CAPÍTULO 6 – ANÁLISE DE POTÊNCIAS

As centrais fotovoltaicas ligadas à RESP são caracterizadas pela potência gerada através dos seus painéis, bem como pela potência capaz de entregar à rede. O ideal é que toda a potência produzida pelos painéis fotovoltaicos passe através dos diversos componentes, sem que seja limitada e assim, possa ser toda entregue à rede. No entanto, ao longo de uma central existem diferentes níveis de potência que variam ao longo das ligações entre componentes existentes até à RESP, fazendo com que a potência entregue à rede pública seja inferior à produzida. O principal motivo desta diferença, passa por perdas e consumos existentes nos diversos componentes da central.

6.1 – Metodologia

As potências em análise são essencialmente as potências instaladas em três dos componentes do sistema (Figura 6.1):

- Potência Instalada nos painéis solares – Potência total que os painéis são capazes de produzir.
- Potência Instalada nos Inversores – Potência total para a qual os inversores estão dimensionados.
- Potência Instalada nos Transformadores de BT/MT – Potência total para a qual os transformadores estão dimensionados.
- Potência Limite – Potência que o parque está autorizado a entregar à RESP.



Figura 6.1 - Componentes do sistema fotovoltaico, painéis, inversor e transformador, respetivamente (Eur21) (Del21) (Dir21).

Os níveis de potência necessários para a análise são retirados das Licenças de Exploração de cada um dos parques e posteriormente confirmados e retificados pela REN. Para este estudo é utilizada uma amostra de 25 centrais fotovoltaicas distintas, quer em níveis de potência, como no que diz respeito ao sistema de fixação dos painéis fotovoltaicos, localizadas em Portugal.

A potência instalada, passa pela soma da potência que cada painel é capaz de produzir, sendo dada através da seguinte expressão, com N o número de painéis constituintes do parque:

$$P_{\text{instalada}} = P_{\text{painel } 1} + P_{\text{painel } 2} + \dots + P_{\text{painel } N} \text{ [MWp]} \quad (6.1)$$

A Potência nos inversores passa pela soma das potências de todos os inversores existentes no respetivo parque. Considerando que o parque fotovoltaico é composto por M inversores, esta potência é calculada através da seguinte equação:

$$P_{\text{inversores}} = P_{\text{inversor } 1} + P_{\text{inversor } 2} + \dots + P_{\text{inversor } M} \left[\frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \right] \quad (6.2)$$

A Potência considerada nos transformadores de BT para MT, consiste na soma das potências de todos os transformadores existentes na central. Considerando que esta é composta por K transformadores, esta potência é calculada através da seguinte expressão:

$$P_{\text{transformadores}} = P_{\text{transformador } 1} + P_{\text{transformador } 2} + \dots + P_{\text{transformador } K} \text{ [MVA]} \quad (6.3)$$

Posteriormente, de forma a que seja possível a análise de todos os parques em simultâneo, são calculados os rácios da Equação (6.4) à (6.8) que relacionam as potências anteriormente descritas.

$$R_{\frac{inv}{inst}} = \frac{P_{inversores}}{P_{instalada}} \left[\frac{MW}{MWp} \right] \quad (6.4)$$

$$R_{\frac{trans}{inst}} = \frac{P_{transformadores}}{P_{instalada}} \left[\frac{MVA}{MWp} \right] \quad (6.5)$$

$$R_{\frac{trans}{inv}} = \frac{P_{transformadores}}{P_{inversores}} \left[\frac{MVA}{MVA} \right] \quad (6.6)$$

$$R_{\frac{lim}{trans}} = \frac{P_{limite}}{P_{transformadores}} \left[\frac{MVA}{MVA} \right] \quad (6.7)$$

$$R_{\frac{lim}{inv}} = \frac{P_{limite}}{P_{inversores}} \left[\frac{MVA}{MVA} \right] \quad (6.8)$$

6.2 – Resultados Obtidos

Teoricamente, era expectável que os rácios calculados, dessem valores de 1, o que significaria que toda a potência produzida pela central em análise era entregue à rede. No entanto tal facto não se verificou, uma vez que, na prática, foram obtidos valores de rácios quer superiores como inferiores ao teórico.

Os gráficos abaixo representados, mostram os desvios obtidos para os rácios apresentados anteriormente, relativamente ao valor ideal (1), para os 25 parques em análise.

Como referido no CAPÍTULO 3, CFMoura é composto por seguidores solares de duplo eixo, neste caso, estes componentes para seguirem a trajetória do Sol consomem energia em CC. Como é possível observar através dos rácios, a potência nos inversores de CFMoura é significativamente inferior à potência instalada, uma vez que o dimensionamento dos inversores considera este consumo de energia, bem como perdas existentes.

Evora3, apresenta relações entre a potência nos inversores e a instalada, bem como entre a potência nos transformadores e a instalada, bastante inferiores a 1, o que reflete a existência de consumos ou perdas elevadas antes da energia produzida chegar aos inversores. No entanto, no caso deste parque, como os dados são poucos, é impossível concluir a razão destes valores bastante abaixo do expectável.

No caso das centrais fotovoltaicas de Nisa, é possível observar que a potência nos transformadores é superior à potência instalada no parque, fazendo com que estes elementos estejam sobredimensionados, o que permite que funcionem com níveis de potência superiores, não correndo o risco de entrarem em sobrecarga.

CFNisa1 e CFNisa2, tal como comparativamente à potência instalada, possuem também valores de potência nos inversores inferiores à dos transformadores, o que leva a rácios bastante superiores a 1, os quais rodam valores de 1,3, revelando que ao contrário dos transformadores, os inversores não se encontram sobredimensionados limitando a potência convertidas para níveis inferiores. Este acontecimento verifica-se também, ainda que de forma menos acentuada, nas centrais CFMoura e CFMogadouro. Assim, estas quatro centrais apresentam rácios entre a potência verificada nos transformadores e a potência nos inversores superiores ao valor teórico.

Através da observação da amostra, é possível verificar que a potência de limite, ou seja, a que os parques estão autorizados a entregar à RESP, é predominantemente inferior à potência instalada, aproximando-se na maioria dos casos em análise à potência para a qual os inversores e/ou transformadores foram dimensionados.

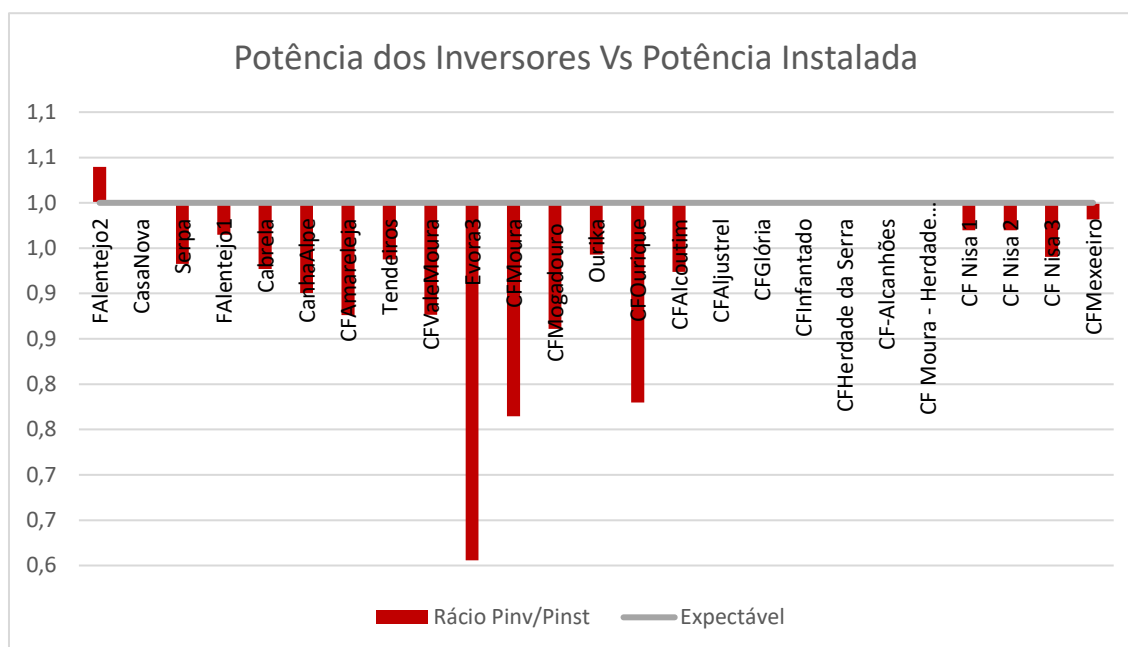


Gráfico 6.1 - Desvio do rácio entre a potência dos inversores e a potência instalada, em relação ao rácio teórico ótimo.

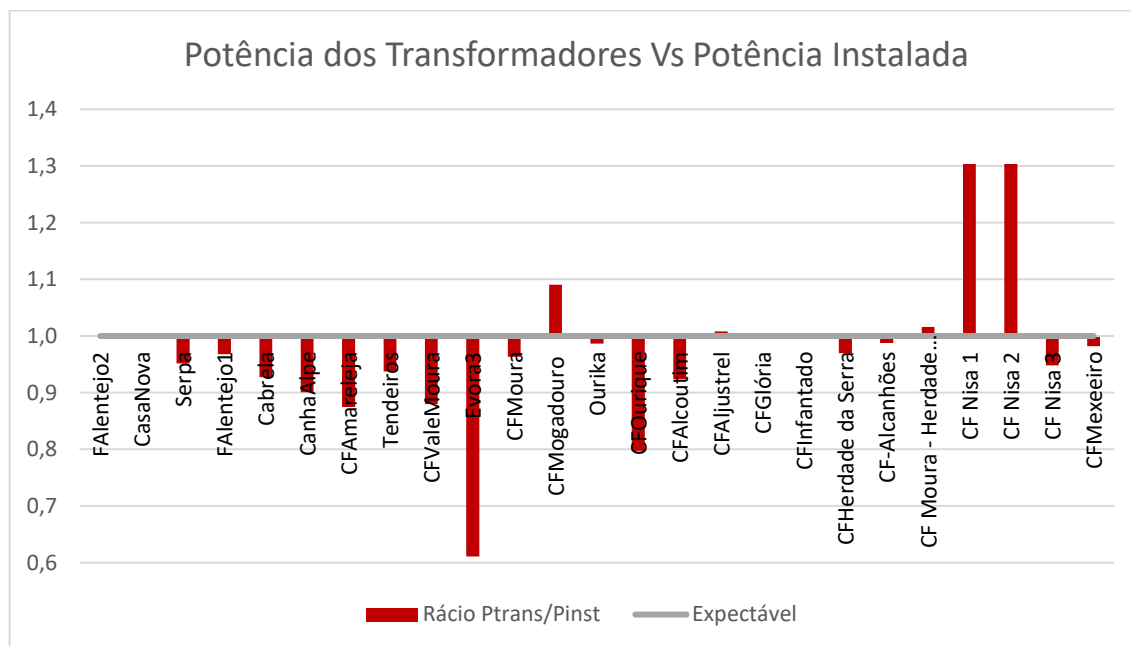


Gráfico 6.2 - Desvio do rácio entre a potência dos transformadores e a potência instalada, em relação ao rácio teórico ótimo.

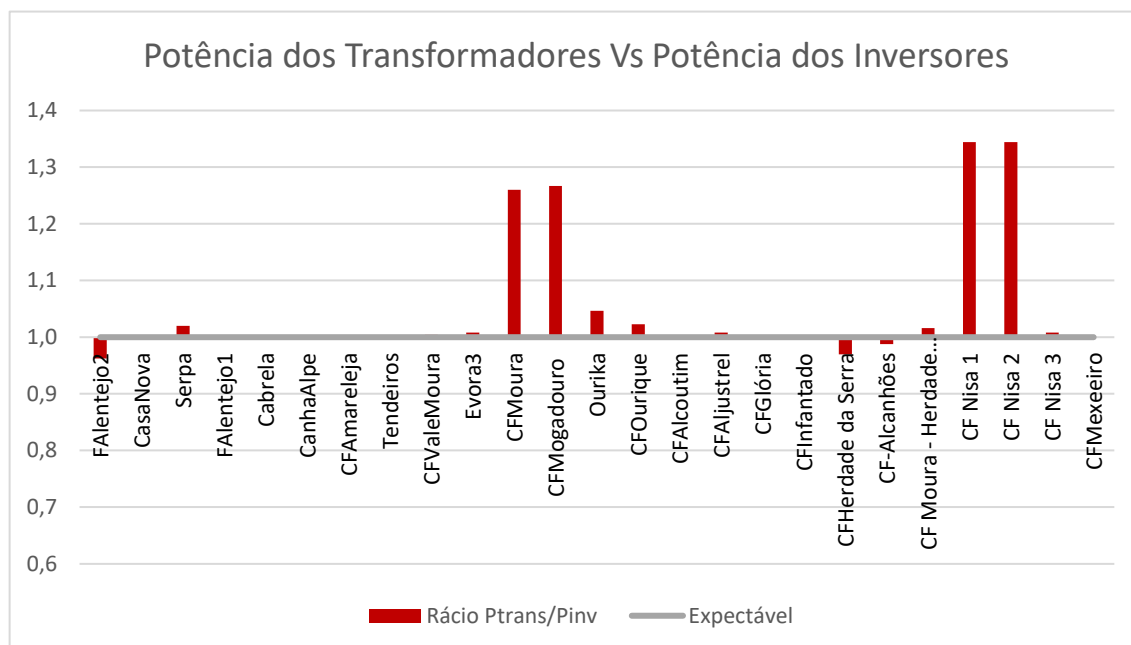


Gráfico 6.3 - Desvio do rácio entre a potência dos transformadores e a potência dos inversores, em relação ao rácio teórico ótimo.

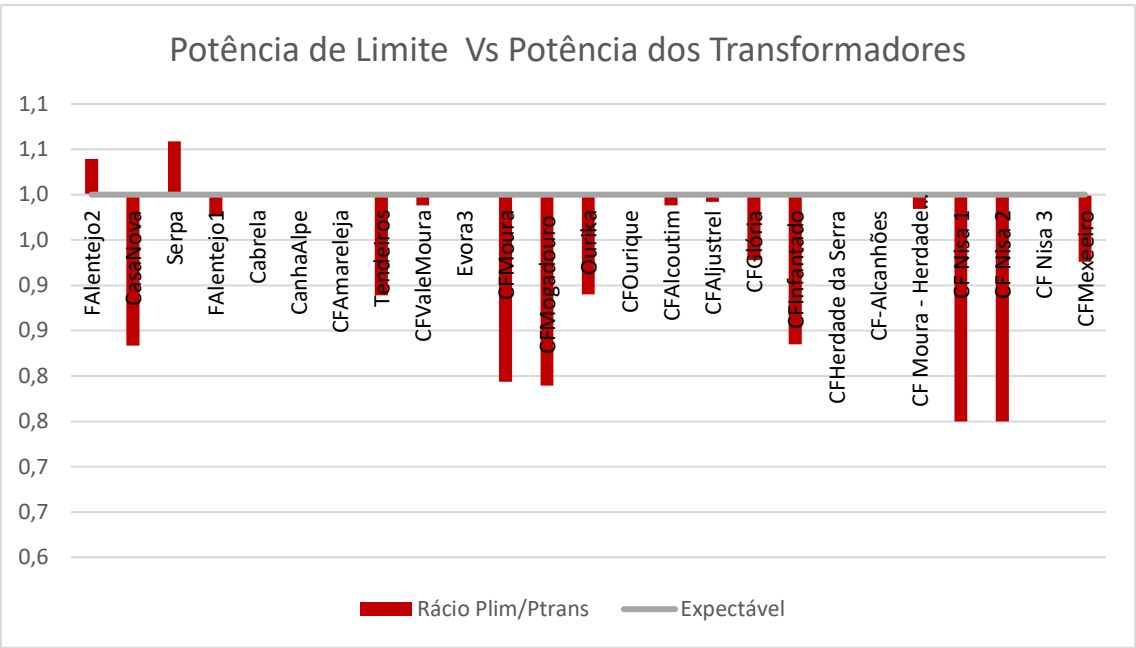


Gráfico 6.4 - Desvio do rácio entre a potência de limite e a potência dos transformadores, em relação ao rácio teórico ótimo.

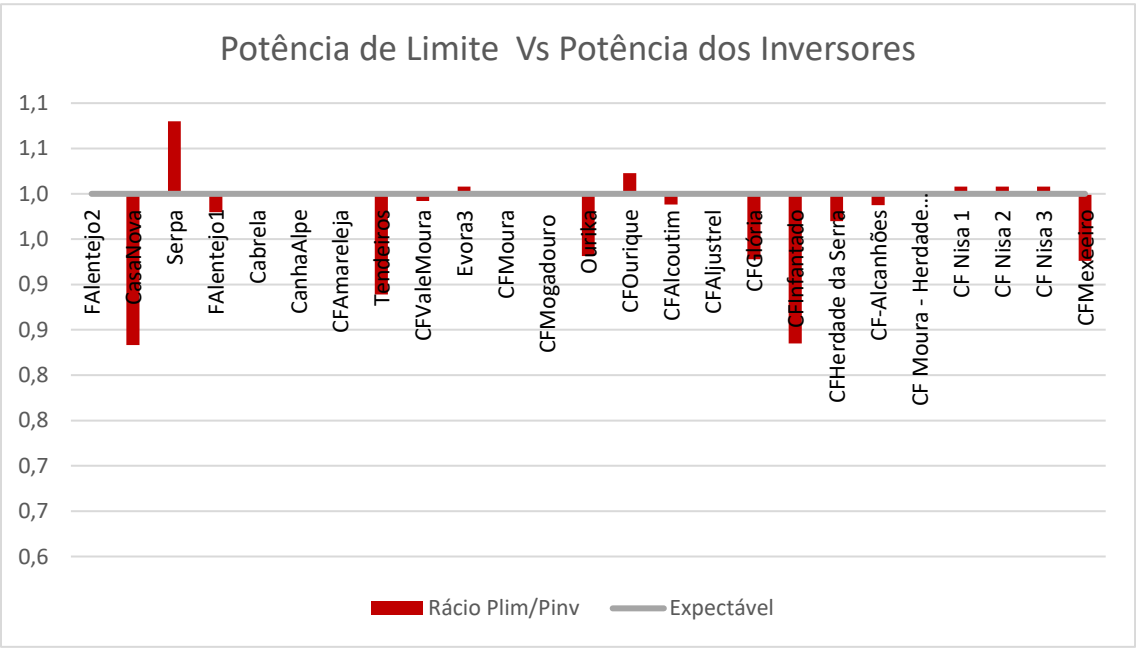


Gráfico 6.5 - Desvio do rácio entre a potência de limite e a potência dos inversores, em relação ao rácio teórico ótimo.

6.3 – Resumo e Comentários

Com a análise feita anteriormente, é notório que os parques não entregam toda a sua energia à rede, estando na sua maioria aptos a produzir níveis de potência superiores à que efetivamente é aproveitada.

Um fator que pode influenciar bastante os rácios analisados, está relacionado com erros existentes nas licenças de exploração analisadas, não sendo possível, em grande parte dos casos, validar a veracidade dos dados.

Com esta análise é ainda possível ver que, na maioria dos casos, a potência de limite está relacionada com a potência dos inversores.

Em suma, uma central ligada à RESP não entrega a totalidade da potência produzida à rede, estando sempre limitada a valores inferiores, os quais contemplam não só perdas verificadas nos troços e elementos essenciais ao correto funcionamento da instalação, como consumos existentes, como o caso dos sistemas dotados com seguidores solares, e ainda limitações impostas pelos operadores da RESP.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO

7.1 – Conclusões Gerais

Nos últimos anos, a procura por fontes de energia limpa aumentou, nomeadamente de energia gerada a partir do Sol. Este facto leva a que o estudo deste tipo de energia seja cada vez mais importante.

Na presente tese, evidencia-se a importância da configuração das centrais fotovoltaicas, com foco no aumento de eficiência das mesmas, sendo analisados vários parques existentes em Portugal, com potência instalada superior a 10 MWp. Este estudo está, no entanto, condicionado pelos dados utilizados, quer na disponibilidade destes, como na qualidade, uma vez que os dados essenciais e de base ao estudo, foram obtidos por imagens satélite.

Inicialmente foram colocadas duas questões centrais:

- Qual o rácio ótimo Wp/m²?
- Qual o rácio ótimo MVA/MWp?

Após a análise dos diferentes parques foi possível concluir que, o parque com melhor índice de espaço, no que diz respeito à área útil e à área bruta é dotado de painéis fixos, nomeadamente o parque CFAmareleja, uma vez que é um tipo de parque mais compacto, o que faz com que a área sem ocupação seja reduzida. No entanto, quando analisado o índice de potência instalada por unidade de área ocupada por painéis, o sistema que melhor índice apresenta é o de seguidor solar de um eixo, nomeadamente CasaNova, isto porque para uma maior potência instalada, possui menor área de painéis.

Esta situação repete-se quando analisados os parques no geral. Em média, o tipo de parque que apresenta melhor índice de espaço, tendo em conta as áreas bruta e útil, é o de sistema de fixação fixo, com valores de 45,77 W/m² e 68,13 W/m², respetivamente. Relativamente à área ocupada somente por painéis, é o sistema de fixação de seguidor solar de um eixo, o que apresenta valores mais favoráveis, com uma média de cerca de 164 W/m².

Ao analisar o impacto causado pelas sombras provocadas num painel pelo seu adjacente, o melhor caso ocorre num parque dotado de sistema *tracker* horizontal, estando este valor diretamente relacionado com o equilíbrio entre as dimensões dos

seguidores, o espaçamento existente entre estas estruturas e ainda a elevação do Sol alcançada no local geográfico onde se encontra o parque fotovoltaico.

Outro ponto analisado, nesta tese, no que diz respeito à eficiência dos parques, está relacionado com as perdas elétricas existentes ao longo do parque, sendo que neste caso o sistema de painéis fixos atinge menores valores de perdas quando comparados com as outras tipologias. Este facto deve-se essencialmente à ausência de consumos por parte dos painéis para o movimento de acompanhamento da posição do Sol. Outro ponto que também reduz estes valores passa pelo correto posicionamento das casas de painel, uma vez que, o melhor posicionamento destas, passa por estar centradas relativamente aos painéis e não nas extremidades dos parques, diminuindo assim as perdas dos condutores de CC e consequentemente as perdas que representam grande parte das perdas obtidas nos parques fotovoltaicos.

Por fim, é abordado o rácio ideal entre as diferentes potências verificadas ao longo do parque. O ideal seria que os rácios analisados fossem de 1, o que significa que toda a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos seria entregue à RESP. No entanto tal facto não se verifica, isto deve-se essencialmente às perdas existentes e ainda à limitação da potência entregue à rede. Esta última, como foi possível analisar, está, na maioria dos casos em análise, relacionada com a potência permitida pelos inversores instalados.

Em suma, a configuração ideal de uma central fotovoltaica deve ter sempre presente a área total disponível para a implantação, a posição do Sol para o local geográfico onde se insere e ainda, no que diz respeito aos painéis a utilizar, o equilíbrio entre a potência capaz de produzir e as dimensões, otimizando o distanciamento necessário entre painéis, sempre com o foco de maximizar a eficiência da central fotovoltaica.

7.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros

No decorrer do presente projeto surgiram algumas ideias e perspetivas de investigação e desenvolvimento para trabalhos futuros. Assim, nos seguintes pontos são apresentadas estas sugestões, as quais são uma mais valia para o estudo da configuração ótima de uma central fotovoltaica:

- Estudo do impacto das sombras para todos os dias do ano, não só para os solstícios e equinócios, como foi realizado nesta tese.

- Criação de uma ferramenta dinâmica para análise da configuração ótima do parque fotovoltaico, tendo em conta a área bruta disponível e o tipo de painel a utilizar.

Com base nesta tese irá ser submetido um artigo para submeter ao *57th International Universities Power Engineering Conference – UPEC 2022*.

REFERÊNCIAS

[Online] // Euro Scientist. - agosto de 2021. - <https://www.euroscientist.com/why-growing-crops-under-solar-panels-is-the-cross-sector-synergistic-solution-we-need-on-our-way-to-achieving-several-sdgs/>.

[Online] // Direct Insdutr. - agosto de 2021. - <https://www.directindustry.com/pt/fabricante-industrial/transformador-aplicacoes-fotovoltaias-138249.html>.

An Interdisciplinary MIT Study The Future of Solar Energy [Relatório]. - Cambridge : Massachusetts Institute of Technology, 2015.

Blanc Philippe e Wald Lucien The SG2 algorithm for a fast and accurate computation of the position of the Sun for multi-decadal time period [Diário] // Solar Energy. - [s.l.] : HAL, 2012. - 10 : Vol. 86. - pp. 3072-3083.

Breeze Paul Power Generation Technologies [Livro]. - [s.l.] : Newnes, 2019.

Brito Miguel C. e Silva José A. Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em eletricidade [Diário] // O instalador. - 2006.

Cabelte Cables, Conductors & Wires [Livro]. - [s.l.] : Cabelte, 2020.

Carneiro Joaquim Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos [Relatório]. - [s.l.] : Universidade do Minho, 2009.

Castro Rui Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica [Livro]. - Lisboa : IST Press, 2011.

Crabtree George W. e Lewis Nathan S. Physics Today [Artigo] // Solar Energy Conversion. - março de 2007. - pp. 37-42.

Delta [Online] // Deltaelectronicsindia. - agosto de 2021. - <https://deltaelectronicsindia.com/energy-infrastructure/renewable-energy/solar-inverter-solutions/utility-scale-solutions/c3750-central-inverter/>.

Drury Easan [et al.] Relative performance of tracking versus fixed tilt photovoltaic systems in the USA [Diário] // Progress in Photovoltaics: Research an Applications. - 2014. - Vol. 22. - pp. 1302-1315.

Eke Rutsu e Senturk Ali Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system [Diário] // Solar Energy. - 2012. - Vol. 86. - pp. 2665-2672.

Energy Sector Management Assistance Program Global Photovoltaic Power Potencial by Country [Relatório]. - Washington DC : World Bank, 2020.

Esteves João [et al.] Forecasting photovoltaics/concentrated photovoltaics at national level - Portugal experience [Diário]. - [s.l.] : IET Journal, 2019. - 5 : Vol. 13.

Green Martin A. [et al.] Solar cell efficiency tables (version 39) [Diário] // Progress in photovoltaics: Research and applications. - 2012. - Vol. 20. - pp. 12-30.

Greenpro - Comissão Europeia Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação [Livro]. - União Europeia : Comissão Europeia, 2004.

Hernández-Callejo Luis, Gallardo-Saavedra Sara e Alonso-Gómez Víctor A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance [Diário] // Elsevier. - 2019. - Vol. 188. - pp. 426-440.

IEC IEC 60287-1-1 [Relatório].

International Energy Agency World Energy Outlook 2020 [Relatório]. - 2020.

International Energy Agency World Energy Outlook 2021 [Relatório]. - 2021.

Karthick S. N. [et al.] Dye-Sensitized Solar Cells: History, Components, Configuration, and Working Principle [Secção do Livro] // Interfacial Engineering in Functional Materials for Dye-Sensitized Solar Cells. - [s.l.] : John Wiley & Sons, Inc., 2020.

Lorenzo E. La energia que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300y "el cascabel del gato" [Relatório]. - Madrid : Instituto de Energía Solar - Universidad Politécnica de Madrid.

Luque Antonio e Hegedus Steven Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [Livro]. - [s.l.] : John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

Nguyen Dzung D. e Lehman Brad Modeling and Simulation of Solar PV Arrays under Changing Illumination Conditions [Diário] // IEEE. - 2006. - pp. 295-299.

Oliveira Manuel Sarmento e Pereira Filipe Alexandre de Sousa Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica [Livro]. - [s.l.] : Publindústria, 2011.

Pandikumar Alagarsamy, Jothivenkatachalam Kandasamy e Bhojanaa Karuppanapillai Interfacial Engineering in Functional Materials for Dye-Sensitized Solar Cells [Livro]. - Nova Jersey : Wiley, 2019.

Pinto Aimé [et al.] Descrição de seguidores solares e sua aplicação em centrais fotovoltaicas conectadas à rede [Online] // DocPlayer. - Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. - maio de 2021. - <https://docplayer.com.br/53264760-Descricao-de-seguidores-solares-e-sua-aplicacao-em-centrais-fotovoltaicas-conectadas-a-rede.html>.

Ramalingam Kakkan e Indulkar Chandrasen Solar energy and Photovoltaic Technology [Secção do Livro] // Distributed Generation Systems - Design, Operation and GRid Integration. - 2017.

Reis Pedro Portal Energia [Online]. - Portal Energia - Energias Renováveis, 19 de dezembro de 2016. - 25 de março de 2021. - <https://www.portal-energia.com/em-que-consiste-sistema-seguidor-solar-fotovoltaico/>.

REN Dados Técnicos - 1º Semestre 2021 [Relatório]. - 2021.

Sampaio Priscila Gonçalves Vasconcelos [et al.] Photovoltaic technologies: Mapping from patent analysis [Diário] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2018. - Vol. 93. - pp. 215-224.

Singh G. K. Solar power generation by PV (photovoltaic technology: A review [Diário] // Energy. - 2013. - Vol. 53. - pp. 1-13.

SMA Solar Technology AG [Online]. - abril de 2021. - www.sma.de.

Solar Choice Staff Solar trackers [Online] // Solar choice. - 21 de janeiro de 2010. - maio de 2021. - <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-trackers/>.

Solargis Global Solar Atlas [Online]. - 2020. - junho de 2021. - <https://globalsolaratlas.info/>.

Vaz João Miguel Rodrigues Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico [Relatório]. - Lisboa : Universidade de Lisboa, 2017.

Villarejo J. A., Molina-Garcia A. e Jodar E. De Comparison of Central vs Distributed Inverters: Application to Photovoltaic Systems [Diário] // IEEE. - 2011. - pp. 1741-1746.

ANEXOS

Anexo I – Lista dos parques fotovoltaicos em análise e sua localização

Parque	Potência Instalada [MW]	Potência Limite [MW]	Latitude	Longitude	Eixo	Região
CFMoura	46,41	35	38,194723	-7,204423	Seguidor Solar de 2 eixos	Beja
Ourika	46,127	40,5	37,6688	-8,1908	Fixo	Beja
CasaNova	12,009	10	37,915342	-8,466709	Seguidor Solar de 1 eixo	Setúbal
CFAmareleja	16,009	14	38,214018	-7,256855	Fixo	Beja
Tendeiros	23,999	20	39,43345	-7,584864	Seguidor Solar de 1 eixo	Portalegre
CanhaAlpe	13,32	12	38,727377	-8,619347	Fixo	Setúbal
Cabrela	13,2	12	38,6179	-8,4613	Fixo	Évora
FAlentejo1	12,25	12	38,0339	-8,1238	Fixo	Beja
Serpa	10,8	11	38,0299	-7,6229	Seguidor Solar de 1 eixo	Beja
FAlentejo2	10,392	10	38,0534	-8,1364	Seguidor Solar de 1 eixo	Beja
CFOurique	62,073	49,5	37,656822	-8,20148	Fixo	Beja
Evora3	34,987	25	38,53797	-7,922048	Fixo	Évora
ValeMoura	28,756	25	38,516952	-7,83246	Fixo	Évora

Anexo II – Dados dos parques fotovoltaicos em análise

Parque	Ângulo de inclinação dos painéis (°)	Nº de painéis/seguidores	Comprimento do painel/seguidor (m)	Largura do painel/seguidor (m)	Área do painel/seguidor (m²)	Área ocupada por painéis (m²)	Área bruta do parque (m²)	Nº de casas painel	Área ocupada por casas painel (m²)	Área da subestação (m²)	Área dos arruamentos (m²)	Espacamento entre filas de painéis Total (m²)	Área útil (m²)	Distância horizontal entre painéis (E-O) (m)	Distância vertical entre painéis (N-S) (m)
CFMoura	45	2 520	13,05	10,78	140,68	354 511,08	2 760 000,00	70	0	2 591,59	4 313,70	1 499 759,15	1 861 175,52	18,98	24,41
	29,7	455	15,14	3,70	56,02	267 061,72	947 648,12	13	741,55	24 142,26	42 592,09	268 448,97	602 986,59	-	3,72
Ourika		2 138	30,54		112,99										
	29,9	609	29,01	3,60	104,50	63 640,50	287 861,46	4	94,55	186,80	2 668,85	105 828,48	172 419,18	6,00	-
CasaNova	30,1	1 304	17,51	4,86	85,08	110 944,32	254 261,99	8	401,39	146,48	14 238,12	61 830,09	187 560,40	-	2,71
	30,9	1 217	29,02	4,02	116,78	142 121,26	506 261,03	9	177,52	411,98	16 477,66	175 735,83	334 924,25	4,98	-
Tendeiros	30,4	1 106	23,43	3,27	76,50	84 609,00	230 113,27	8	565,54	39,99	2 811,81	85 955,30	173 981,64	-	3,32
	30,3	1 598	18,35	3,38	62,03	99 123,94	350 811,62	7	418,75	24,97	3 071,05	130 993,13	233 631,84	-	4,47
Cabrela		9	11,37		26,27										
		353	16,23		37,49										
FAlentejo1	29,9	2	20,33	2,31	46,96	73 395,28	564 766,16	16	1 232,75	244,85	17 756,50	175 323,35	267 952,73	-	5,52
		24	21,26		49,12										
		1 061	23,93		55,28										
		12	6,36	1,32	8,40									3,70	
		762	19,27		25,43										
		288	17,95	1,80	32,31									4,42	
Serra	29,9	22	10,84	1,58	17,13	69 847,72	383 732,51	6	297,01	3 756,94	6 848,57	168 296,32	249 046,56	3,60	-
		768	21,83		34,49										
		88	10,26		13,85										
		472	20,37	1,35	27,50									2,82	
FAlentejo2	30,0	2 272	19,95	1,60	31,96	72 613,12	368 603,28	4	186,64	412,11	13 108,83	138 184,67	224 505,37	3,05	-

Anexo III – Índices de espaço dos parques fotovoltaicos em análise

Parque	Potência Instalada[MW]	Área ocupada por painéis (m ²)	Área bruta do parque (m ²)	Área ocupada por casas painel (m ²)	Área da subestação (m ²)	Área dos arruamentos (m ²)	Espaçamento entre filas de painéis Total (m ²)	Área útil (m ²)	Índice W/m ² (ocupado por painéis)	Índice W/m ² (bruta)	Índice W/m ² (útil)
Ourika	46,127	267 061,72	947 648,12	741,55	24 142,26	42 592,09	268 448,97	602 986,59	172,72	48,68	76,50
CasaNova	12,009	63 640,50	287 861,46	94,55	186,80	2 668,85	105 828,48	172 419,18	188,70	41,72	69,65
CFAmareleja	16,009	110 944,32	254 261,99	401,39	146,48	14 238,12	61 830,09	187 560,40	144,30	62,96	85,35
Tendeiros	23,999	142 121,26	506 261,03	177,52	411,98	16 477,66	175 735,83	334 924,25	168,86	47,40	71,66
CanhaAlpe	13,32	84 609,00	230 113,27	565,54	39,99	2 811,81	85 955,30	173 981,64	157,43	57,88	76,56
Cabrela	13,2	99 123,94	350 811,62	418,75	24,97	3 071,05	130 993,13	233 631,84	133,17	37,63	56,50
FAlentejo1	12,25	73 395,28	564 766,16	1 232,75	244,85	17 756,50	175 323,35	267 952,73	166,90	21,69	45,72
Serpa	10,8	69 847,72	383 732,51	297,01	3 756,94	6 848,57	168 296,32	249 046,56	154,62	28,14	43,37
FAlentejo2	10,392	72 613,12	368 603,28	186,64	412,11	13 108,83	138 184,67	224 505,37	143,11	28,19	46,29

Anexo IV – Informação relativa ao parque fotovoltaico CFMoura

12,5 MILHÕES DE CÉLULAS CONVERTEM A LUZ SOLAR EM ELECTRICIDADE



SEGUIDORES

Seguem a trajectória do sol para otimizar a captação de energia

2.520 seguidores solares Acciona Buskil k18

- Dimensões: 13,05 x 10,78 m.
- Superfície: 140,76 m²
- Altura até à coroa: 5,81 m.
- Potência: 18.720 Wp
- Ângulo de inclinação: 45°
- Rotação de orientação azimutal: +/- 135° Este-Oeste
- Resistência a ventos: de até 140 km/h

MÓDULOS

Captam a energia da luz solar

262.080 módulos, modelo YL-170 e YL-180

- Módulos por seguidor: 104
- Dimensões: 1,335 x 0,99 m.
- Células de silício policristalino por módulo: 48
- Total de células: 12.579.840

INVERSORES

Transformam a corrente contínua gerada pelo módulo em corrente alternada utilizável

70 inversores de 500 kW, Ingecon Sun 4x125 TL

- Cada inversor recebe energia de 36 seguidores

POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Elevam a tensão de 0,22 para 20 quilovolt (kV)

CENTRO DE CONTROLO

Monitoriza e controla o funcionamento de toda a central

SUBESTAÇÃO DA CENTRAL

Eleva a tensão de 20 kV para 60 kV

- Objectivo: que a energia produzida possa ser injectada e transportada pela rede até aos pontos de consumo