

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Estimativa de Produção em Centrais Solares de Concentração

António Sérgio Ribeiro da Silva

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Julho de 2010

© António Sérgio Ribeiro da Silva, 2010

Resumo

Em Portugal haverá nos próximos anos, cerca de 30 MW de potência associados a centrais solares de concentração. As tecnologias associadas a estas centrais são variadas com características de produção diferentes. Para a viabilidade destes projectos, serão necessários serviços de avaliação do potencial de produção, característico do local de instalação.

Assim, o tema desta dissertação consiste no desenvolvimento de metodologias para estimar a produção eléctrica de centrais solares de concentração, concretamente, centrais Solares Termoeléctricas de Concentração (CSP) e Fotovoltaicas de Concentração (CPV), sobre as quais é feita uma caracterização pormenorizada.

O objectivo primordial assenta na criação de metodologias de caracterização do potencial eléctrico, através de diferentes modelos de produção, tais como: paramétrico e de inteligência artificial. Enquanto que o primeiro descreve o comportamento típico em dias de céu limpo, o segundo, modeliza os dias de céu nublado.

Para que este objectivo fosse exequível, recorreu-se também, à utilização de ferramentas computacionais de simulação termodinâmica das centrais CSP, especificamente, o *Solar Advisor Model* (SAM).

A base destes modelos e do SAM requerem, previsões meteorológicas de irradiância, velocidade do vento e temperatura.

Os dados de produção de CPV foram, gentilmente, cedidos pela empresa *WS Energia* e as previsões meteorológicas foram disponibilizadas pela *SmartWatt*. Este conjunto de dados revelou-se limitado, correspondendo, apenas, ao mês de Janeiro de 2010.

Para findar, no que concerne aos resultados deste trabalho de investigação, constatou-se que o modelo paramétrico fornece uma boa resposta para dias de céu limpo. Relativamente, aos modelos baseados em Redes Neurais Artificiais não foi possível uma conclusão fiável, devido ao reduzido conjunto de treino.

Palavras-chave: Solar Termoeléctrico de Concentração (CSP), Solar Fotovoltaico de Concentração (CPV), Energia Renovável, Estimativa de Produção

Abstract

In the next few years, in Portugal, there will be about 30 MW of installed power associated to concentrated solar power. The existent technologies for this type of energy generation have associated to them different characteristics. For the liability of these projects, there will be a need of accessing the amount of energy capable of being produced, depending of the location of the power plant.

Therefore, the subject of this Master's Thesis is about the development of methodologies for estimation the amount of energy produced by electric generating systems using technologies like Concentrated Solar Power (CSP) and Concentrated Photovoltaic (CPV).

The primary goal settles in the creation of methodologies of characterization of the electrical potential, by using different models of production, such as: parametric and artificial intelligence (AI). The first one describes the typical behavior in clear sky days and, the second one, cloudy days.

In order to make this objective possible, it was used computer simulation tools for thermodynamics in CSP power plants, specifically, the Solar Advisor Model (SAM).

The foundation of these models and SAM require radiation, wind speed and temperature forecasts. Production data of CPV power plants were kindly given by WS Energia company and the meteorological forecasts by SmartWatt. The amount of data collected revealed itself limited corresponding only to January of 2010.

Finally, concerning the results of this thesis, it became clear that the parametric model achieved good results in clear sky days. On the other hand, models based on Neural Networks couldn't achieve a clear conclusion due to reduced training data available.

Keywords: Concentrated Solar Power (CSP), Concentrated Photovoltaics (CPV), Renewable Energy

Agradecimentos

As primeiras palavras desta dissertação são de reconhecimento para com as pessoas que me ajudaram a concretizá-la. Apraz-me nestas primeiras linhas, traduzir as minhas simples e despretensiosas palavras com um agradecimento:

Ao Professor Doutor Cláudio Monteiro, pelo acompanhamento, orientação, disponibilidade, Amizade e pela contagiante boa disposição, que contribuíram imprescindivelmente para o desenvolvimento deste trabalho.

À SmartWatt, na pessoa do Eng.º Tiago Santos, pela sua crucial ajuda no desenvolvimento das metodologias criadas no âmbito desta dissertação, bem como na disponibilização de dados fundamentais para a realização desta mesma;

À WS Energia, representada pelo Eng.º João Wemans e Eng.ª Filipa Reis, pela cedência de alguns dados necessários à elaboração desta investigação;

Ao Eng.º Bruno Coelho, pela ajuda e sugestão de análise de algumas das tecnologias expostas ao longo deste documento;

Ao António, amigo e companheiro de longas horas de estudo, um muito obrigado;

Ao Bruno pelo suporte no meu momento de “pânico”;

Ao grupo da sala J102, que partilhou comigo estes últimos momentos académicos, pela interajuda e pelos momentos de descontração que se viveu;

Ao restante grupo de amigos universitários, que vivenciaram comigo estes últimos anos, e que de uma forma ou de outra me ajudaram a superar todas as vicissitudes;

Aos meus pais, irmão, cunhada e à pequena Inês, pela compreensão da minha consciente e inteira ausência;

Aos meus fiéis amigos, Joana, Igor e João, que não encontro palavras para lhes agradecer.

*Para reduzir o infinito ao finito,
O inatingível ao humanamente real
só há um caminho:
a concentração.*

Théophile Gautier

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	xi
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento	1
1.1.1. Resultados dos Pedidos de Informação Prévia.....	2
1.2. Motivação	4
1.3. Objectivos.....	4
1.4. Estrutura da Dissertação	4
1.5. Dados Utilizados na Dissertação	5
1.6. Clarificação dos termos usados na Dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Estado da Arte.....	7
2.1. A Origem da Concentração Solar.....	7
2.2. Solar Fotovoltaico de Concentração.....	8
2.2.1. Princípio de Funcionamento e Tipos de Óptica	9
2.2.2. Tipos de Seguimento	11
2.2.3. Tipos de Células.....	14
2.2.3.1. Células Multi-Junção	14
2.2.4. Vantagens e limitações do CPV.....	17
2.2.5. Normalização	17
2.3. Solar Termoeléctrico de Concentração.....	17
2.3.1. Sistemas Lineares do Tipo Fresnel.....	20
2.3.2. Sistemas Cilindro-Parabólico	20
2.3.3. Sistemas de Receptor Central de Torre.....	23
2.3.4. Sistemas de Disco Parabólico	24
2.3.4.1. Ciclo de Stirling	25
2.3.5. Fluidos de Transferência de Calor	27
2.3.6. Armazenamento.....	27
2.3.7. Consumo de Água.....	27
2.4. Modelos de Estimativa de Produção.....	28

2.4.1.	Modelo Paramétrico com Previsão de Irradiância Directa.....	28
2.4.2.	Método Baseado na Norma IEC 61853 (Fotovoltaico).....	29
2.4.3.	Interpolação Bilinear.....	29
2.4.4.	Estimativa por Regressão.....	30
2.1.1.	Metodologia do ISFOC.....	30
2.1.2.	Modelos baseados em Redes Neurais Artificiais.....	30
2.1.3.	Software de Simulação	31
2.2.	Conclusão	32
Capítulo 3	33	
Construção dos Modelos de Produção.....	33	
3.1.	Solar Fotovoltaico de Concentração	33
3.1.1.	Caracterização do Sistema CPV - WS Energia.....	33
3.1.2.	Caracterização dos dados Meteorológicos e de Radiação	36
3.1.3.	Modelo 1 de Produção WS Energia - S4C1	38
3.1.3.1.	Fase 1 - Correlação das Variáveis.....	38
3.1.3.2.	Fase 2 - Modelo Paramétrico	40
3.1.3.3.	Fase 3 - Ajuste dos Parâmetros	41
3.1.4.	Modelo 2 de Produção WS Energia - S4C2	42
3.1.4.1.	Cálculo da Radiação Extraterrestre	43
3.1.4.2.	Determinação do Índice de Nebulosidade.....	45
3.1.4.3.	Rede Neuronal Artificial.....	46
3.2.	Solar Termoeléctrico de Concentração: CSP de Torre.....	47
3.2.1.	Fase 1 - Dados Meteorológicos e de Radiação	48
3.2.2.	Fase 2 - Tecnologia CSP	49
3.2.3.	Fase 3 - Valores Horários de Produção.....	49
Capítulo 4	51	
Resultados dos Modelos de Produção	51	
4.1.	Solar Fotovoltaico de Concentração	51
4.1.1.	Modelo 1 - Fase 2	52
4.1.2.	Modelo 1 - Fase 3	53
4.2.	Solar Termoeléctrico de Concentração: CSP de Torre.....	55
4.2.1.	Fase 1 - Dados Meteorológicos e de Radiação	55
4.2.2.	Fase 2 - Tecnologia CSP	57
4.2.3.	Fase 3 - Valores Horários de Produção.....	58
Capítulo 5	63	
Conclusões e Trabalhos Futuros	63	
5.1.	Conclusões.....	63
5.2.	Trabalhos Futuros	64
Referências	67	

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Vagas de desenvolvimento da política de renováveis em Portugal [3]	1
Figura 1.2 - Produção renovável e consumo no ano de 2009, Fonte: REN	2
Figura 2.1 - O ataque dos navios Romanos por concentração da energia solar [7]	7
Figura 2.2 - Capa do primeiro livro de óptica traduzido para Latim [8]	8
Figura 2.3 - A concentração da energia do sol foi explorada também na destilação [8]	8
Figura 2.4 - Bomba de água solar desenhada por Isaac de Caus [8]	8
Figura 2.5 - Concentração solar também foi explorada para accionar máquinas a vapor [8]	8
Figura 2.6 - Sistema óptico de concentração, adaptado de [9]	10
Figura 2.7 - Configuração Fresnel Pontual [10].....	11
Figura 2.8 - Configuração Fresnel Linear [10]	11
Figura 2.9 - Configuração “Câmara” de Fresnel [10].....	11
Figura 2.10 - Sistema CPV, WS Energia [1]	11
Figura 2.11 - Seguidor do tipo Pedestal [10].....	12
Figura 2.12 - Seguidor do tipo “Rolo Inclinado” [10].....	12
Figura 2.13 - Seguidor do tipo “Rolo Inclinado” com sistema de concentração de Fresnel [10]	13
Figura 2.14 - Seguidor de eixo de rotação horizontal [10]	13
Figura 2.15 - Seguidor do tipo mesa giratória [10]	13
Figura 2.16 - Seguidor de eixo de rotação polar [10].....	13
Figura 2.17 - Concentrador fotovoltaico estático com células bifaciais [2]	13
Figura 2.18 - Evolução da eficiência das células fotovoltaicas [11]	14
Figura 2.19 - Espectro de referência para radiação extraterrestre, global no plano inclinado e directa [13]	15

Figura 2.20 - Limites de operação das células de silício (Esquerda) e células MJ III-V (Direita), para um espectro AM1.5 [15]	15
Figura 2.21 - Variação do rendimento da célula com o factor de concentração [14]	16
Figura 2.22 - Variação do rendimento com a temperatura para um sistema CPV e PV com seguimento a dois eixos [12]	16
Figura 2.23 - Evolução da normalização internacional aplicada aos sistemas CPV [17].....	17
Figura 2.24 - Variação do Custo de produção de eólica [19].....	18
Figura 2.25 - Principais zonas para instalação de tecnologias de concentração	18
Figura 2.26 - Resposta dos sistemas, PV e CSP, perante um dia nublado [22]	19
Figura 2.27 - Descrição das Tecnologias CSP [21]	20
Figura 2.28 - Esquema de funcionamento de um sistema do tipo LFR [24]	22
Figura 2.29 - Central de 5 MWe do tipo LFR, California, USA [24]	23
Figura 2.30 - Seguidor Solar para tecnologia Cilindro-Parabólico [26]	20
Figura 2.31 - Esquema de uma central CSP Cilindro Parabólico [27]	21
Figura 2.32 - Esquema de funcionamento de uma central CSP de Torre [28].....	23
Figura 2.33 - Combinação de armazenamento e “hibridização” em CSP [30]	24
Figura 2.34 - Esquema de um Sistema do Tipo Disco Parabólico - Stirling [31].....	25
Figura 2.35 - Processos no ciclo termodinâmico de Stirling [31].	26
Figura 2.36 - Energia mensal estimada e produzida pelo sistema EUCLIDES [36]	28
Figura 2.37 - Relação entre a Potência e Irradiância, para vários valores de temperatura....	29
Figura 2.38 - Comparação entre valores reais e valores simulados de produção de vapor [40]	31
Figura 2.39 - Interface gráfica SAM.....	31
Figura 3.1 - Estrutura do sistema CPV WS Energia [7]	34
Figura 3.2 - Seguimento em Elevação (direita) e Azimute (esquerda) [7]	34
Figura 3.3 - Disposição dos espelhos reflectores [9].....	34
Figura 3.4 - Produção WS, Janeiro de 2010	35
Figura 3.5 - Produção WS para os dias 8 e 28 de Janeiro 2010	35
Figura 3.6 - Produção WS para o dia 31 de Janeiro 2010	36
Figura 3.7 - Previsão da Irradiância Global para Janeiro de 2010	37
Figura 3.8 - Previsão da Temperatura Ambiente para Janeiro 2010.....	37

Figura 3.9 - Previsão da Temperatura Ambiente e Irradiância Global para os dias 27 e 28 de Janeiro de 2010.....	38
Figura 3.10 - Relação entre a Irradiância Prevista e Produção WS.....	38
Figura 3.11 - Fluxograma do Modelo 1	39
Figura 3.12 - Relação entre a Previsão de Irradiância e Potência Medida, dia 28 Janeiro	39
Figura 3.13 - Relação entre a Previsão de Temperatura e Potência Medida, dia 28 Janeiro...	39
Figura 3.14 - Relação entre Potência Instantânea e Irradiância	40
Figura 3.15 - Curva Sigmóide para diferentes valores do parâmetro α	41
Figura 3.16 - Relação entre a curva de valores medidos e a curva com valores estimados de produção	41
Figura 3.17 - Fluxograma do Modelo 2	43
Figura 3.18 - Relação entre a Irradiância Prevista e Potência Medida para dias nublados do mês de Janeiro	43
Figura 3.19 - Posicionamento do Sol relativamente a superfícies horizontais	44
Figura 3.20 - Ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol - Terra.	45
Figura 3.21 - Modelo da RN e Função de Activação.....	46
Figura 3.22 - Central CSP Solar Two (Estados Unidos)	47
Figura 3.23 - Metodologia de análise da produção de centrais CSP.....	47
Figura 3.24 - Janela de visualização SAM.....	48
Figura 3.25 - Metodologia de análise da tecnologia CSP Torre	49
Figura 4.1 - Relação entre potência medida e potência estimada em função da irradiância prevista.	52
Figura 4.2 - Potência Prevista vs Potência Estimada	53
Figura 4.3 - Relação entre potência medida e potência estimada em função da irradiância prevista	54
Figura 4.4 - Potência Prevista vs Potência Estimada	54
Figura 4.5 - Relação entre a Irradiância global e a potência estimada	55
Figura 4.6 - Valores médios de temperatura e DNI ao longo de um ano típico de Évora	56
Figura 4.7 - Evolução horária da DNI e Temperatura Ambiente para um dia limpo de Julho ..	56
Figura 4.8 - Evolução horária da DNI e Temperatura Ambiente para um dia nublado de Dezembro.....	56
Figura 4.9 - Distribuição dos heliostatos pelo campo solar.....	57
Figura 4.10 - Dados meteorológicos para os dias em estudo.....	58

Figura 4.11 - Relação entre P_{to_rec} e P_{inc}	59
Figura 4.12 - Relação entre DNI e E_{f_Helios}	60
Figura 4.13 - Fluxo máximo incidente no receptor cilíndrico.....	60
Figura 4.14 - Relação entre P_{from_rec} e P_{to_rec}	61
Figura 4.15 - Relação entre P_{to_rec} e F_{HTF}	61
Figura 4.16 - Comparação entre P_{to_TES} e P_{from_rec}	62
Figura 4.17 - Sistema de armazenamento.....	62

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Resultados PIP para CPV [3].....	3
Tabela 1.2 - Resultados PIP para CSP [3]	3
Tabela 2.1 - Características da Central Termoeléctrica prevista para Portugal	22
Tabela 2.2 - Quadro - Resumo das tecnologias CSP.....	26
Tabela 2.3 - Potência medida (W) para vários níveis de irradiância e temperatura.....	29
Tabela 4.1 - Optimização dos Parâmetros da Fase 2 do Modelo 1	52
Tabela 4.2 - Optimização dos Parâmetros da Fase 3 do Modelo 1	53
Tabela 4.3 - Resumo das características do campo de heliostatos	57
Tabela 4.4 - Propriedades termodinâmicas da torre e receptor	57
Tabela 4.5 - Tabela resumo das características do bloco de potência.....	58
Tabela 4.6 - Tabela resumo das características do sistema de armazenamento.....	58

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternate Current</i>
ANN	<i>Artificial Neuronal Network</i>
CPC	<i>Compound Parabolic Concentrator</i>
CPV	<i>Concentrated Phovoltaics</i>
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DISS	<i>Direct Solar Steam</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
GMT	<i>Greenwich Mean Time</i>
HCPV	<i>High Concentration Photovoltaics</i>
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
ISFOC	<i>Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (Espanha)</i>
IV	Curva Corrente/Tensão do PV
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LFR	<i>Linear Fresnel Reflector</i>
MJ	Células Fotovoltaicas Multi-Junção
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory (USA)</i>
PIP	Pedidos de Informação Prévia
PV	Solar Fotovoltaico
REN	Redes Energéticas Nacionais
SAM	<i>Solar Advisor Model (Software - NREL)</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>

Lista de símbolos

AM1.5	Massa de Ar
G	Irradiância Global no plano horizontal (W/m^2)
m	Metro
m^3	Metro cúbico
MW	10^6 W (Potência)

MWh	MegaWatt hora
°C	Grau <i>Celsius</i> (Temperatura)
rad	Radianos
T _c	Temperatura da Célula (°C)
W _e	<i>Watt</i> Eléctrico (Potência)
W _p	<i>Watt</i> pico (Potência)
W _t	<i>Watt</i> Térmico (Potência)
km ²	Quilómetro Quadrado
μm	10 ⁻⁶ m

Capítulo 1

Introdução

No capítulo subsequente é apresentado o enquadramento do tema e a motivação subjacente à sua elaboração. São também enumerados os objectivos sendo, por fim, exposta uma breve explicação acerca da estrutura do trabalho e dos dados utilizados.

1.1. Enquadramento

A intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis de energia para a produção de electricidade, teve especial enfoque na energia eólica e no potencial hídrico ainda por explorar, sendo necessário, estender agora esse esforço à energia solar (Figura 1.1), para a qual Portugal tem excelentes condições de aproveitamento e que regista uma fase de grande evolução tecnológica a nível mundial.

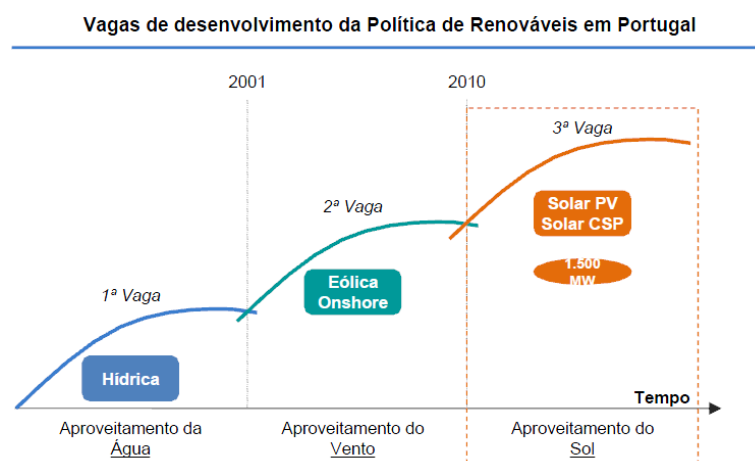


Figura 1.1 - Vagas de desenvolvimento da política de renováveis em Portugal [3]

A integração de fontes de energia solar, será de extrema importância, uma vez que complementar a produção de energia proveniente da hídrica e eólica. A Figura 1.2 representa os valores suavizados, mensalmente, de produção e consumo em Portugal no ano de 2009. Enquanto que a produção de energia a partir de centrais hídricas e eólicas, é maior

nos meses de Inverno, nas centrais fotovoltaicas, verifica-se o contrário, a sua produção é maior nos meses de Verão.

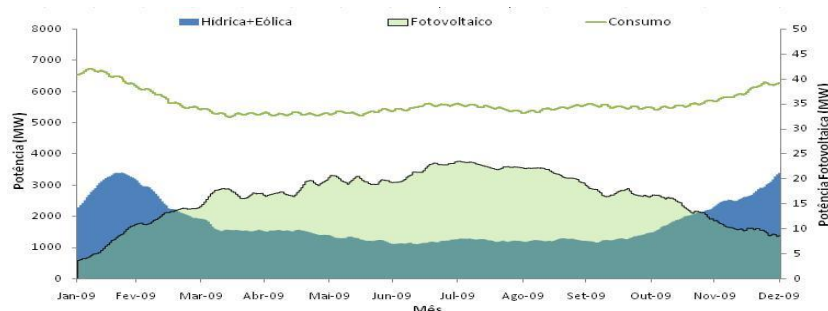


Figura 1.2 - Produção renovável e consumo no ano de 2009, Fonte: REN

Neste contexto, os projectos de carácter experimental e de reconhecida valia tecnológica nas áreas do solar termoeléctrico e fotovoltaico de concentração, com um objectivo de demonstração do conceito, deverão constituir excepções à suspensão de apresentação de PIP [4].

Face a este fim, e tratando-se de projectos com uma forte componente de investigação e desenvolvimento, torna -se necessário prever alguns requisitos específicos e regras adaptadas a este tipo de iniciativas, quer no âmbito das condições de acesso, quer no âmbito dos critérios de selecção a aplicar em caso de pluralidades de pedidos.

Nos termos do n.º 12 do artigo 10.º do Decreto-lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, dá-se a conhecer que são aceites pedidos de informação prévia, apresentados no período que decorre de 1 a 15 de Setembro de 2009, para projectos de inovação e demonstração de conceito na tecnologia de solar fotovoltaico de concentração e na tecnologia de solar termoeléctrico de concentração, desde que cumpram os seguintes requisitos específicos:

A potência de cada projecto não poderá ser superior a:

- 1 MW, Utilizando a tecnologia solar fotovoltaica de concentração;
- 1.5 MW recorrendo à tecnologia solar termoeléctrica de concentração: Motores Stirling;
- 4 MW para as restantes tecnologias [5].

1.1.1. Resultados dos Pedidos de Informação Prévia

Em Portugal, a aposta futura passa por instalar tecnologias de concentração, tanto CPV como CSP. No entanto, sendo tecnologias que dependem, fortemente, da radiação directa, estas instalações são apenas viáveis no sul do país.

Neste sentido, foram publicados os resultados provisórios no âmbito dos pedidos de informação prévia. Dos 87 PIP apresentados, 65 foram aceites, sendo apenas seleccionados 15, distribuídos da seguinte forma:

- **Solar Fotovoltaico de Concentração**

Promotor	Localização	(MW)	Tecnologia
Reciclamas, SA	Tavira	1	SOLFOCUS
SAPEC - Química, SA	Sapec Bay	1	MAGPOWER
Tecneira - Tecnologias Energéticas, SA	Alqueva	1	OPEL
LUZ.ON - Solar Energy, SA	LUZ.ON	1	CONCENTRIX + AMORIM
Glintt - Global Intelligent Technologies	Évora	1	EMCORE

Tabela 1.1 - Resultados PIP para CPV [3]

- **Solar Termoelectrico de Concentração**

Promotor	CSP Stirling	(MW)
Ramada Holdings, SGPS	Quinta Solar Alentec	1,5
Hyperion Energy Portugal	Solar Stirling I	1,5
Selfenergy	Central Solar Térmica de Odelouca	1
Bragalux	Central Termoelectrica de Alcanizes	1,5
Promotor	CSP Torre	(MW)
Efacec	Central de Concentração Solar de torre - SolMass	4
Abengoa/Fomentinvest	Central Solar Térmica de Moura	4
Promotor	CSP Cilíndrico-Parabólico	(MW)
Energena SLU	Solar Termoelectrica de Évora	4
Martifer Energia	Instalação Solar Térmica Concentrada de Évora	4
Promotor	CSP Fresnel Linear	(MW)
Dalkia	Central de Concentração Solar Térmica de Faro	4
Tom	Moura Fresnel (CSP)	4

Tabela 1.2 - Resultados PIP para CSP [3]

Estes projectos além de permitirem o desenvolvimento das tecnologias de concentração em Portugal, são uma oportunidade de inovação para o sector industrial. Por um lado, as indústrias metalomecânica, de moldes e de vidro, por outro lado as empresas de serviços de engenharia de projecto e de electrónica de controlo.

Potencial para a produção de componentes, tais como:

- A produção de heliostatos;
- A produção de sistemas primários de concentração linear, parabólicos ou planos;
- Toda a metalomecânica associada aos sistemas de suporte destes reflectores
- A produção de receptores para sistemas de concentração linear ou pontual;
- A produção de subsistemas de armazenamento;
- A produção de software e hardware de controlo e manutenção destas centrais térmicas.

1.2. Motivação

"Desenvolvemos a energia eólica, a hídrica, agora é a hora da energia solar. Temos que dar um impulso ao desenvolvimento de projectos de produção de energia solar.

Vamos abrir de 1 a 15 de Setembro, por intermédio da Direcção Geral de Energia, o chamado período PIP para projectos de produção de energia com base no fotovoltaico ou no solar térmico de concentração. Até ao final do ano estará o trabalho pronto para que esse concurso de projectos possa ser submetido para apreciação.

Serão projectos, no âmbito deste PIP, de menor dimensão, com pequenos níveis de produção, mas serão projectos-piloto e de demonstração que permitam explorar as soluções tecnológicas que têm vindo a surgir no domínio da produção de energia solar. Este PIP vai permitir conhecer um conjunto significativo de projectos e de soluções piloto para que possam ser submetidos e implementados já no próximo ano." [6].

Assim, sendo Portugal um dos países europeus com maior recurso solar, a utilização das tecnologias CSP e CPV para a produção eléctrica apresentam um enorme potencial de aplicação, tal como foi reconhecido pela Direcção Geral de Energia e Geologia, autorizando a construção de instalações de demonstração das diferentes tecnologias.

Sendo tecnologias de demonstração, há um enorme risco na definição de potência e de energia produzida, assim, as entidades bancárias necessitam de garantias de produção, não só para cobrir este risco, mas também para assegurar o financiamento destes projectos.

Face ao exposto, a principal motivação para a realização desta dissertação assenta na estimativa de produção de centrais CPV e CSP.

1.3. Objectivos

Na realização desta dissertação, estabelece-se como objectivo principal, a estimativa de produção de centrais CSP e CPV.

Como objectivos intermédios, destacam-se os que seguidamente se apresentam:

- Explorar o funcionamento das centrais CSP e CPV;
- Analisar a viabilidade geográfica para a instalação das referidas centrais;
- Identificar os tipos de metodologias existentes na actualidade;
- Desenvolver ferramentas de simulação de produção de centrais CPV a partir de previsões de radiação global e temperatura;
- Explorar as ferramentas computacionais de simulação de centrais CSP;
- Tratar os dados colhidos para obtenção de resultados.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos.

Neste capítulo introdutório é feito o enquadramento, são apresentados os objectivos gerais e é expressa a motivação para a elaboração deste trabalho de investigação.

O segundo capítulo reporta-se, essencialmente, ao estado da arte relativo aos sistemas CPV e CSP e às diferentes tecnologias de produção de electricidade destas centrais. Por fim, serão apresentadas as normas internacionais e modelos de estimativa de produção.

No capítulo 3 será descrita a metodologia encontrada para alcançar os objectivos inicialmente propostos.

Os resultados obtidos com base no tratamento de dados efectuado serão ostentados no quarto capítulo.

Finalmente, no quinto e último capítulo, abordar-se-á as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

1.5. Dados Utilizados na Dissertação

Ao longo da dissertação foi utilizado um conjunto de dados essenciais, designadamente:

- Dados de previsões meteorológicas: irradiância global horizontal e temperatura, fornecidos pelo Professor Alfredo Rocha da Universidade de Aveiro e Investigador do Centro de Estudo de Céu e Mar (CESAM), por intermédio da Empresa *SmartWatt*. Os valores de previsão da irradiância global sobre superfície horizontal e temperatura ambiente foram fornecidos sob a forma de séries temporais, em intervalos de 15 minutos para todas as horas do dia, para o mês de Janeiro de 2010. O modelo utilizado efectua previsões quatro vezes por dia para um horizonte temporal máximo de 72 horas (três dias).
- Dados de produção CPV: cedidos pela WS Energia, correspondem à potência instantânea medida em Janeiro de 2010, em intervalos de 15 minutos, para uma central de 2580 W_p , localizada perto de Vila Franca de Xira.

1.6. Clarificação dos termos usados na Dissertação

O termo irradiância solar significa potência solar incidente numa superfície por unidade de área.

A irradiância global consiste na soma da componente directa e difusa. A componente directa representa os raios solares incidentes na superfície terrestre directamente a partir do Sol. A componente difusa da irradiância global, representa a irradiância procedente de todo o céu visível.

Capítulo 2

Estado da Arte

No presente capítulo, apresentar-se-á uma breve abordagem da origem da concentração solar, de seguida e em detalhe, são expostas as diferentes tecnologias de produção de electricidade via concentração solar, fotovoltaicas de concentração ou termoeléctricas de concentração. Posteriormente, dar-se-á especial atenção à normalização internacional que define os modos de operação das referidas tecnologias. Finalmente, fazer-se-á uma referência aos modelos de estimativa de produção, utilizados pelos mais importantes centros de investigação.

2.1. A Origem da Concentração Solar

O conceito de concentração de energia foi introduzido pela primeira vez pelos antigos Gregos. Alguns historiadores acreditam que Archimedes usou espelhos, concentrando a energia solar, para atacar os navios Romanos (Figura 2.1).

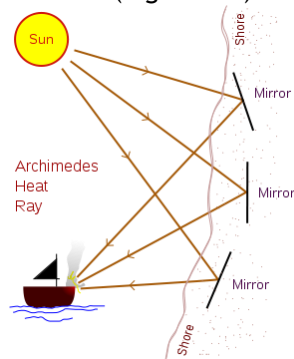


Figura 2.1 - O ataque dos navios Romanos por concentração da energia solar [7]

Por sua vez, os antigos Romanos e Chineses utilizaram os espelhos como a mais eficiente maneira de foguear. Assim, empregavam-nos para preparar as refeições, tornando o almoço a refeição mais importante, pois necessitavam da energia do sol para cozinhar.

O conhecimento da óptica reacendeu na Europa durante o século XIII. A Figura 2.2 serviu de frontispício para a primeira tradução em Latim Medieval de livros de óptica, onde muitos sonhavam usar o sol como a última arma.



Figura 2.2 - Capa do primeiro livro de óptica traduzido para Latim [8]

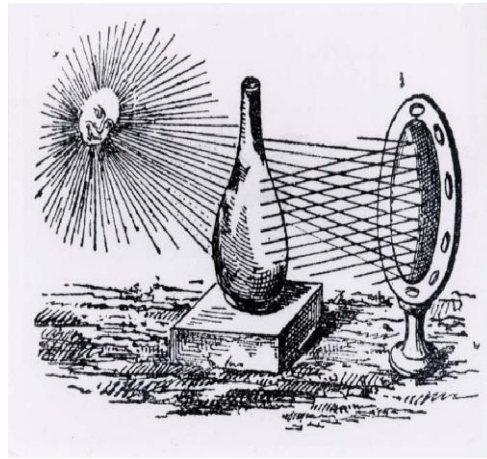


Figura 2.3 - A concentração da energia do sol foi explorada também na destilação [8]

Embora a técnica de Archimedes não esteja provada, os concentradores eram utilizados para outros fins, como por exemplo, destilação de perfumes como ilustra a Figura 2.3, soldadura e bombagem. A Figura 2.4 demonstra a bomba de água solar, projectada em 1959 por Isaac de Caus, constituída por espelhos convexos que concentravam energia solar suficiente para alimenta-la.

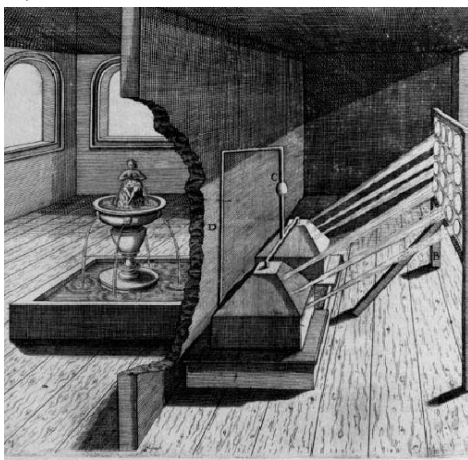


Figura 2.4 - Bomba de água solar desenhada por Isaac de Caus [8]

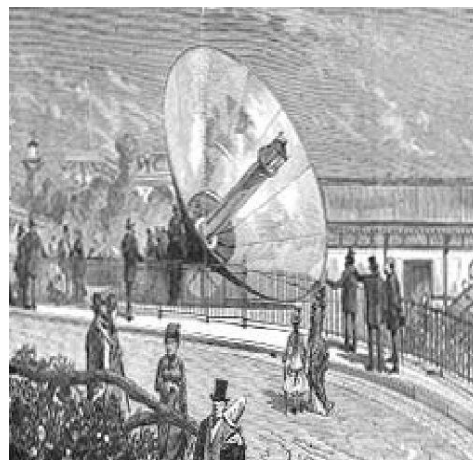


Figura 2.5 - Concentração solar também foi explorada para accionar máquinas a vapor [8]

A concentração solar para accionar máquinas a vapor, foi investigada pelo matemático e físico francês, Augustin Mouchot, Figura 2.5.

2.2. Solar Fotovoltaico de Concentração

As células fotovoltaicas operam com maior eficiência com níveis elevados de insolação, os CPV exploram este facto, utilizando espelhos ou lentes para concentrar a radiação solar de uma grande área, numa área mais reduzida de células de silício poli ou monocristalino.

O objectivo é reduzir o preço da produção da electricidade destes sistemas ao substituir a área de células ou de módulos fotovoltaicos, em geral de valor económico elevado, por ópticas de concentração de menor custo [9].

Os referidos sistemas, podem atingir eficiências superiores a 25 % na produção de electricidade, a partir de energia solar e valores na ordem dos 75 % de eficiência global, se tiver em conta o aproveitamento da energia térmica dissipada nas células.

Ao contrário dos sistemas fotovoltaicos ditos convencionais, os CPV, funcionam tipicamente com a irradiância directa, e por conseguinte, são particularmente indicados para zonas do globo onde a intensidade média da irradiância solar directa (DNI) seja elevada. Portugal, em particular o Sul do País, está entre as zonas de maior interesse a nível mundial para a utilização desta tecnologia.

Os CPV são constituídos pelas seguintes estruturas:

- **Módulo**, contempla a estrutura de suporte, as lentes de concentração, as células fotovoltaicas e em alguns casos o sistema de refrigeração.
- **Seguidor**, responsável por orientar o módulo em Azimute ou Elevação, sendo constituído por uma fundação maciça, pedestal e actuadores hidráulicos.
- **Sistema Hidráulico**, aplica pressão hidráulica aos actuadores do seguidor, permitindo que o módulo aponte sempre para o sol.
- **Sistema de Controlo**, monitoriza os sensores do sistema e calcula o movimento necessário para o correcto seguimento do sol. Pode também colocar o sistema em efeito “bandeira” (*wind stow*), ou em posição de manutenção.

De referir ainda, que existem dois tipos de métodos para o seguimento do sol, os sistemas de controlo baseados na detecção directa, por sensores da posição solar, e os sistemas de posicionamento baseados em equações astronómicas;

- **Bloco DC/AC**, responsável por converter a corrente DC em corrente AC, para interface com a rede eléctrica, formado pelo inversor e elementos de protecção.

2.2.1. Princípio de Funcionamento e Tipos de Óptica

Um dos notáveis teoremas de óptica anidólica, também designada por óptica não formadora de imagem (*nonimaging optics*), define que há uma relação entre o ângulo máximo de entrada do concentrador e o máximo factor de concentração.

Atente-se na Figura 2.6, a radiação que incide na área de abertura, $A_{abertura}$, com um ângulo de aceitação inferior a $\theta_{max,in}$, é transmitida para a área do receptor $A_{receptor}$, onde estão colocadas as células fotovoltaicas, com um ângulo de saída inferior a $\theta_{max,out}$.

Assim define-se concentração C , como o quociente entre a área de abertura à radiação solar e a área do receptor, expressa em “vezes” (x) ou “sois”.

Para um sistema tridimensional, ou de seguimento de duplo eixo, a relação vem [10]:

$$C = \frac{A_{abertura}}{A_{receptor}} \leq C_{max} = \frac{\sin^2(\theta_{max,out})}{\sin^2(\theta_{max,in})} \quad (2.1)$$

Se o receptor estiver num meio com índice de refração n , a relação é:

$$C = \frac{A_{abertura}}{A_{receptor}} \leq C_{max} = n^2 \frac{\sin^2(\theta_{max,out})}{\sin^2(\theta_{max,in})} \quad (2.2)$$

Para uma dada óptica, a concentração máxima que se pode obter está relacionada com o semi-ângulo de saída, $\theta_{max,out}$, que será tanto maior quanto possível. O valor máximo que

teoricamente pode tomar é 90° , neste caso a concentração máxima, C_{max} , para um sistema tridimensional, resulta:

$$C_{max} = \frac{n^2}{\sin^2(\theta_{max,in})} \quad (2.3)$$

Da equação anterior, conclui-se que pode aumentar-se a concentração utilizando meios ópticos com altos índices de refração. Da mesma forma, ângulos de aceitação pequenos conduzem ao aumento do factor de concentração, contudo, esta solução requer um seguimento solar muito preciso. Por fim, retira-se que a concentração máxima que é passível alcançar, tendo em vista o ângulo mínimo de aceitação para a geometria Sol-Terra ($1/4^\circ$) e um índice de refração elevado, é de cerca de $300000x$.

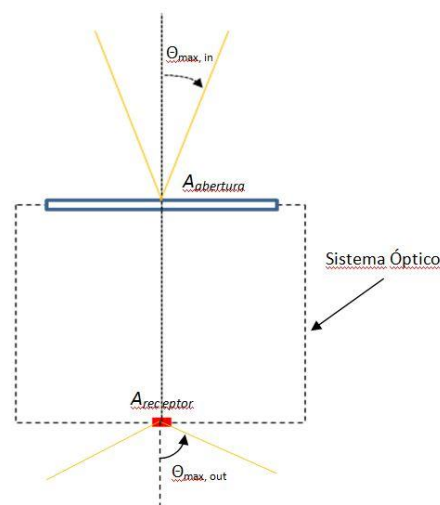


Figura 2.6 - Sistema óptico de concentração, adaptado de [9]

As ópticas podem ser classificadas em três categorias, de acordo com o factor de concentração [11]:

- Baixa concentração, tipicamente, até concentrações de $3x$, sendo neste caso, utilizados módulos idênticos aos usados nos sistemas fotovoltaicos ditos convencionais;
- Média concentração, valores compreendidos entre $3x$ e $100x$;
- Muito alta concentração (*High Concentration Photovoltaics* - HCPV), normalmente, superior a $400x$, em conjunto com células fotovoltaicas de alta eficiência, semelhantes às que se empregam na tecnologia espacial.

A maioria dos concentradores requerem para o seu funcionamento sistemas de refração por lentes, no entanto, há outras abordagens no sentido da reflexão por espelhos.

No caso da refração, as lentes mais utilizadas são Lentes de Fresnel, estas podem ser de:

- Concentração pontual (Figura 2.7), neste caso apresentam simetria circular em torno do seu eixo, sendo geralmente usada uma célula fotovoltaica por cada lente;
- Concentração linear (Figura 2.8), a lente adopta uma geometria tipicamente rectangular. As células individuais são substituídas por um “vector” de células. A “Câmara” de Fresnel (Figura 2.9), é um caso particular da configuração linear, uma vez que confere maior rigidez à lente, e minimiza a dispersão da luz solar.

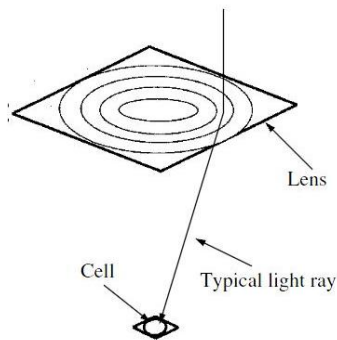


Figura 2.7 - Configuração Fresnel Pontual [10]

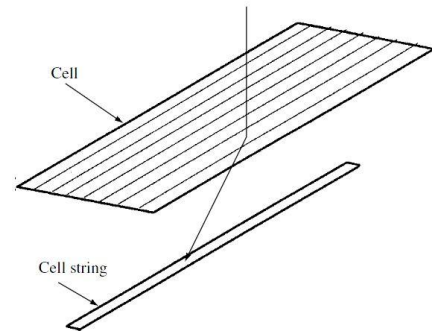


Figura 2.8 - Configuração Fresnel Linear [10]

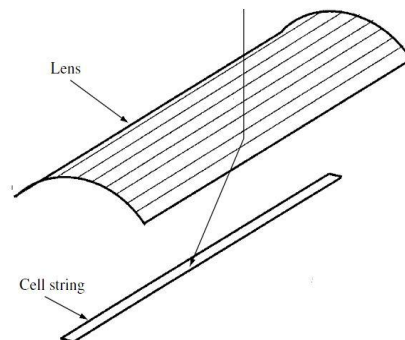


Figura 2.9 - Configuração "Câmara" de Fresnel [10]

O material de fabrico destas lentes é na generalidade o PMM (Poli Metil Metacrilato), pela sua leveza e resistência atmosférica, embora, seja também utilizado o vidro, dado que tem maior durabilidade [9]. As lentes de Fresnel podem conter um sistema óptico secundário, responsável por homogeneizar a luz solar incidente na célula.

No que respeita às ópticas de reflexão, usam-se espelhos reflectores, essencialmente parabólicos. Uma superfície parabólica reflectora, irá concentrar toda radiação incidente para um ponto localizado no foco da parábola. De mencionar que existem estudos que destacam a concentração pontual ou linear [9]. Assim, se pontual, a lente é formada pela rotação da parábola em torno do seu eixo, criando um parabolóide de revolução; se linear, a configuração surge através da reprodução da parábola paralelamente ao seu eixo.

De entre os espelhos reflectores não parabólicos, sobressai o sistema desenvolvido e comercializado em Portugal, trata-se de um produto de baixa concentração que utiliza espelhos planos, que direccionam a radiação sobre módulos fotovoltaicos convencionais (Figura 2.10).



Figura 2.10 - Sistema CPV, WS Energia [1]

2.2.2. Tipos de Seguimento

Os sistemas de concentração podem ser estacionários, neste caso a expressão da concentração máxima acima referida, é descrita da seguinte forma [10]:

$$C_{max} = \frac{n}{\sin(\theta_{max,in})} \quad (2.4)$$

A concentração, nestes casos, estará limitada a valores relativamente baixos, cerca de 3x a 4x. Para concentrações maiores, torna-se necessário o seguimento do movimento aparente do Sol. No caso de concentrações elevadas, tipicamente acima de 500x, como as que são hoje praticadas nos grandes sistemas comerciais, torna-se imprescindível ter um sistema de seguimento com alto grau de precisão.

Por um lado, os sistemas de concentração pontual, necessitam de um seguimento a dois eixos, tanto em Azimute como em Elevação, de modo que o foco seja sempre apontado para o sol. Por outro lado, para os sistemas de concentração linear, o seguimento a um eixo é suficiente.

Efectivamente, para este tipo de sistemas de alta concentração com células de pequena dimensão, como as já referidas, qualquer falha no sistema de seguimento significa, quer perda de potência quer um grande aumento da intensidade de radiação em zonas sensíveis da estrutura do sistema, que poderão danificá-las devido às elevadas temperaturas que pontualmente podem atingir [9].

No que concerne aos tipos de seguidores de dois eixos, distinguem-se três classes [10]:

- Seguidor do tipo pedestal (Figura 2.11), composto por um pedestal central que suporta a estrutura metálica, bem como por um sistema de controlo do movimento ao longo do eixo vertical (Azimute) e do eixo horizontal (Elevação). A principal vantagem prende-se com a facilidade de instalação, no entanto, a grande resistência ao vento, figura como a principal desvantagem.

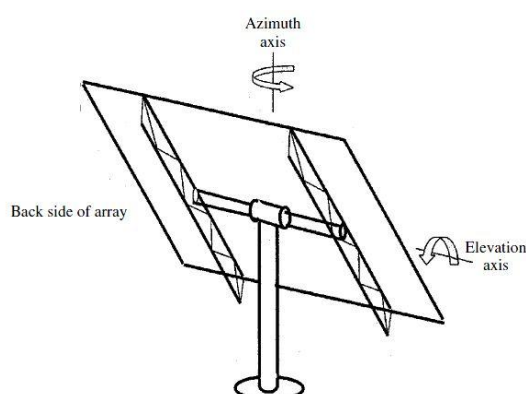


Figura 2.11 - Seguidor do tipo Pedestal [10]

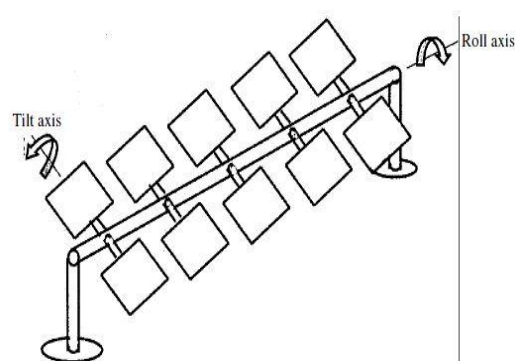


Figura 2.12 - Seguidor do tipo "Rolo Inclinado" [10]

- Estrutura do tipo "rolo" (Figura 2.12), instalada ao nível do solo com o eixo orientado de Norte para Sul, de modo a minimizar o sombreamento pelos módulos adjacentes, vem corrigir o principal inconveniente do seguidor do tipo pedestal, uma vez que a grande resistência ao vento é consideravelmente reduzida, contudo, esta solução requer um aumento dos dispositivos de rotação e suporte dos módulos. A Figura 2.13 demonstra uma configuração idêntica que utiliza concentradores de Fresnel, dispostos perpendicularmente ao eixo principal.

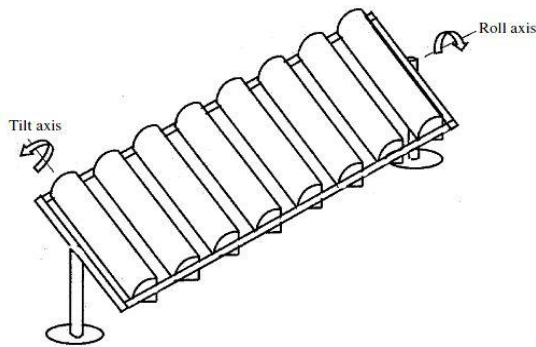


Figura 2.13 - Seguidor do tipo “Rolo Inclinado” com sistema de concentração de Fresnel [10]

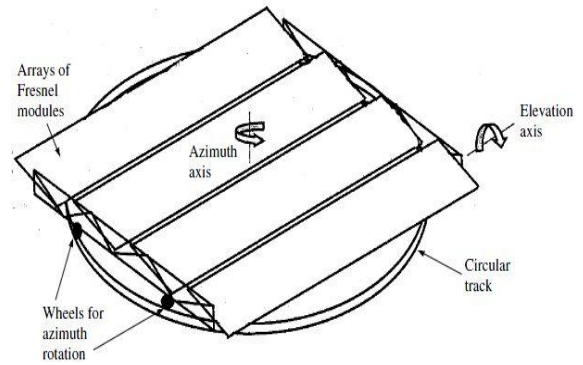


Figura 2.15 - Seguidor do tipo mesa giratória [10]

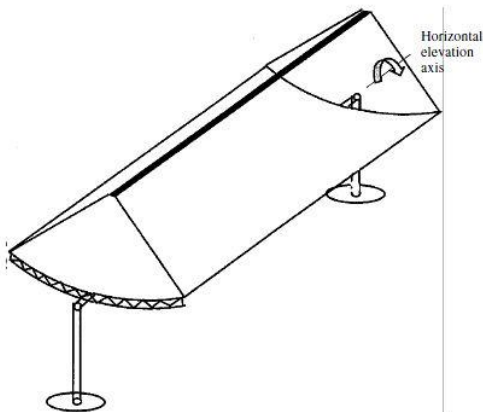


Figura 2.14 - Seguidor de eixo de rotação horizontal [10]

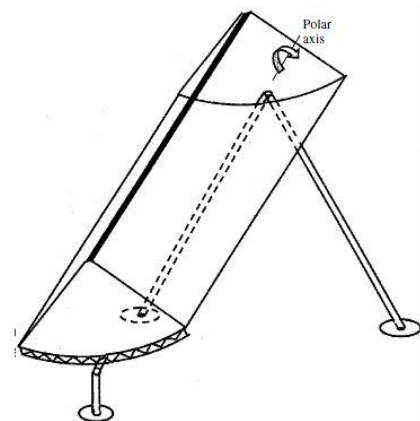


Figura 2.16 - Seguidor de eixo de rotação polar [10]

- Por fim, a configuração em mesa giratória (Figura 2.15), apesar de oferece a menor resistência ao vento dos três tipos apresentados, é a solução de instalação mais complexa.

Os seguidores solares de um eixo, podem ser agrupados em duas classes:

- Eixo de rotação horizontal (Figura 2.14), preferencialmente utilizados como suporte para concentradores do tipo cilindro parabólicos;
- Eixo de rotação polar (Figura 2.16), traduz-se num maior fornecimento de energia produzida, comparativamente ao eixo de rotação horizontal.

A técnica de concentração pode também ser explorada com concentradores estáticos. Neste sentido, foram desenvolvidos alguns projectos que podem atingir concentrações entre das 2x a 12x, são constituídos por ópticas não formadoras de imagem do tipo CPC (*Compound Parabolic Concentrator*), Figura 2.17, e têm a particularidade de possuírem células fotovoltaicas bifaciais, isto é, são sensíveis à radiação solar em ambas as superfícies. Contudo, apesar de esta técnica eliminar a necessidade de seguimento, não foi encontrada o *design* ideal da célula para justificar a comercialização em larga escala.

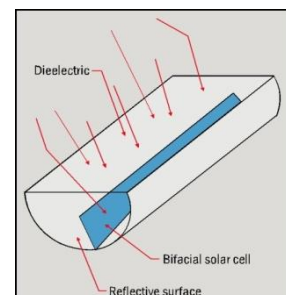


Figura 2.17 - Concentrador fotovoltaico estático com células bifaciais [2]

2.2.3. Tipos de Células

Em sistemas de baixa concentração podem utilizar-se células ou módulos das tecnologias de silício cristalino ou mesmo de películas finas. Nos sistemas de alta concentração usam-se, em geral, células de alta eficiência, capazes de suportar, não só os fluxos elevados de radiação incidente mas também as elevadas temperaturas envolvidas [9].

A eficiência das células fotovoltaicas tem crescido nos últimos anos, a uma taxa de 0.5% a 1% ao ano [11]. O recorde registado em laboratório cifra-se em 42.4% [12], superando os 41.6% conseguidos pelo laboratório *Spectrolab* em parceria com o grupo *Boeing*.

O instituto norte-americano, *NREL*, tem feito um notável trabalho no campo da eficiência, publica periodicamente, o registo que compara a eficiência dos diversos tipos de células fotovoltaicas (Figura 2.18).

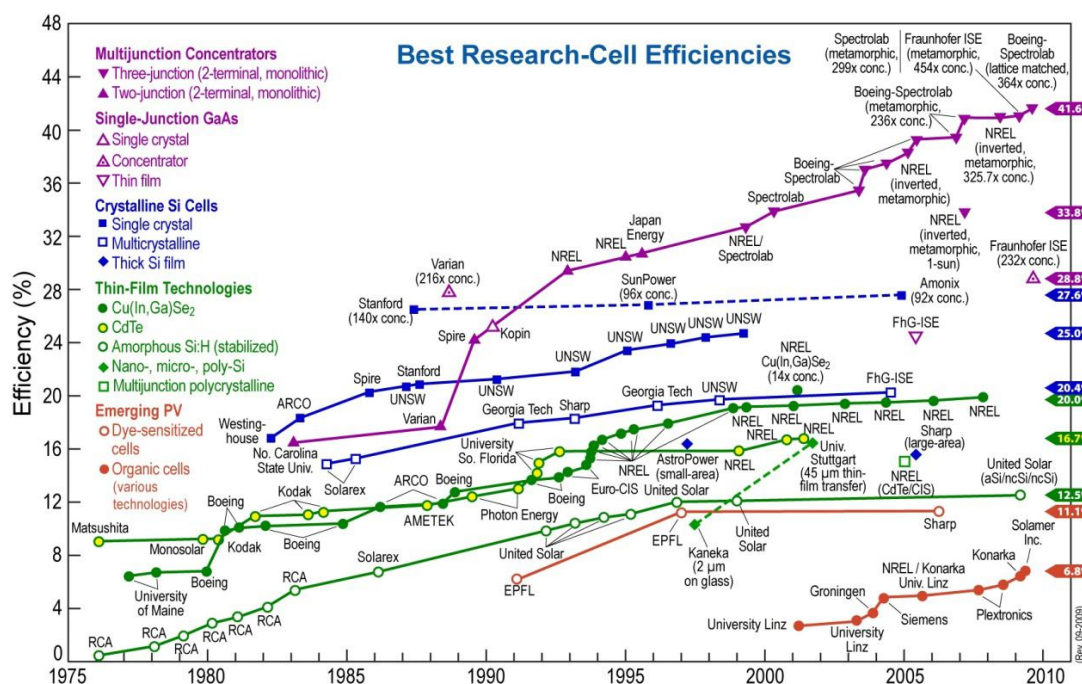


Figura 2.18 - Evolução da eficiência das células fotovoltaicas [11]

Na Figura 2.18 nota-se uma ligeira saturação na curva de evolução das tecnologias de silício cristalino e películas finas (curvas verde e azul), observando-se ainda, uma tendência crescente da eficiência das células de concentração nos últimos 20 anos.

2.2.3.1. Células Multi-Junção

Uma forma promissora para atingir uma melhor eficiência de conversão da energia solar é o aproveitamento de todo o espectro da radiação incidente.

Os espectros de referência são definidos para diferentes valores de massa de ar (AM - Air Mass), que indicam o espaço percorrido pela radiação solar, através da atmosfera, por exemplo, AM1.5 é um espectro obtido depois de esta ter percorrido 1,5 vezes a espessura da atmosfera [13]. O espectro de referência em vigor para avaliação de módulos fotovoltaicos

(PV) é descrito na norma ASTM G173-03 (Figura 2.19), para a radiação extraterrestre, irradiância global num plano inclinado a 37° e para radiação directa normal (DNI)

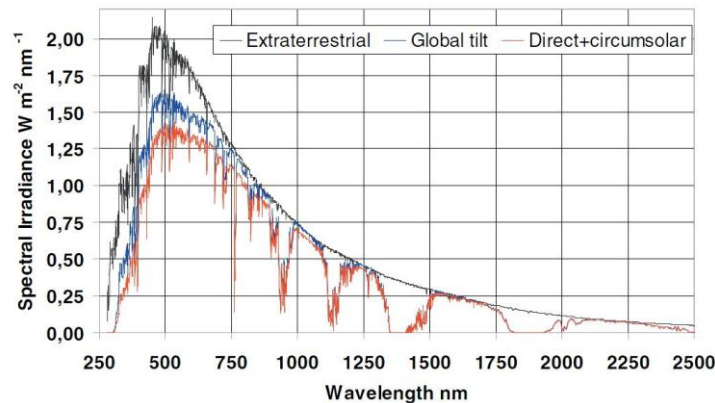


Figura 2.19 - Espectro de referência para radiação extraterrestre, global no plano inclinado e directa [13]

As tecnologias de silício cristalino convertem uma zona limitada do espectro solar, estas limitações fundamentais da Física, condicionam o rendimento desta tecnologia. Assim, os valores máximos conseguidos em laboratório são de 20% e 24.7% para silício policristalino e monocristalino, respectivamente [12]. Outros materiais semicondutores, mais caros e mais raros, alcançam rendimentos superiores, como por exemplo o GaAs (Arseneto de Gálio) com 28% de eficiência, inicialmente, desenvolvido para aplicações espaciais.

Neste sentido tornou-se, claramente, necessário o desenvolvimento de técnicas com novos materiais que operem numa zona mais alargada do espectro solar. Seguindo esta linha de ideias, um método para o conseguir é a combinação de células compostas com diferentes materiais semicondutores, criando assim, uma célula multi-junção (MJ), vulgarmente designada por célula MJ III-V.

Como o nome indica, são produzidas a partir de elementos dos grupos III e V da Tabela Periódica, tais como, como Gálio, Índio, Fósforo e Arsénio. O elevado poder de absorção de luz que os caracteriza, é suficiente para que apenas uns pequenos μm de camada de material adicional se traduzam num ganho em eficiência [14].

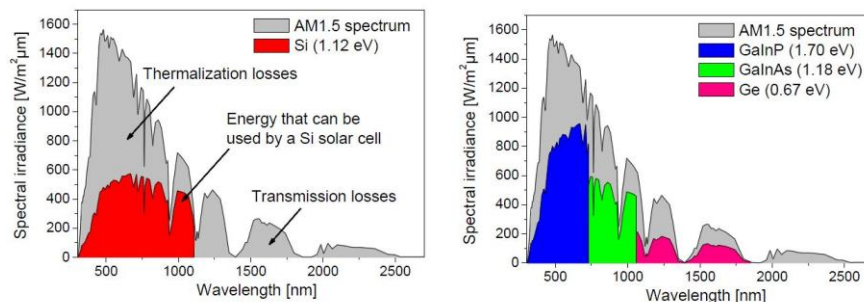


Figura 2.20 - Limites de operação das células de silício (Esquerda) e células MJ III-V (Direita), para um espectro AM1.5 [15]

Por exemplo, numa célula de tripla junção, a célula superior converte a radiação azul-violeta, a intermédia a radiação verde-amarelo e a camada inferior a radiação infra-vermelha. A Figura 2.20, demonstra a vantagem em relação às células de silício, sendo

notório os limites de conversão deste semiconductor, não só no que toca às perdas de conversão, como também às perdas térmicas.

A eficiência das células MJ III-V disponíveis no mercado rondam os 35% a 39%, dependendo do fabricante, contudo a adição de uma nova junção implica uma melhor divisão do espectro solar e uma menor densidade de corrente, assim, as perdas resistivas serão inferiores. Posto isto, estima-se que nos próximos anos a eficiência atinja os 50% [14]

Tal como no sistema fotovoltaico, as células com recorde de eficiência não estão disponíveis no mercado. Porém, uma vez que as células MJ III-V são relativamente pequenas (1cm x 1cm), a diferença de eficiência das comercializadas com as testadas em laboratório é pequena, sensivelmente 2%.

Estas células MJ só são economicamente competitivas, quando usadas sobre concentrações da radiação solar elevadas. A Figura 2.21 ilustra a relação entre a eficiência de uma célula MJ III-V, do fabricante *Emcore*, e o factor de concentração. Esta é constituída pelas camadas, InGaP/InGaAs/Ge sobre um substrato de Germânio.

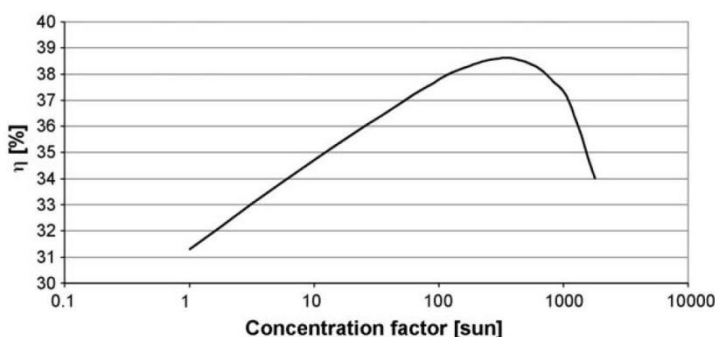


Figura 2.21 - Variação do rendimento da célula com o factor de concentração [14]

De ressaltar, que a diferença de eficiência é de aproximadamente 1 ponto percentual para concentrações na gama de 100x a 1000x. Pela Figura 2.21 verifica-se que factores de concentração acima de 400x não justificam o uso de célula MJ III-V.

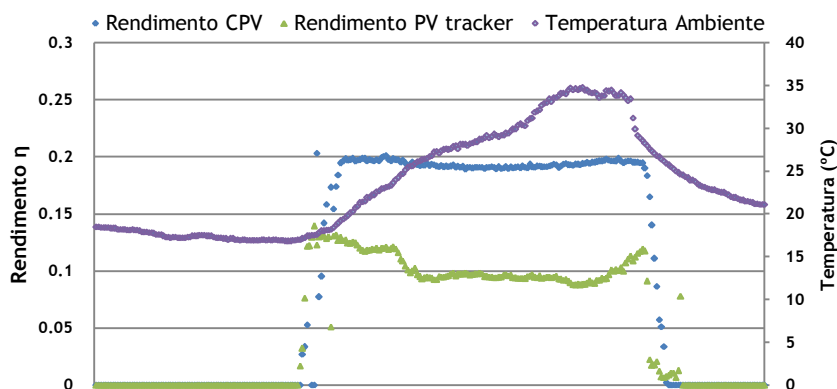


Figura 2.22 - Variação do rendimento com a temperatura para um sistema CPV e PV com seguimento a dois eixos [12]

No que respeita, à influência da temperatura (Figura 2.22), as células MJ apresentam um melhor desempenho comparativamente às células de silício, sendo o coeficiente de temperatura típico para as células supracitadas de 0.2%/°C.

2.2.4. Vantagens e limitações do CPV

Tal como foi descrito, o aumento de eficiência figura como a principal vantagem do sistema CPV, todavia, estes sistemas primam também pela rapidez e facilidade de montagem [2].

Um dos inconvenientes é o sistema de seguimento solar, apesar do principal entrave ser a dependência da irradiância directa, razão pela qual, apenas algumas zonas do globo são economicamente viáveis para a instalação destas tecnologias. Ao contrário dos sistemas fotovoltaicos convencionais, o CPV não pode ser montado nos telhados, devido ao seu peso excessivo. Neste sentido, a aposta passa por desenvolver os concentradores estáticos, ou mesmo difusos, ou então, o estabelecimento de grandes centrais CPV.

Actualmente as células MJ são muito caras e o objectivo primordial dos institutos e empresas centra-se nos limites da eficiência e não na diminuição do custo.

2.2.5. Normalização

A tendência crescente das tecnologias CPV no mercado de energia, consequência do grande investimento realizado pela indústria fotovoltaica, só terá sucesso com a criação simultânea de normas que atestam a fiabilidade e durabilidade dos fabricados [16]. No entanto, ainda não existe um padrão de segurança claro, em vez disso, existem procedimentos e planos de teste, desenvolvidos para atender os requisitos regulamentares (Figura 2.23).

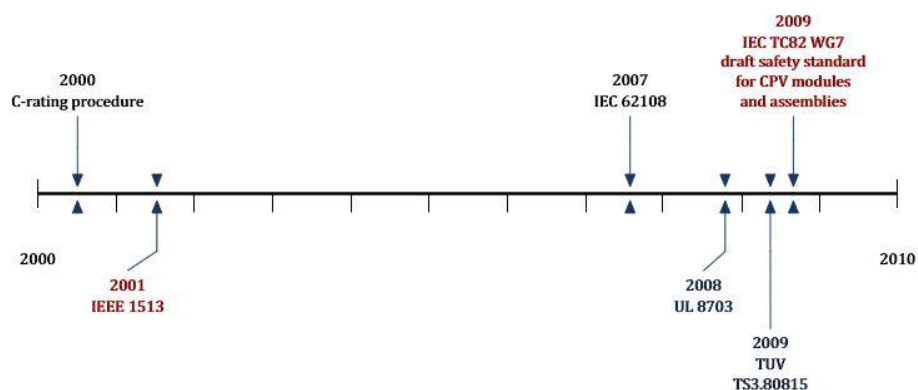


Figura 2.23 - Evolução da normalização internacional aplicada aos sistemas CPV [17]

Os supramencionados procedimentos e planos de teste são os seguintes:

- Norma IEEE 1513, estandardiza o receptor e módulos fotovoltaicos;
- Norma IEC 62108: “*Concentrator PV receivers and modules - Design qualification and type approval*”. Ainda se encontra em progresso, como tal não foi aprovada nem publicada.

2.3. Solar Termoeléctrico de Concentração

As Centrais Solares Térmicas, igualmente designadas por CSP, produzem electricidade do mesmo modo que as centrais térmicas convencionais. A diferença prende-se com a energia primária, as centrais CSP obtêm esta energia, concentrando a radiação solar, convertendo-a

em vapor ou gás a elevadas temperaturas, que posteriormente, acciona uma turbina acoplada a um gerador eléctrico [18].

O solar termoeléctrico é uma tecnologia relativamente recente, mas já mostrou um enorme potencial. Caracterizada por um recurso inesgotável e impactos ambientais reduzidos, oferece uma excelente oportunidade de produção de energia, para os países mais soalheiros, do mesmo modo que o *offshore* eólico oferece para as costas mais ventosas.

Tal como aconteceu com as tecnologias eólicas (Figura 2.24), os custos de produção de CSP, actualmente elevados, terão uma tendência decrescente com o aumento da potência instalada, tal como defende o Laboratório *NREL*.

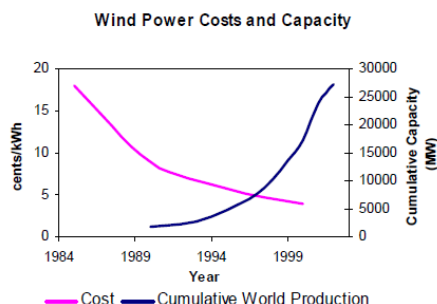


Figura 2.24 - Variação do Custo de produção de eólica [19]

As aludidas centrais solares térmicas necessitam da irradiância directa, pelo que só são viáveis em regiões com elevada densidade desta irradiância. De entre as áreas da Terra mais promissoras (Figura 2.25), destacam-se: o Sudoeste norte-americano, América do Centro e América do Sul, os países mediterrâneos da Europa, incluindo o Sul de Portugal, Norte de África, Médio Oriente, China e Austrália.

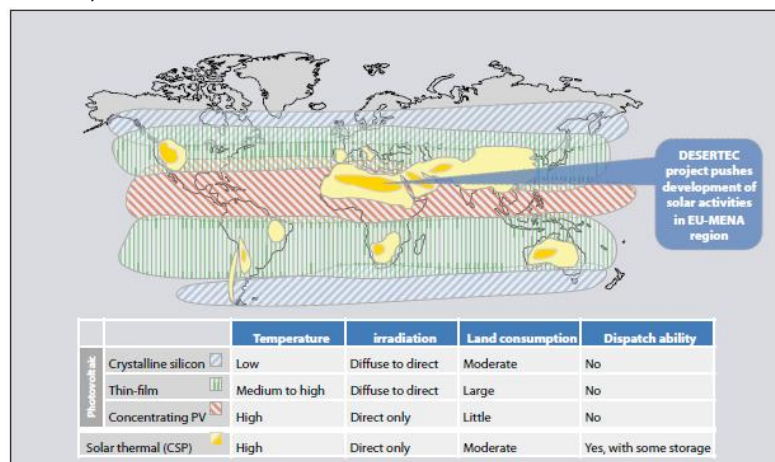


Figura 2.25 - Principais zonas para instalação de tecnologias de concentração

Em determinadas regiões, um km² de superfície é suficiente para gerar 100 a 120 GWh/ano, através do solar termoeléctrico de concentração, o equivalente à energia anual produzida por uma central térmica convencional de 50 MW [20].

O CSP oferece o menor custo para a produção de electricidade a partir da energia solar, sendo esperado que continue a decrescer, dado aos incentivos que esta tecnologia tem recebido. Com o valor monetário da electricidade, proveniente das tecnologias convencionais, a aumentar e a preocupação crescente com as questões ambientais, os promotores tornam-se cada vez mais interessados no CSP, como uma alternativa viável às outras tecnologias renováveis [20].

Relativamente à constituição das centrais CSP, é de explicitar os quatro grupos fundamentais que delas fazem parte, especificamente: concentradores, receptores, fluido de transferência de energia ou armazenamento e grupo de conversão em energia eléctrica. A utilização de sistemas ópticos de concentração, permite através da obtenção de maiores fluxos de energia na conversão térmica, a operação a alta temperatura e viabiliza a utilização da energia solar térmica num espectro mais alargado de aplicações [21].

Como ilustra a Figura 2.26, os sistemas de tecnologia fotovoltaica apresentam maior variabilidade, associada à intermitência do recurso solar.

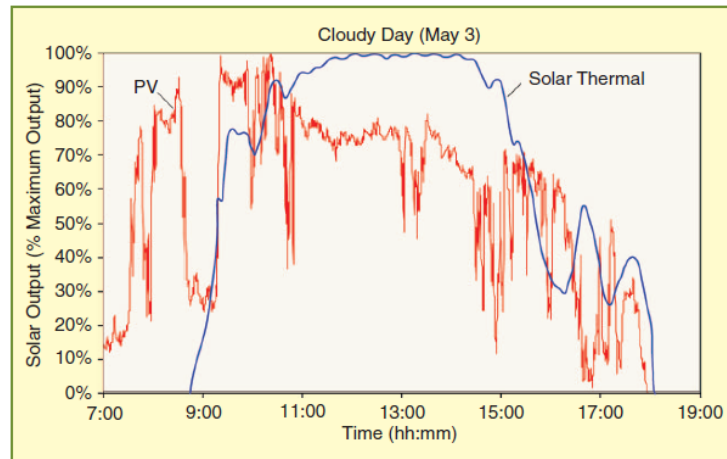


Figura 2.26 - Resposta dos sistemas, PV e CSP, perante um dia nublado [22]

Mesmo sem sistema de armazenamento *multi-hour*, o CSP tem capacidade de armazenamento de curto prazo, inerente à inércia térmica do fluido de transferência de calor. De notar, que a turbina continua a ser alimentada com vapor, mesmo durante a passagem de uma nuvem. As centrais PV ou mesmo CPV, não têm esta inércia térmica, pelo que a resposta à passagem de nuvens é muito rápida.

De entre os sistemas ópticos utilizados em aplicações de alta concentração, destacam-se três arquitecturas diferentes (Figura 2.27) [23]:

- Sistemas de Concentração Linear: concentram a radiação solar em tubos absorvedores, colocados ao longo do foco de uma superfície reflectora do tipo cilindro parabólico ou Fresnel linear;
- Sistemas de Concentração Pontual de Torre: um campo de heliostatos (espelhos) concentra para uma câmara localizada no topo de uma torre;
- Sistemas de Concentração Pontual de Disco/Stirling: a radiação solar é concentrada por uma superfície parabolóide de revolução para um ponto localizado no foco do disco.

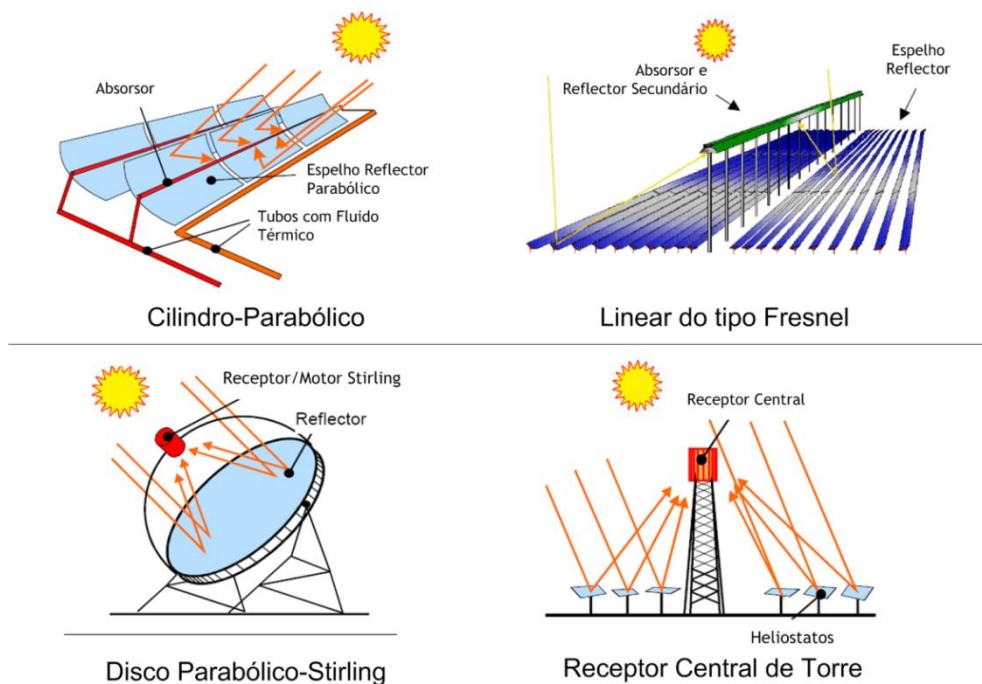


Figura 2.27 - Descrição das Tecnologias CSP [21]

Estas tecnologias serão analisadas em detalhe nos pontos que seguidamente serão expostos.

2.3.1. Sistemas Cilindro-Parabólico

Estes sistemas termoelétricos de concentração são, actualmente, a tecnologia de conversão mais madura. Estes são de concentração linear, em que o campo solar é de natureza modular, isto é, composto por filas paralelas de colectores solares alinhados sobre um eixo norte-sul horizontal. De mencionar, que cada colector solar incorpora um refletor do tipo cilindro parabólico, que concentra a radiação incidente num receptor tubular (absorvedor) colocado no foco da parábola.

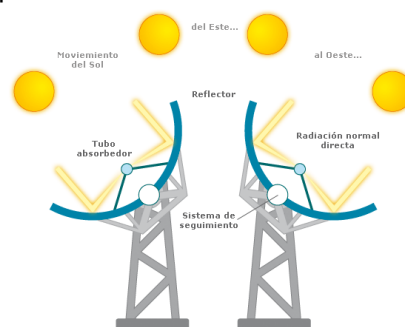


Figura 2.28 - Seguidor Solar para tecnologia Cilindro-Parabólico [24]

O seguimento do sol de Este para Oeste (Figura 2.28), garante que a radiação é continuamente focada no receptor linear. Um fluido de transferência de calor (HTF) é aquecido à medida que circula através do absorvedor em direcção ao permutador de calor do bloco de potência, onde é usado para gerar vapor a alta pressão e elevada temperatura. Este alimenta uma turbina convencional de vapor, acoplada a um gerador eléctrico. O vapor

turbinado é condensado e regressa aos permutadores de calor. Por sua vez, o HTF, depois de passar nos permutadores de calor, é conduzido de novo ao campo solar [25].

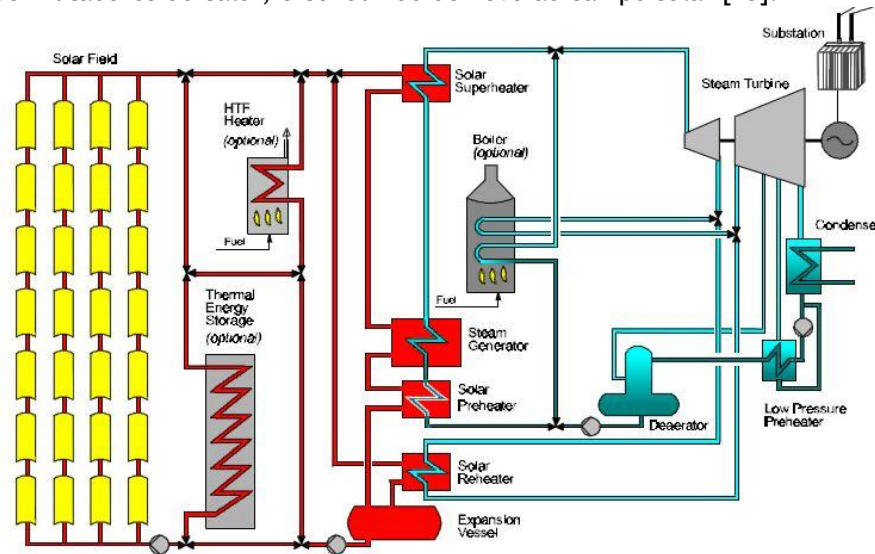


Figura 2.29 - Esquema de uma central CSP Cilindro Parabólico [25]

A tecnologia CSP Cilindro-Parabólico foi, primitivamente, concebida para utilização da energia solar como fonte primária para produzir electricidade. Durante os meses de Verão funcionam sensivelmente 10 a 12 horas por dia. Com radiação suficiente, são capazes de operar à potência nominal apenas com recurso solar, no entanto, todas as centrais construídas até à data formam um sistema híbrido solar/fóssil (ISCC - *Integrated Solar Combined Cycle*), pois, possuem um sistema de *backup* fóssil, usado para complementar a produção quando o recurso solar está indisponível.

O recurso fóssil, vulgarmente, gás natural, é colocado em paralelo com o campo solar para auxiliar no aquecimento do HTF. Outra montagem possível, é em paralelo com os permutadores de calor, para servir na produção de vapor (Figura 2.29).

A Figura 2.29 ilustra ainda, a possibilidade de armazenamento, que confere à central a capacidade de ser despachada.

As primeiras instalações, usam óleo sintético como HTF, devido à sua baixa pressão de funcionamento e facilidade de armazenamento, todavia, os novos projectos em desenvolvimento assentam na produção directa de vapor (DISS - *Direct Solar Steam*) no tubo absorvedor, eliminando desta forma, a necessidade de permutador de calor. Estes avanços levam ao aumento da eficiência global da central, bem como uma possível redução em cerca de 30% do custo total da central [20].

2.3.2. Sistemas Lineares do Tipo Fresnel

O sistema de concentração linear com reflector do tipo Fresnel (LFR) é composto por heliostatos de forma rectangular colocados no solo que concentram a radiação para um receptor tubular - absorvedor - (tubo de vácuo ou não), situado a uma cota elevada em relação aos heliostatos, normalmente colocado no interior de uma outra cavidade não-evacuada, que funciona como sistema secundário de concentração.

De notar, que é uma tecnologia de apenas seguimento Azimutal e de produção directa de vapor no absorvedor (Figura 2.30)[21].

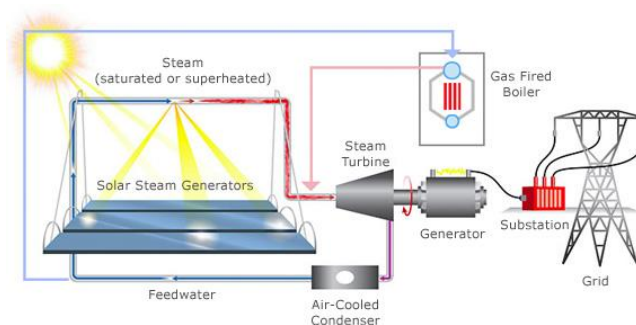


Figura 2.30 - Esquema de funcionamento de um sistema do tipo LFR [26]

A tecnologia LFR é considerada como uma alternativa de baixo custo para a produção de vapor, comparativamente à tecnologia cilindro parabólico.

As primordiais vantagens do FLR em relação à Cilindro Parabólico são:

- Sistema concentrador de baixo custo com sistema de seguimento simples;
- Tubo absorsor fixo, sem necessidade de articulações flexíveis;
- A resistência ao vento é reduzida pela segmentação dos heliostatos, pelo que a largura do reflector (conjunto de heliostatos) pode ser até 3 vezes maior do que a largura do reflector cilindro parabólico;
- Produção directa de vapor pelo absorsor;
- Utilização eficiente do terreno, uma vez que os colectores podem ser dispostos lado a lado;

No entanto, a principal desvantagem prende-se com perda de eficiência, em comparação com os sistemas cilindro parabólicos, mas que por sua vez carece de um menor investimento inicial [27].

Em Portugal, foi divulgado um documento do Ministério da Economia, no âmbito da Presidência de Portugal na União Europeia (2007), que anunciava a construção de uma central solar térmica, perto da cidade de Tavira, destinada à produção de electricidade a partir da produção de vapor turbinado. Os componentes, tais como colectores, seriam produzidos numa unidade industrial criada para o efeito. A central termoeléctrica tinha as seguintes características:

Turbogerador	6.6 MW _e
Potência de Pico	6.5 MW _e
Potência Nominal	5.2 MW _e
Número de Horas em Funcionamento	2442 h/ano
Energia Produzida	12 GWh/ano
Área de Colectores	83 000 m ³
Área de Ocupação do Solo	100 000 m ²
Consumo de Fluido Transferência de Calor	1 a 2 m ³ /dia
Consumo de Água para o Arrefecimento	130 m ³ /dia
Investimento	19 M€
Data de entrada em funcionamento	Outubro de 2008

Tabela 2.1 - Características da Central Termoeléctrica prevista para Portugal

Não obstante, este projecto não passou do papel, pois não foi autorizada a construção de um apoio fóssil para utilizar nos períodos em que a radiação solar é diminuta ou inexistente,

por exemplo à noite, mantendo-se desta forma, os níveis de produção constantes e previsíveis, não sofrendo a intermitência das renováveis.



Figura 2.31 - Central de 5 MWe do tipo LFR, California, USA [26]

2.3.3. Sistemas de Receptor Central de Torre

A tecnologia CSP de Torre concluiu a fase de teste e, embora menos madura do que a tecnologia Cilindro-Parabólico, encontra-se próximo do início da comercialização.

É uma tecnologia de concentração pontual, que dispõe de um conjunto circular ou semi-circular de heliostatos com seguimento individual, concentrando a radiação solar num receptor central colocado no topo de uma torre. O HTF, absorve a radiação concentrada e converte-a em energia térmica seguidamente utilizada para gerar vapor a elevadas temperaturas. O vapor resultante é conduzido para uma turbina que acciona um gerador eléctrico [25]. Os HTF até aqui demonstrados incluem: água/vapor, sais fundidos, sódio e ar e a sua escolha depende das temperaturas em questão, podendo atingir valores na ordem dos 700°C, embora continuem a ser realizados projectos que apontam para temperaturas de operação acima dos 1000°C [9].

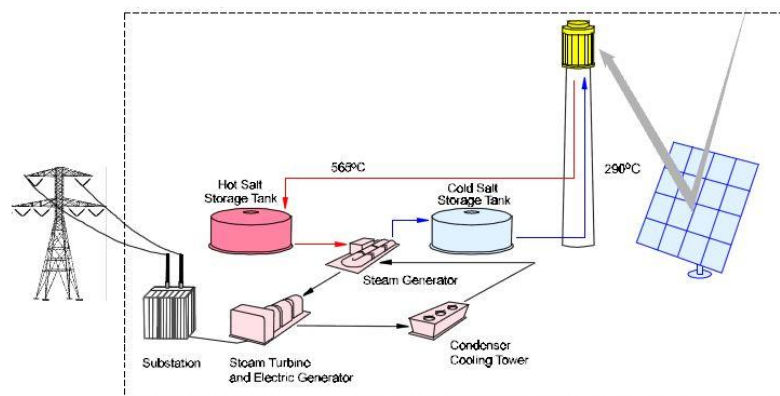


Figura 2.32 - Esquema de funcionamento de uma central CSP de Torre [28]

Em particular uma central CSP de torre, com sais fundidos como HTF (Figura 2.32), utiliza dois tanques de armazenamento, um para conservação do fluido de transferência “frio” e o outro para depósito do fluido “quente”. O HTF a 290°C é bombeado do tanque frio para o receptor, onde é aquecido a 565°C, e posteriormente, é conduzido para o tanque quente. Quando o bloco de potência está em funcionamento, o HTF quente é direccionado para um permutador de calor, produzindo-se vapor a elevadas temperaturas que acciona um grupo

turbina/gerador convencional de ciclo de Rankine. Por último, o sal regressa ao tanque frio para novo ciclo.

O campo de heliostatos que circunda a torre é definido para otimizar o desempenho anual da central. Numa instalação típica, a captação de energia solar ocorre a uma taxa que excede o necessário para fornecer vapor à turbina. Assim, o sistema de armazenamento térmico pode ser carregado ao mesmo tempo que a central produz energia. A relação entre a energia térmica fornecida pelo sistema colector/receptor e a potência térmica requerida pelo gerador eléctrico é chamado de “múltiplo solar”. Assim, com um múltiplo solar de cerca de 2,7, uma central de torre de sais fundidos, localizada no deserto de Mojave, Califórnia, pode ser projectada para um factor de capacidade anual de cerca de 65%, isto é, a central poderia operar 65% do ano sem a necessidade de *backup*. Na ausência de armazenamento de energia, as tecnologias CSP são limitadas a um factor de capacidade anual de, aproximadamente, 25%.

A determinação do tamanho ideal dos tanques de armazenamento, para atender às exigências do despacho de energia, é uma parte importante do processo de concepção do sistema [29].

O conceito de “despacho de energia” está, comumente, associado às centrais térmicas convencionais ou centrais hídricas com albufeira, as centrais solares não são despacháveis, contudo a tecnologia CSP, em concretamente, as de sais fundidos, oferece a oportunidade de armazenamento de energia térmica, conferindo à central a possibilidade de despacho. A Figura 2.33 demonstra esta particularidade.

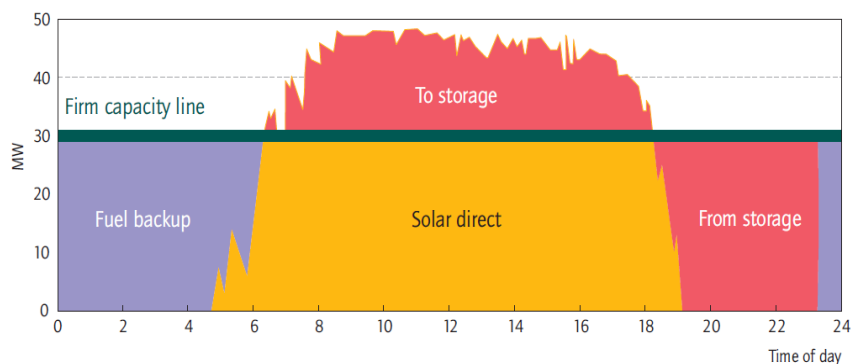


Figura 2.33 - Combinação de armazenamento e “hibridização” em CSP [30]

Neste exemplo, para um dia habitual de Verão, a central solar começa a receber energia térmica logo após o nascer do sol e armazena-a no tanque quente, acumulando energia no reservatório ao longo do dia (área correspondente na figura - *to storage*). Atendendo à Figura 2.33 verifica-se que apesar da diminuição ou inexistência de luz solar, a central mantém a produção de energia mas com recurso ao armazenamento térmico.

Os sais fundidos são a chave para a melhor relação custo/eficiência em armazenamento de energia térmica.

2.3.4. Sistemas de Disco Parabólico

O sistema CSP Disco Parabólico mostrado na Figura 2.34, produz electricidade, a partir da energia térmica solar concentrada, usada para mover um motor.

Este sistema utiliza um reflector parabólico de revolução, provido de seguimento em Azimute e Elevação, para concentrar a radiação solar num receptor térmico integrado no motor. O receptor consiste num permutador de calor, projectado para transferir a energia absorvida para um fluido de trabalho (designado anteriormente por HTF).

O motor converte a energia térmica concentrada em energia mecânica, de uma forma análoga aos motores convencionais a gás ou a diesel. O HTF é comprimido quando está frio, e aquecido de seguida para expandi-lo para uma turbina ou para uma câmara pistão/cilindro. A energia térmica é então convertida em eléctrica, através de um gerador.

Os ciclos termodinâmicos utilizados para estes sistemas incluem [31]: Ciclo de Rankine, que usa água ou um fluido orgânico como HTF; Ciclo de Brayton e Ciclo Stirling, sendo este último preferencialmente utilizado.

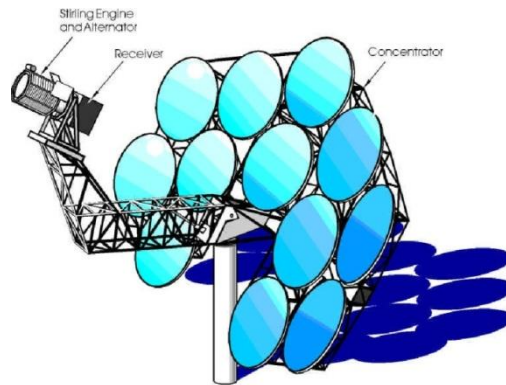


Figura 2.34 - Esquema de um Sistema do Tipo Disco Parabólico - Stirling [31]

O concentrador parabólico, deve ser dimensionado para captar cerca de 4 vezes mais energia térmica do que a potência eléctrica nominal, devido à eficiência global do sistema, de aproximadamente 25% [32]. Contudo, as elevadas temperaturas com que trabalha, sensivelmente 700°C [21], permitiram-lhe alcançar o recorde de eficiência solar/eléctrico em 40%. O custo de energia é porém duas vezes superior ao sistema CSP Cilindro-Parabólico, uma vez que, não sendo uma tecnologia madura, necessita de um forte investimento inicial.

Enquanto que as centrais CSP de Torre ou Cilindro Parabólico são projectadas para potências nominais na ordem das centenas de MW, a tecnologia Stirling é limitada a potências, tipicamente, na ordem dos 5 a 25 kW_e, onde o diâmetro de abertura do concentrador varia de 7.5m a 11m, respectivamente [32]. São portanto, recomendados para projectos isolados da rede, como forma de substituição dos equipamentos diesel [23]. Adicionalmente, podem ser desenhados para funcionarem com recurso fóssil, nos períodos de ausência de energia solar.

2.3.4.1. Ciclo de Stirling

Os motores com ciclo termodinâmico de Stirling funcionam a altas temperaturas, 700°C, e pressões. Estes requerem vulgarmente a utilização de Hidrogénio ou Hélio como HTF. O fluido de trabalho é, continuamente, aquecido e arrefecido num processo com temperatura e volume constante.

A Figura 2.35 representa os quatro processos básicos de um motor de ciclo Stirling, havendo uma série de configurações mecânicas que implementam esses processos à temperatura e volume constante. A maioria envolve o uso de pistões e cilindros, mas existem

outros que possuem um pistão que desloca o fluido de trabalho sem alterar o seu volume para transportá-lo para trás e para a frente, entre a região quente e a região fria do motor.

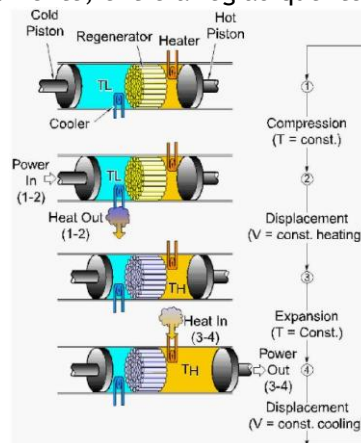


Figura 2.35 - Processos no ciclo termodinâmico de Stirling [31].

Os motores Stirling apresentam um conjunto de vantagens e desvantagens que serão descritas, em seguida, sob a forma de tópicos [33].

Assim, as vantagens dos motores Stirling são:

- Eficiência elevada comparada com outros ciclos termodinâmicos que necessitam da mesma temperatura;
- Possibilidade de hibridização, com recursos fósseis, biomassa e geotérmica;
- Elevada fiabilidade;

As suas desvantagens incluem:

- Resposta lenta a um aumento ou decréscimo de carga;
- Do ponto de vista da comercialização, é uma tecnologia embrionária [32].

Em jeito de conclusão, apresenta-se a seguinte tabela em forma de síntese.

	Unidade	CSP Cilindro Parabólico	CSP Torre	CSP Disco Parabólico	CSP Fresnel Linear
Potência	MW	30 - 320	10-200	0.005-0.25	10-200
Concentração	x	70 - 80	300-1000	1000-3000	25 - 100
Temperaturas de Operação	°C	390	565	750	-
Fluido de transferência de calor	-	Óleos sintéticos e sais fundidos	Sais Fundidos	Hidrogénio, Hélio	Vapor Saturado
Máxima Eficiência	%	20	23	29.4	-
Eficiência global da central	%	11 - 16	7- 20	12 - 25	8 - 10
Eficiência do ciclo térmico	%	30-40	30-40	30-40	30-40
Área Ocupada	m ² /MWh	6-8	8-12	8-12	4-6
Consumo de Água	l/MWh	3000	2000	Não requer consumo de água	3000
Hibridização	-	Sim	Sim	Sim	Sim
Armazenamento	-	Tecnologia de armazenamento com sais fundidos em estudo	Armazenamento Térmico com Sais Fundidos	Armazenamento Em Baterias	-
Estado de comercialização	-	Tecnologia comercializada	Demonstração em larga escala, apenas uma central comercializada	Demonstração em larga escala	Em fase de demonstração

Tabela 2.2 - Quadro - Resumo das tecnologias CSP

2.3.5. Fluidos de Transferência de Calor

As melhorias termodinâmicas no fluido de transferência de calor são cruciais para baixar o custo nivelado de energia no CSP. Isto pode ser conseguido através da redução dos pontos de fusão e aumentando a pressão de vapor dessas substância [34]. Entre vários fluidos de transferência de calor destacam-se os óleos sintéticos, os sais fundidos e a água.

Os óleos sintéticos, apresentam a vantagem de serem um HTF usado desde as primeiras centrais com tecnologias CSP. Contudo, a sua utilização está limitada a temperaturas até 400°C, o que condiciona o rendimento do ciclo de vapor. As características tóxicas e inflamáveis, figuram como a principal desvantagem da sua aplicabilidade. Do mesmo modo, a sua utilização em centrais com capacidade de armazenamento, diminui a eficiência global.

Os sais fundidos são um tipo de fluido estável para temperaturas próximas dos 550°C, o que, comparativamente aos óleos sintéticos, possibilita o aumento da eficiência global da central. São usados para armazenamento, contudo, solidifica a temperaturas abaixo dos 100°C, sendo necessário, o consumo de energia durante a noite por forma a mantê-lo quente [35]. De salientar, que a corrosão dos receptores é outro problema quando se trabalha com sais fundidos.

A vantagem da utilização da água como HTF reside na produção directa de vapor, mas a sua utilidade como fluido de transferência de calor está ainda em discussão.

2.3.6. Armazenamento

O armazenamento de energia térmica (TES) tem o potencial de aumento do tempo de produção CSP até 16 horas por dia (Figura 2.33) e do factor de capacidade para mais de 50%, o que confere às centrais, capacidade de despacho de energia [34].

Pese embora, o facto de aumentar o investimento com o armazenamento, o custo nivelado de energia (LCOE) diminui com a elevação do factor de capacidade e com a maior utilização do bloco de potência.

Por exemplo, uma mistura de sal fundido com 60% de nitrato de sódio e 40% de nitrato de potássio é usado como meio de armazenamento em 50 MW da central CSP *Andasol I* localizada em Espanha, permitindo mais de 7 horas de produção, após a radiação não estar disponível. Várias misturas de sais fundidos são investigadas para otimizar a capacidade de armazenamento. O óleo sintético, que foi o histórico fluido de transferência de calor em sistemas CSP, também é equacionado como um potencial meio de armazenamento para futuros sistemas [34].

2.3.7. Consumo de Água

Um sistema CSP Cilindro Parabólico refrigerado a água requer aproximadamente 3 m³/MWh. Um sistema CSP Torre, dada as suas temperaturas de funcionamento mais elevadas requer menos consumo de água para refrigeração, cerca de 2 a 2.8 m³/MWh. Os sistemas Disco Parabólico, não necessitam de refrigeração a água.

Como as centrais CSP são geralmente construídas em zonas secas, a escassez de água figura como um substancial problema. Uma possível alternativa à refrigeração a água, passa por refrigeração a ar, o que diminui em aproximadamente 90% o consumo de água. Não obstante, a refrigeração do ar exige maior investimento inicial e pode resultar numa

diminuição de 5% na produção de electricidade, dependendo da temperatura ambiente. Esta redução de eficiência da central, equivale a um aumento de 2% a 9% no LCOE. Uma outra alternativa é a aplicação de refrigeração híbrida, diminuindo o uso da água, minimizando os prejuízos do arrefecimento a ar.

2.4. Modelos de Estimativa de Produção

Nos subtópicos que a seguir se expõem, serão analisados os modelos de estimativa de produção existentes na actualidade, com base na investigação efectuada, tais como: modelo paramétrico com previsão de radiação directa, modelo baseado na norma IEC de fotovoltaico, método por interpolação bilinear, estimativa por regressão, metodologia do ISFOC, modelos baseados em redes neuronais artificiais e software de simulação.

2.4.1. Modelo Paramétrico com Previsão de Irradiância Directa

No trabalho publicado em [36] os autores analisam a energia produzida por dois sistemas fotovoltaicos de concentração, um de concentração linear (EUCLIDES), outro pontual, através da determinação da irradiância directa. Vários foram os métodos utilizados para obter a distribuição teórica da irradiância directa, sendo posteriormente comparados com os valores reais registados.

Ambas as tecnologias de concentração, incluídas neste estudo, são de seguimento solar de duplo eixo. Os autores determinaram o perfil médio de irradiância directa, segundo 3 metodologias:

- Desagregação da irradiância global em directa e difusa, pelo modelo de Collares Pereira e Rabl;
- Irradiância directa média, determinada a partir do número de horas de sol;
- Irradiância directa fixa, 800 W/m^2 .

A variação da temperatura e a influência do vento, também foram considerados nesta metodologia.

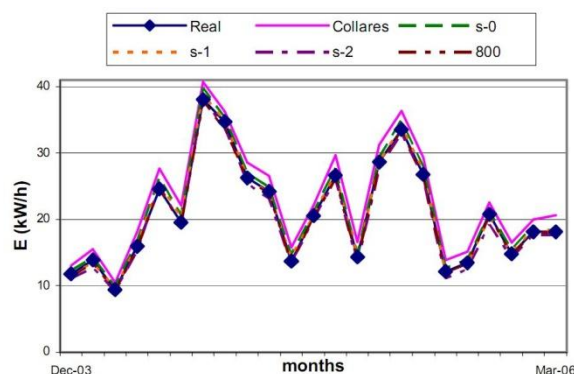


Figura 2.36 - Energia mensal estimada e produzida pelo sistema EUCLIDES [36]

Nota-se pela Figura 2.36, que a desagregação da irradiância directa pelo número de horas de sol é o modelo que prevê com menor erro a energia produzida pelos dois sistemas. Em jeito de conclusão, os autores reiteram que é necessário uma melhoria no cálculo da

irradiância directa, por forma a determinar-se com maior precisão a energia produzida pelos concentradores fotovoltaicos.

2.4.2. Método Baseado na Norma IEC 61853 (Fotovoltaico)

Este método é baseado na Norma IEC 61853-1, de fotovoltaico, fornecendo a potência de pico do módulo PV para operação segundo um conjunto de condições definidas.

Como a potência depende do nível de irradiância e temperatura, a avaliação é feita para vários níveis de irradiância e temperatura. Os investigadores do ISFOC, adaptaram e testaram esta metodologia num sistema CPV [37]. Analisaram o histórico de dados de produção, irradiância e temperatura do local em estudo e, concluíram os diferentes níveis de análise que deveriam ser tomados. Os valores medidos para a instalação em teste estão patentes na Tabela 2.3:

		Module temperature (°C)				
		45	50	55	60	65
DNI (W/m ²)	700	4682.32	4595.53			
	750		5457.54	5412.90		
	800			5790.69	5640.25	
	850			6133.74	5978.84	
	900				6441.65	6301.33
	950				6718.48	6570.15

Tabela 2.3 - Potência medida (W) para vários níveis de irradiância e temperatura.

Através dos resultados apresentados na Figura 2.37, os autores analisaram a regressão entre as variáveis, concluindo que a relação entre a potência e a irradiância segue uma tendência linear para os diferentes valores de temperatura.

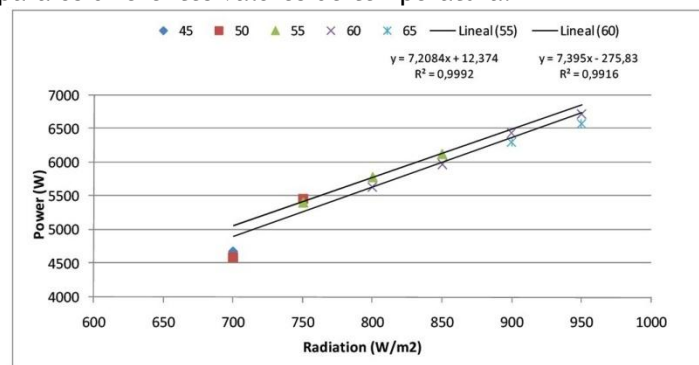


Figura 2.37 - Relação entre a Potência e Irradiância, para vários valores de temperatura.

2.4.3. Interpolação Bilinear

Os mesmos autores do estudo anterior, utilizaram uma nova metodologia descrita para PV, denominada por Interpolação Bilinear. Este método necessita de 4 curvas I-V, medidas em diferentes condições:

- 1) Irradiância elevada e temperatura baixa;
- 2) Irradiância e temperatura elevada;
- 3) Irradiância e temperatura baixa;
- 4) Baixa irradiância e temperatura elevada.

O procedimento tomado de seguida é transpor as medições realizadas em 1) e 2) para uma nova relação paramétrica 5), e as medidas 3) e 4) para uma nova relação 6). A formulação de 5) e 6) é apresentada em [37].

2.4.4. Estimativa por Regressão

Este procedimento [37] é baseado na Norma Americana ASTM E 2527-06 “*Rating Electrical Performance of Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Systems under Natural Sunlight*”. É também o método de avaliação da performance de um módulo CPV actualmente em uso nos Estados Unidos.

Consiste em medir a potência máxima (P) do painel sujeito a vários níveis de irradiância directa (E), temperatura ambiente (T_a) e velocidade do vento (v). É utilizada uma regressão para determinar a potência para as condições padrão.

O cálculo dos resultados é obtido por regressão linear de P em função de E, v e T_a usando a equação (2.5), sujeita aos pesos a_1 , a_2 , a_3 e a_4 :

$$P = E * (a_1 + a_2 * E + a_3 * T_a + a_4 * v) \quad (2.5)$$

2.1.1. Metodologia do ISFOC

O Instituto Espanhol de Sistemas Fotovoltaicos de Concentração, desenvolveu uma metodologia própria para classificar os módulos quanto à sua potência nominal. É baseada num conjunto de medidas num curto período de tempo, que são traduzidas para as condições padrão através de equações baseadas no modelo de Shockley [38-39].

Essas condições definidas pelo ISFOC para a caracterização de um concentrador fotovoltaico são definidas para irradiância directa (E_0), e temperatura da célula (T_c): $E_0=850\text{W/m}^2$ e $T_c=60^\circ\text{C}$.

As medições são válidas para:

- Céu limpo durante a medição;
- Irradiância directa superior a 700 W/m^2 ;
- Velocidade do vento inferior a 3.33 m/s ;

As grandezas medidas são:

- Curva IV do sistema;
- Irradiância directa, medida em tempo real;
- Temperatura da célula, é calculada a partir da temperatura do dissipador pela
- Direcção e velocidade do vento;
- Espectro solar;
- Temperatura ambiente.

2.1.2. Modelos baseados em Redes Neurais Artificiais

As Redes Neurais Artificiais (ANN) são amplamente aceites como uma ferramenta que oferece uma forma alternativa para resolver problemas complexos e não lineares. O método de aprendizagem é baseado em exemplos. As ANN são capazes de lidar com ruído, dados incompletos e problemas não lineares, e uma vez treinadas, podem realizar previsão e generalização de uma forma praticamente instantânea [40].

Outros autores de [41] exploram as ANN para estimar a produção de vapor por uma central CSP Cilindro Parabólico. Num estudo, a rede foi treinada com valores de desempenho para um certo número de colectores compreendidos numa área entre 3.5 e 2160 m^2 . A ANN

foi capaz de prever a produção de vapor médio mensal do sistema, como mostrado na Figura 2.38, com uma diferença máxima de 5,1% em relação aos valores medidos.

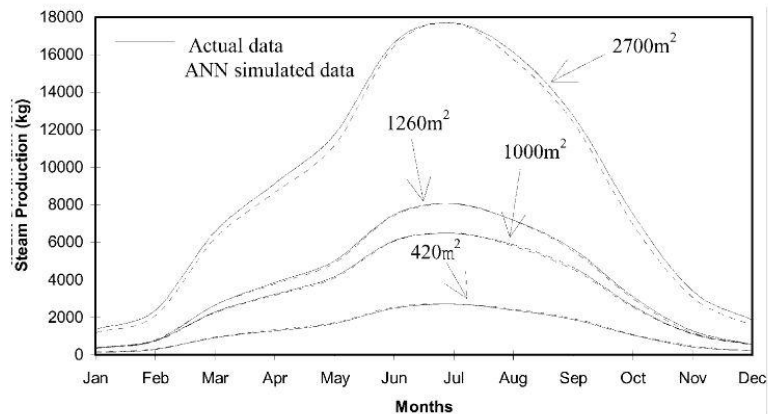


Figura 2.38 - Comparação entre valores reais e valores simulados de produção de vapor [40]

2.1.3. Software de Simulação

À margem dos modelos analíticos ou baseados em Redes Neurais, o laboratório Norte Americano NREL, desenvolveu uma ferramenta informática com interface gráfico (Figura 2.39), capaz de simular o funcionamento das diversas tecnologias de concentração, tanto CSP como CPV. O Software, designado por SAM (*Solar Advisor Model*) é resultado de trabalhos de investigação realizados ao longo dos últimos anos entre os quais, [32], [29], [42] e [43].

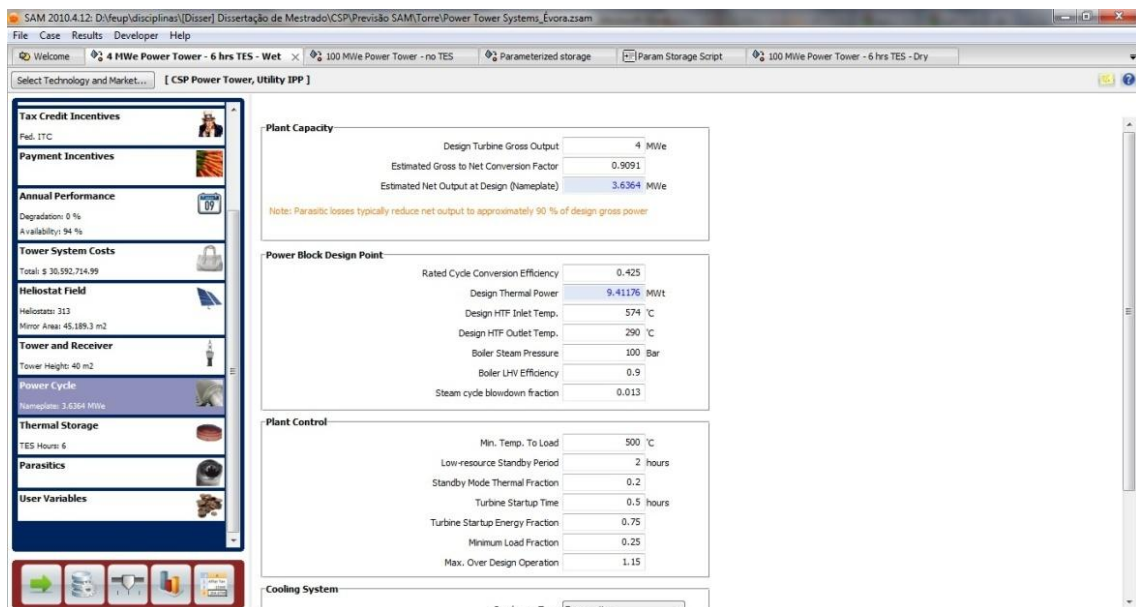


Figura 2.39 - Interface gráfica SAM

O SAM é uma ferramenta gratuita que pode ser descarregado em [44], e combina um modelo de desempenho detalhado com vários tipos de financiamento (desde residencial a centralizado). As tecnologias actualmente representadas no SAM incluem, CSP Torre, CSP Cilindro Parabólico, CSP Disco-Stirling, CPV e PV convencional. Os modelos permitem a análise do impacto económico sobre mudanças na arquitectura do sistema.

O software aqui sinteticamente descrito permite ao utilizador a informação sobre:

- Produção do sistema;
- Produção máxima e eficiência do sistema;
- Custo nivelado de energia;
- Custo de capital, operação e manutenção do sistema;
- Produção horária.

2.2. Conclusão

A recolha de informação respeitante ao funcionamento das tecnologias CPV e CSP, afigura-se como um procedimento chave na prossecução deste trabalho, uma vez que, a correcta estimativa de produção das centrais, pressupõe o conhecimento vincado do funcionamento de cada tecnologia. Assim, este capítulo serve de âncora ao que se segue, uma vez que foi exposto de uma maneira sucinta as características de produção de diferentes tecnologias CPV e CSP, bem como das metodologias já existente de estimativa de produção CPV e de simulação termodinâmica no caso do CSP.

Capítulo 3

Construção dos Modelos de Produção

O capítulo em desenvolvimento apresenta a metodologia encontrada para solucionar alguns dos objectivos deste trabalho.

No que respeita ao CPV, é determinado um modelo de produção para uma central de baixa concentração da *WS Energia*, para a qual é apresentada uma breve descrição.

Os dados de produção utilizados foram cedidos pela *WS Energia*, ao passo que os dados meteorológicos e de irradiância global no plano horizontal foram disponibilizados pela empresa *SmartWatt*.

Relativamente ao CSP, não foi possível obter dados reais de produção, pelo que a análise das tecnologias, em particular da CSP Torre, foi realizada a partir do software de simulação SAM.

3.1. Solar Fotovoltaico de Concentração

As tecnologias CPV apresentam as mesmas condicionantes do PV convencional, pelo facto de utilizarem um recurso renovável, estão sujeitas à variabilidade do mesmo. Como analisado no Capítulo 2, as tecnologias CPV, em especial as de média e alta concentração, são fundamentalmente caracterizadas, no que respeita à produção, pela DNI. Contudo os sistemas de baixa concentração são, na generalidade, formados por módulos fotovoltaicos de silício, com um sistema auxiliar de concentração por espelhos. Assim, do ponto de vista de produção, os CPV de baixa concentração não estão dependentes da DNI.

3.1.1. Caracterização do Sistema CPV - WS Energia

A tecnologia desenvolvida pela *WS Energia* combina concentração fotovoltaica com seguimento do sol, a primeira aumenta a produção instantânea do módulo, enquanto que a segunda optimiza a produção horária de energia. Trata-se de uma tecnologia inovadora, uma vez que a estrutura é capaz de aumentar a produção, recorrendo a um painel fotovoltaico convencional sem precisar de componentes adicionais.

A estrutura é baseada num seguimento em Azimute e Elevação Solar (Figura 3.2), de alta precisão ($< 2^\circ$) [7], também desenvolvido pela *WS Energia*.

O sistema é composto pela estrutura de suporte em aço inoxidável (Figura 3.1). As ópticas de reflexão, de forma rectangular plana, são montadas em “V” (Figura 3.3), distribuindo a radiação, uniformemente, sobre os módulos fotovoltaicos.

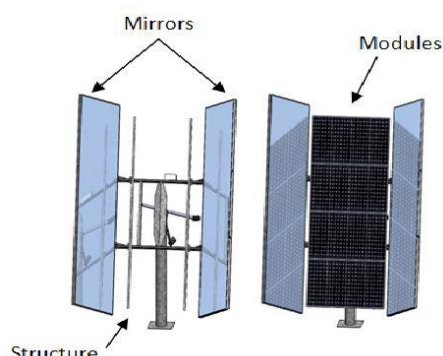


Figura 3.1 - Estrutura do sistema CPV WS Energia [7]

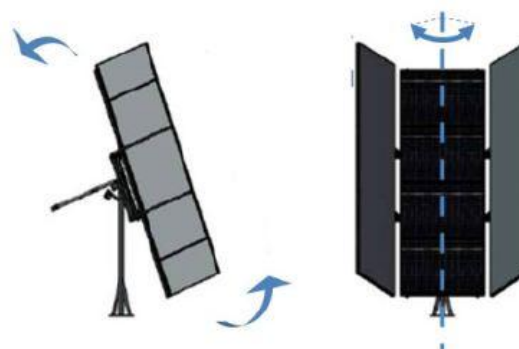


Figura 3.2 - Seguimento em Elevação (direita) e Azimute (esquerda) [7]

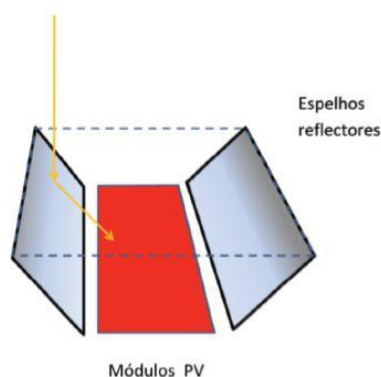


Figura 3.3 - Disposição dos espelhos reflectores [9]

Os produtos desenvolvidos e patenteados pela *WS Energia*, incluem o concentrador DoubleSun® e mais recentemente o HSUN®. O primeiro como o nome indica é um produto de baixa concentração, 2x e inclui: dois espelhos, estrutura galvanizada a quente, clips de fixação em aço inox, dois actuadores lineares, controlador WS Robotic, manual completo e poste. O sistema garante um aumento de produção até 95%, são desenvolvidos para suportar ventos fortes, e para tal, são inteiramente testados através de simulações numéricas e testes laboratoriais. O seguimento permite também desviar os módulos da perpendicular ao sol, quando a sua temperatura excede 80°C [1].

A colaboração da *WS Energia* para a concretização desta dissertação foi um ponto chave na conclusão da mesma, a informação disponibilizada, ainda que escassa, compreende apenas:

- Potência Instalada numa central CPV, que se refere à potência de pico dos módulos fotovoltaicos - 2580 Wp;
- Referência geográfica da localização da central - Vila Franca de Xira;
- Potência instantânea medida (kW), discretizada de 15 em 15 minutos, no período compreendido entre 01 e 31 de Janeiro de 2010.

A Figura 3.4 demonstra a evolução diária da potência instantânea, e é de notar a variabilidade associada ao recurso solar. Como se reporta a um mês de Inverno, não é possível avaliar com precisão o máximo de produção desta central, devido aos baixos valores de irradiância global verificados em Janeiro em comparação com meses de Verão.

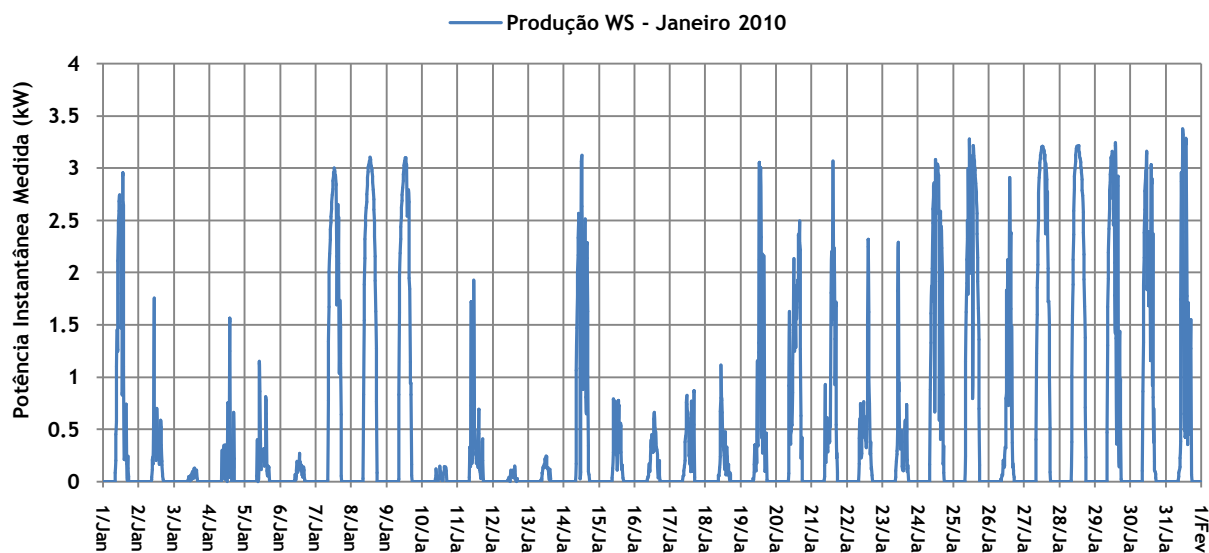


Figura 3.4 - Produção WS, Janeiro de 2010

Em particular, os dias 8 e 28, associados a dias de céu limpo, não apresentam variações significativas na produção, como pormenorizado na Figura 3.5.

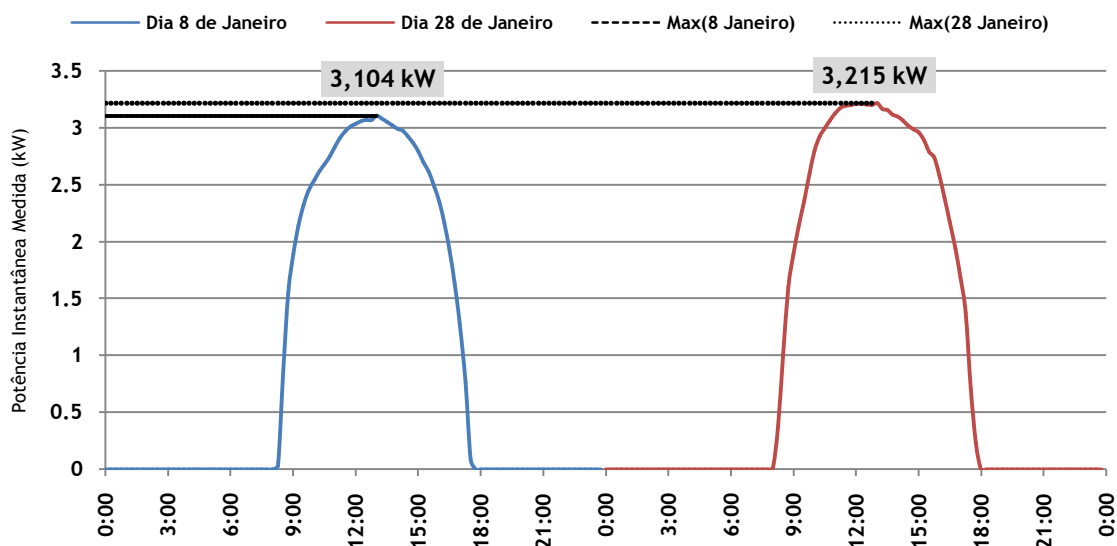


Figura 3.5 - Produção WS para os dias 8 e 28 de Janeiro 2010

Em contraste com os dias 8 e 28, o último dia de Janeiro ostenta grandes variações na produção, porém é neste dia que ocorre o máximo de produção para o mês de Janeiro, 3.379 kW, tal como mostra o seguinte gráfico.

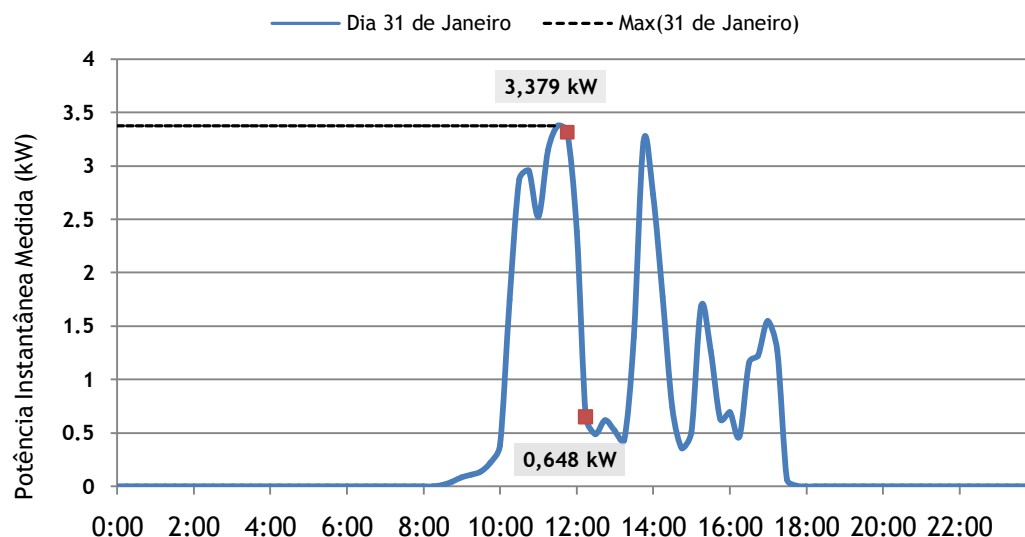


Figura 3.6 - Produção WS para o dia 31 de Janeiro 2010

A Figura 3.6 é um exemplo da variabilidade que a produção pode tomar num dia nublado. De ressaltar, que em aproximadamente 15 minutos, a produção caiu dos 3.379 kW para 0.648 kW, cerca de 80%. Durante estas 24 horas também se registou o máximo de produção desta central, para o mês de Janeiro, anotado em 3.379 kW. Assim, dada a potência instalada da central, pode calcular-se o factor de concentração, através de:

$$F_c = \frac{\text{Máx(Potência Instantânea Medida (W))}}{\text{Potência Instalada (W)}} = \frac{3379}{2580} = 1.3x \quad (3.1)$$

Contudo trata-se de um valor meramente exemplificativo, uma vez que o factor máximo de concentração ocorre para um período de irradiância elevada, tipicamente meses de Verão.

3.1.2. Caracterização dos dados Meteorológicos e de Radiação

Como referido no início deste capítulo, os dados meteorológicos e de radiação foram disponibilizados pela empresa *SmartWatt*. De reforçar que se tratam de dados obtidos por previsão, efectuada às 18 horas do dia D para o dia D+1, de uma dada localização geográfica, discretizados de 15 em 15 minutos. Os dados oferecem informação de:

- Referência geográfica do ponto de previsão (Sobral de Monte Agraço);
- Irradiância Global no plano horizontal (W/m^2);
- Temperatura Ambiente ($^{\circ}C$).

O mês analisado foi Janeiro de 2010, contudo, devido aos erros grosseiros que o processo de previsão acarreta, não foi possível obter a previsão de irradiância e temperatura para o mês completo. Na Figura 3.7, sob a forma de gráfico são apresentados os dados de irradiância global conhecidos.

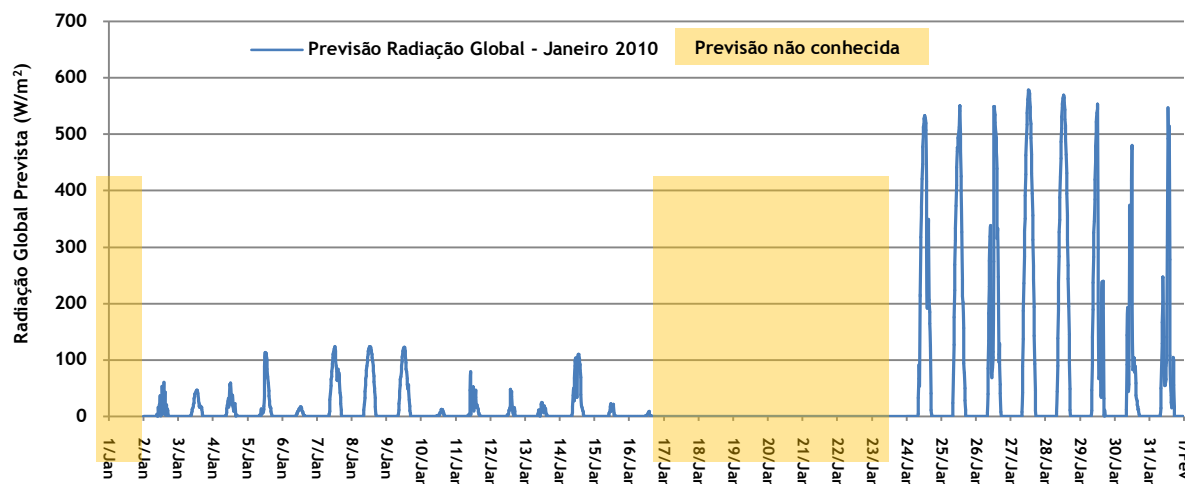


Figura 3.7 - Previsão da Irradiância Global para Janeiro de 2010

Tal como indicado na Figura 3.7, o dia 1 e os dias compreendidos entre 17 e 24 de Janeiro 2010, não têm previsão da irradiância Global associada. Note-se ainda que nos primeiros 15 dias, há erros grosseiros de previsão, dado que se verificam valores muito inferiores aos da última quinzena.

No que respeita à temperatura ambiente a situação é análoga, uma vez que não há informação completa do mês de Janeiro. A evolução dos valores previstos está patente na Figura 3.8.

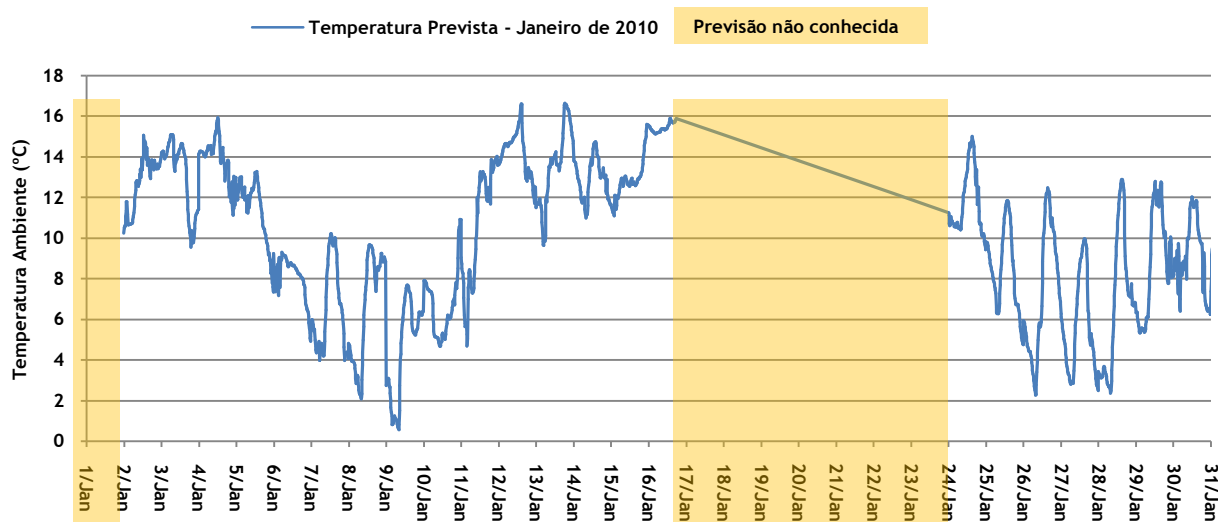


Figura 3.8 - Previsão da Temperatura Ambiente para Janeiro 2010

A Figura 3.8 vem comprovar o erro de previsão da irradiância global, visto que os valores máximos de temperatura ocorrem para baixos valores de irradiância global, quando deveriam ocorrer para valores mais elevados.

De destacar alguns dias de previsão de céu limpo, isto é, em que não há grande variabilidade no recurso solar, em particular os dias 27 e 28 de Janeiro (Figura 3.9).

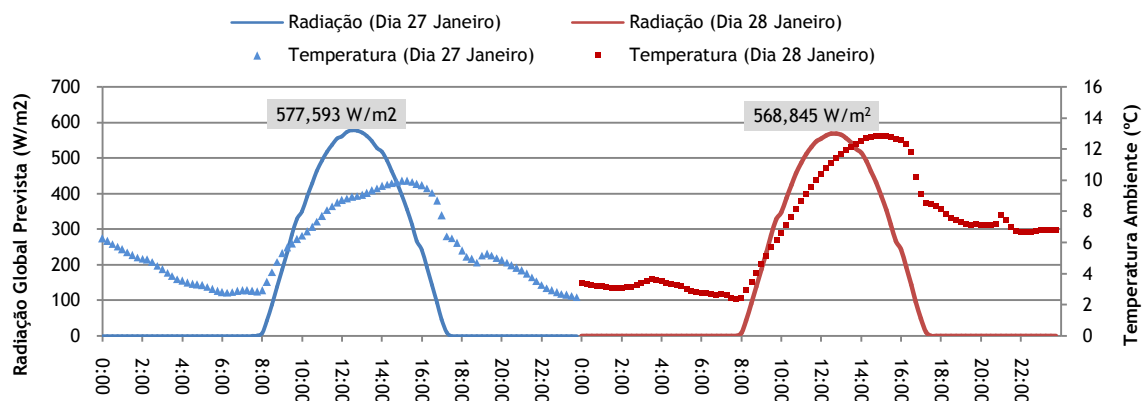


Figura 3.9 - Previsão da Temperatura Ambiente e Irradiância Global para os dias 27 e 28 de Janeiro de 2010

É importante referir que a avaliação da potência de pico de um módulo fotovoltaico é realizada sob condições STC, designadamente: $G=1000 \text{ W/m}^2$, $T_c=25^\circ\text{C}$, e espectro de irradiância solar, AM1.5. Como se percebe na Figura 3.9, o máximo de irradiância global situa-se abaixo dos 600 W/m^2 , assim não é possível afirmar com certeza qual o valor máximo de produção desta central, pois a avaliação é efectuada para valores de irradiância global inferiores à da condição STC.

3.1.3. Modelo 1 de Produção WS Energia - S4C1

Nos pontos anteriores, efectuou-se a caracterização dos dados disponíveis, pelo que neste será apresentada a metodologia encontrada para estimar a produção de uma central CPV de baixa concentração.

Esta metodologia seguiu várias fases, como esquematizado na Figura 3.11, numa primeira é efectuada a correlação entre as variáveis conhecidas, posteriormente encontrou-se a melhor relação que as define, por fim é encontrado o modelo paramétrico capaz de estimar a produção de uma central CPV de baixa concentração.

3.1.3.1. Fase 1 - Correlação das Variáveis

No ponto 3.1.2. concluiu-se que os primeiros 15 dias de Janeiro ostentam erros de previsão, assim, foram apenas considerados para avaliação os últimos 8 dias de Janeiro, patentes na Figura 3.10.

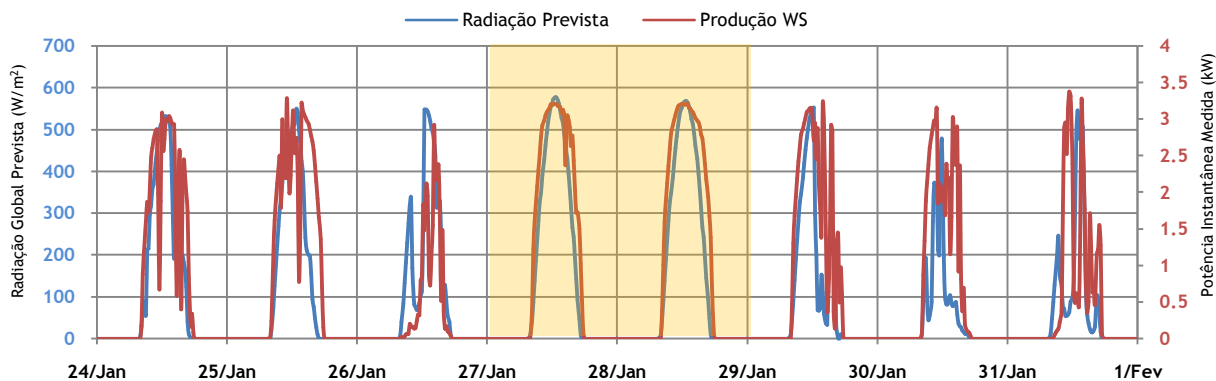


Figura 3.10 - Relação entre a Irradiância Prevista e Produção WS

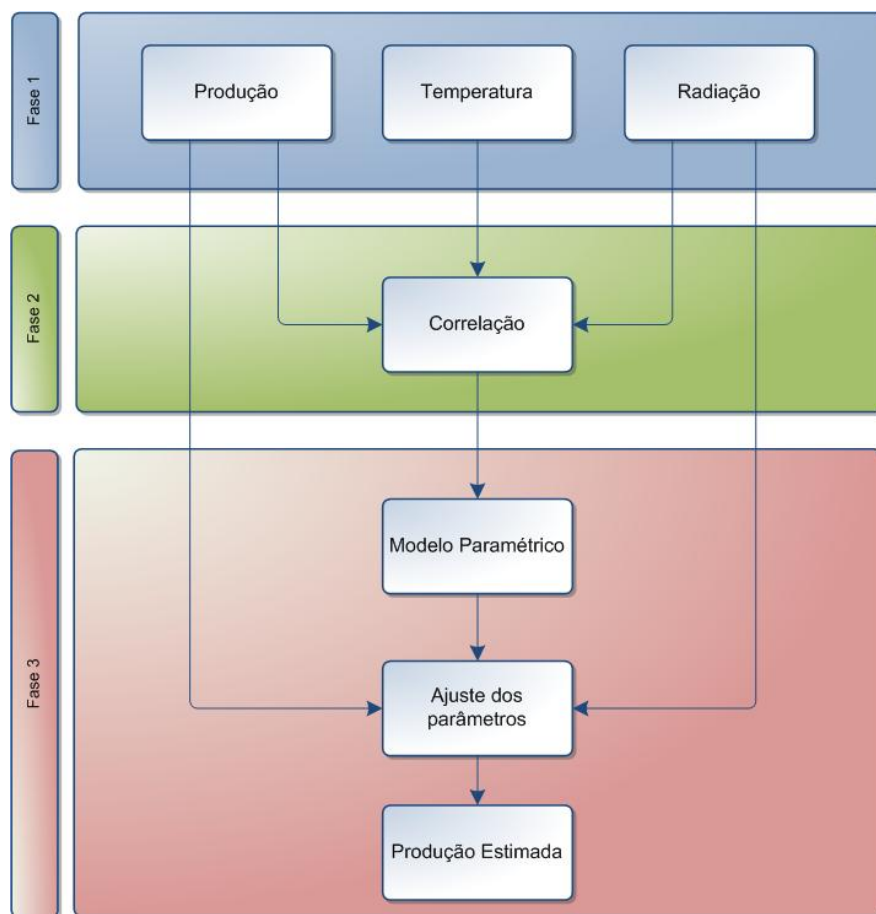


Figura 3.11 - Fluxograma do Modelo 1

Para evitar a propagação do erro associado à previsão, optou-se por considerar apenas dias com céu limpo, pelas análises efectuadas, verifica-se apenas os dias 27 e 28, no entanto, no dia 27 a produção exibe uma pequena variabilidade, não explicada pela irradiância, assim, a avaliação fica limitada ao dia 28 Janeiro.

As Figuras 3.12 e 3.13, mostram em detalhe o dia seleccionado para avaliação.

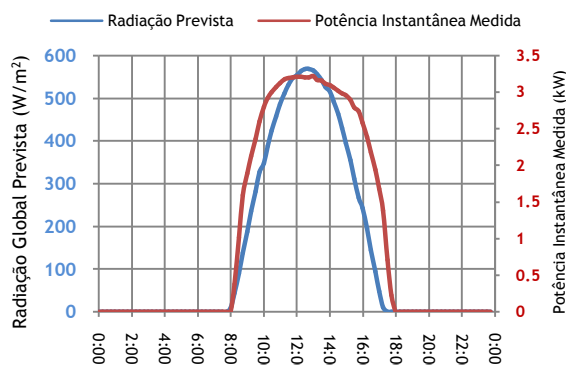


Figura 3.12 - Relação entre a Previsão de Irradiância e Potência Medida, dia 28 Janeiro

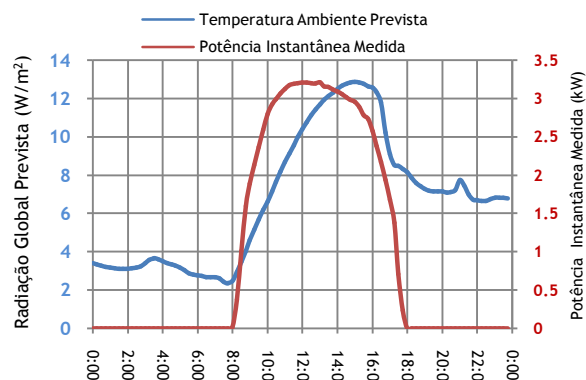


Figura 3.13 - Relação entre a Previsão de Temperatura e Potência Medida, dia 28 Janeiro

A relação entre a potência medida e temperatura não se revela interessante do ponto de vista de resultados, pelo que foi apenas introduzido no modelo a relação entre potência e

irradiância. De forma a ser possível avaliar a relação existente entre as variáveis potência e irradiância, é necessário recorrer à Figura 3.14.

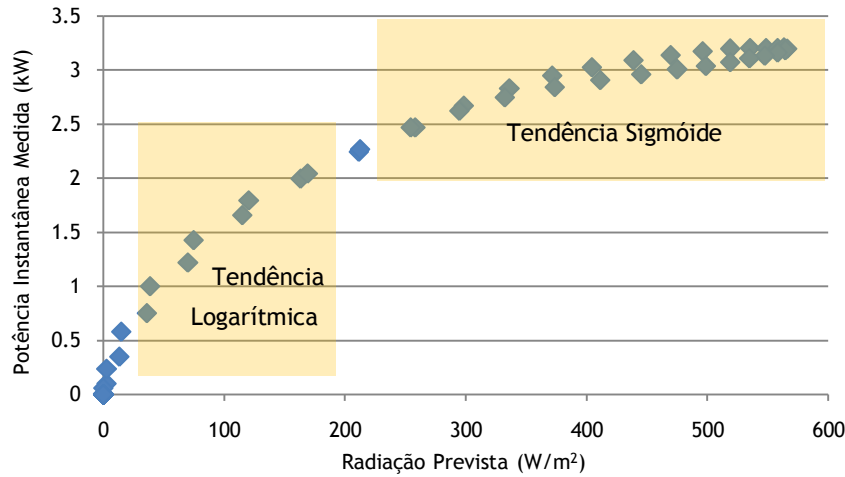


Figura 3.14 - Relação entre Potência Instantânea e Irradiância

Após a sua observação constata-se que a relação pode dividir-se em duas tendências: uma logarítmica e a outra sigmóide. A primeira responde melhor para valores baixos de irradiância, a segunda para elevados. As funções logaritmo e sigmóide são definidas pelas equações (3.3) e (3.2), respectivamente:

$$S(x) = \frac{1}{1+e^{-ax}} \quad a, x \in \mathbb{R} \quad (3.2)$$

$$L(x) = \ln(x) \quad x > 0 \in \mathbb{R} \quad (3.3)$$

3.1.3.2. Fase 2 - Modelo Paramétrico

De acordo com as relações encontradas no ponto anterior, é possível a partir da previsão de irradiância, estimar a produção da central CPV, por recurso à equação (3.4):

$$\hat{P}_{1,t} = [b \times \ln(G_t) - c] + \left[\frac{P_{max}}{1+e^{-a \times (G_t)}} \right] \quad (3.4)$$

Onde:

$\hat{P}_{1,t}$ - Potência Instantânea Estimada no instante t (kW);

a, b e c - Parâmetros que ajustam à curva real de produção;

P_{max} - Potência Instantânea Máxima da Central (kW);

G_t - Previsão da Irradiância Global no plano horizontal no instante t (W/m^2).

Os parâmetros a , b e c , ajustam a curva estimada à curva real de produção e são obtidos recorrendo a ferramentas de optimização. Em particular, o parâmetro a simula o sistema de seguimento adoptado na central, considere-se a Figura 3.15, onde se mostra a variação da curva sigmóide (3.2) para diferentes valores de a :

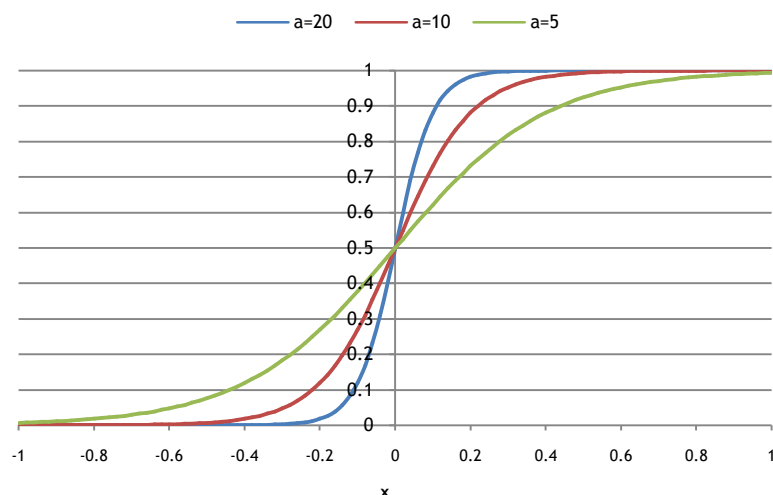


Figura 3.15 - Curva Sigmóide para diferentes valores do parâmetro a

Pela análise depara-se que valores elevados da constante a , traduzem uma curva com uma subida mais rápida, ao passo que valores mais baixos expressam uma variação mais suave.

Os sistemas de seguimento de um sistema fotovoltaico procuram otimizar a produção em cada instante, em particular, nas primeiras horas do dia corresponde a uma subida rápida na produção, por analogia com a curva sigmóide, os valores elevados da constante a representam sistemas com seguimento, e os menores podem simular sistemas fotovoltaicos sem seguimento.

A mesma análise é efectuada para a variável P_{max} , considere-se a seguinte condição:

$$se \lim_{x \rightarrow \infty} S(x) = \lim_{x \rightarrow \infty} \frac{1}{1+e^{-\lambda x}} = 1 \therefore \lim_{G_t \rightarrow \infty} \frac{P_{max}}{1+e^{-a \times (G_t)}} = P_{max} \quad (3.5)$$

Assim, a constante P_{max} modeliza o valor máximo de produção da central CPV.

3.1.3.3. Fase 3 - Ajuste dos Parâmetros

A curva de produção e curva estimada obtidas no ponto 3.1.3.2 estão apresentadas na Figura 3.16.

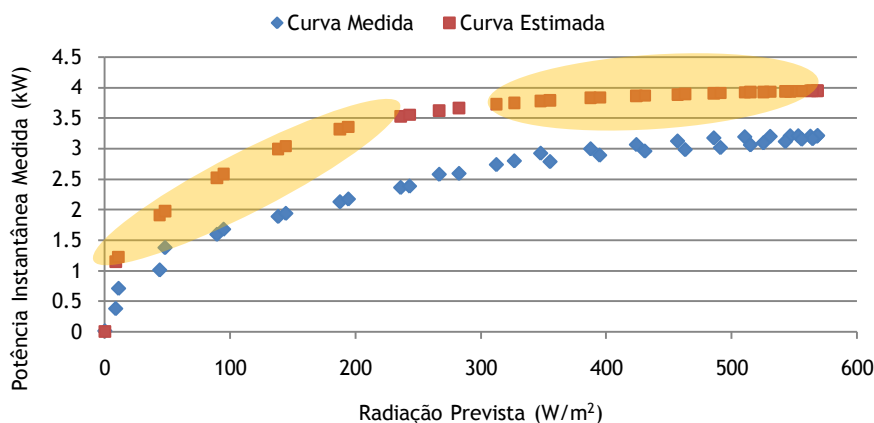


Figura 3.16 - Relação entre a curva de valores medidos e a curva com valores estimados de produção

Como se verifica pela Figura 3.16, é necessário proceder a alguns ajustes no modelo de produção. Em primeiro lugar, efectuou-se a limitação do valor de irradiância global. Como se registou anteriormente, a avaliação de um módulo fotovoltaico quanto à sua potência nominal está sujeita às condições STC, que relativamente à irradiância global, apontam para, $G=1000 \text{ W/m}^2$, deste modo as funções logaritmo e sigmóide passam a ser definidas pela relação: $\frac{G_t}{1000}$.

Pela Figura 3.16 nota-se ainda uma divisão clara das curvas sigmóide e logaritmo (áreas a sombreado) neste sentido adicionou-se à parametrização duas relações que pesam as duas curvas, isto é, atribuem um factor a cada uma delas, com a finalidade de se ter uma curva mais uniforme.

Assim, o modelo de produção encontrado resulta:

$$\hat{P}_{1,t} = \underbrace{\left(1 - \left(\frac{G_t}{1000}\right)^{\frac{1}{2}}\right)}_{\text{Peso } L(x)} \times \underbrace{(b \times \ln(G_t) - c)}_{\text{Curva logaritmo}} + \underbrace{\left(\frac{G_t}{1000}\right)^{\frac{1}{2}} \times \left(\frac{2 \times P_{max}}{1 + e^{-a \times \left(\frac{G_t}{1000}\right)}} - P_{max}\right)}_{\text{Curva Sigmóide}} \quad (3.6)$$

Note-se que:

Para $G_t = 250 \Rightarrow \text{Peso } L(x) = \text{Peso } G(x)$

$$\text{Se } \begin{cases} G_t > 250 \Rightarrow \text{Peso } L(x) < \text{Peso } G(x) \\ G_t < 250 \Rightarrow \text{Peso } L(x) > \text{Peso } G(x) \end{cases} \quad (3.7)$$

Conclui-se então que para valores de irradiância superiores a 250 W/m^2 , a curva sigmóide tem um peso superior, o que equivale ao exposto anteriormente, isto é, por um lado para valores grandes, a tendência que aproxima melhor a curva dos valores medidos é uma sigmóide, por outro lado valores de irradiância inferiores a 250 W/m^2 , atribuem uma importância maior à componente logaritmo, como exposto previamente. Salienta-se ainda, que, o expoente de cada factor também pode ser alvo de ajustes, pois está intrinsecamente relacionado com as características eléctricas de cada central.

3.1.4. Modelo 2 de Produção WS Energia - S4C2

Como já foi referido, o objectivo primordial desta dissertação é a definição de modelos de estimativa de produção de tecnologias de concentração, CPV e CSP.

Todavia, também se pretendia que os modelos fossem capazes de se auto-ajustar às características meteorológicas e de irradiância, para uma determinada localização geográfica, assim sendo, após realizados vários estudos desenvolveu-se um novo modelo de produção com estas pretensões.

Este modelo de previsão apresenta-se como uma correcção ao modelo paramétrico apresentado no ponto 3.1.3. , como se abordou, o Modelo 1, é um modelo desenvolvido para céu limpo, assim, é objectivo desta reformulação desenvolver uma metodologia capaz de estimar produção para diferentes perfis de irradiância.

A Figura 3.17 apresenta a arquitectura do Modelo 2. O método baseia-se na análise de nebulosidade, calculado como sendo a relação entre a irradiância global prevista e a

irradiância extraterrestre calculada. Na última etapa, recorre-se a métodos de inteligência computacional, onde é realizada a estimativa de produção.

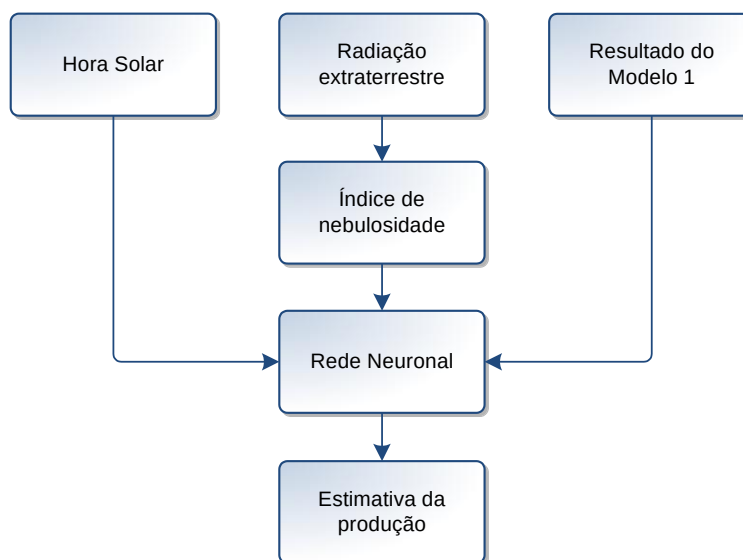


Figura 3.17 - Fluxograma do Modelo 2

Como se exhibe na Figura 3.18, associado à variabilidade do recurso solar, há igualmente a variação da potência produzida. Esta nova arquitectura objectiva modelizar esta informação. O método de inteligência computacional baseia-se em ANN.

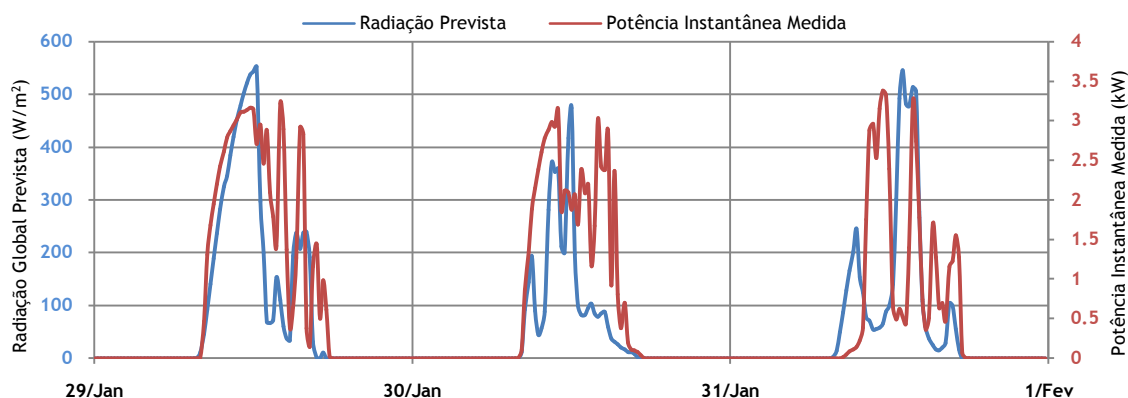


Figura 3.18 - Relação entre a Irradiância Prevista e Potência Medida para dias nublados do mês de Janeiro

3.1.4.1. Cálculo da Radiação Extraterrestre

A interação da radiação solar com a atmosfera da Terra e a superfície terrestre é determinada, essencialmente, por três factores:

- A geometria da Terra (declinação, latitude, ângulo solar);
- O terreno (elevação, inclinação e orientação da superfície, sombreamento);
- Atenuação atmosférica (reflexão e absorção) originada por:
 - Gases (moléculas do ar, ozono, CO₂, O₂);
 - Partículas sólidas e líquidas;

- Nuvens (água condensada).

O primeiro factor, determina a radiação extraterrestre disponível tendo em conta a posição do sol. Relativamente ao segundo é de citar que a radiação que chega à superfície terrestre é modificada pelas características do terreno. Além disso, a radiação solar que atravessa a atmosfera é atenuada por vários dos seus constituintes, com por exemplo: gases, nuvens e partículas sólidas e líquidas.

A radiação extraterrestre (H_0), que pode ser interpretada como a densidade de energia solar que incide na camada atmosférica, é calculada com base na formulação de Antonio Luque e Steven Hegedus [10]:

$$H_0 = I_{sc} \times \varepsilon_0 \times \cos(\theta_z) \quad (W/m^2) \quad (3.8)$$

Onde:

- I_{sc} , representa a constante solar cujo valor é igual a 1367 W/m^2 , modeliza a taxa à qual é recebida a energia solar, por unidade de área, no limite exterior da atmosfera terrestre para a distância média entre a terra e o sol.
- ε_0 , é determinado segundo a equação (3.9). Este factor está relacionado com a órbita elíptica descrita pela Terra em torno do Sol.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{360 d_n}{365}\right) \quad (3.9)$$

- θ_z é o ângulo, em radianos (rad), que é formado entre a vertical ao plano horizontal (Zénite) e a linha definida entre o sol e o ponto onde se está a calcular (linha de incidência directa dos raios solares). Os autores de [10], concluíram que este ângulo está directamente relacionado com a elevação solar - γ_s (Figura 3.19)- podendo ser calculado através da equação (3.10).

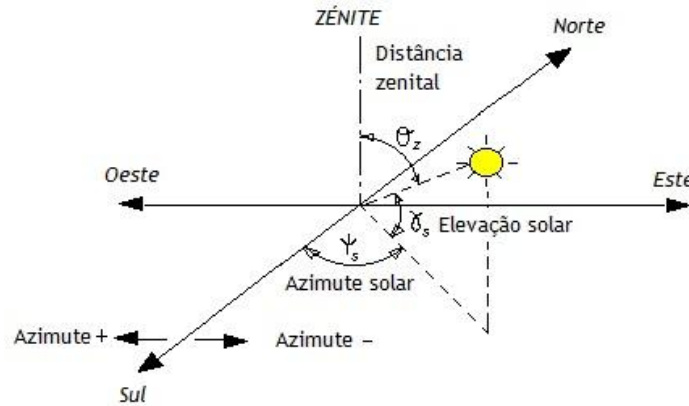


Figura 3.19 - Posicionamento do Sol relativamente a superfícies horizontais

$$\theta_z = \frac{\pi}{2} - \gamma_s = \arccos[(\sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega))] \quad (rad) \quad (3.10)$$

Onde:

φ é a latitude do local (radianos)

δ é a declinação (Figura 3.20), ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol - Terra, está relacionado com o dia do ano e é calculado, em radianos, segundo a equação (3.11)

$$\delta = \left\{ 23.45 \times \sin\left[2\pi \times \left(\frac{284 + d_n}{365}\right)\right] \right\} \times \left(\frac{\pi}{180}\right) \quad (rad) \quad (3.11)$$

ω dependente da hora solar, determinado pela equação (3.12)

$$\omega = (h_{solar} - 12) \times 15 \times \left(\frac{\pi}{180}\right) \quad (rad) \quad (3.12)$$

h_{solar} corresponde à hora solar.

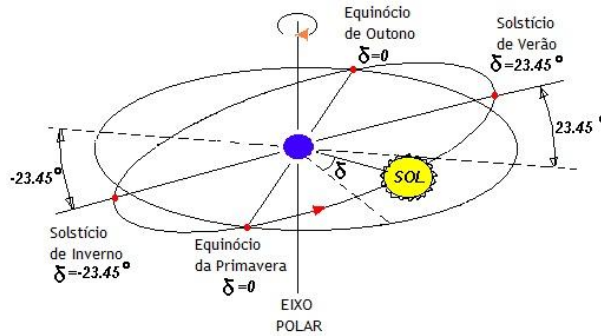


Figura 3.20 - Ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol - Terra.

Relativamente à variável h_{solar} , é necessário ter em atenção a sua aplicação.

As séries de previsão de irradiância global são geralmente recebidas para o horário *Greenwich Mean Time* (GMT - cujo valor da longitude é 0°) - h_{GMT} . Desta forma, para se obter a h_{solar} para os locais em análise é necessário proceder a um ajuste. Este faz a correcção de dois factores, diferenças na longitude do local e da não constante velocidade da Terra em torno do Sol (a órbita não é circular). A formulação que descreve o ajuste encontra-se na equação (3.13).

$$\begin{cases} h_{solar} = h_{GMT} + ET - \left(\frac{longitude}{15}\right), hora de inverno \\ h_{solar} = h_{GMT} - 1 + ET - \left(\frac{longitude}{15}\right), hora de verão \end{cases} \quad (3.13)$$

ET é o ajuste relacionado com a velocidade de translação da Terra em torno do Sol e é calculado segundo a equação (3.14), em horas.

$$ET = \frac{[9.87 \times \sin(2B) - 7.53 \times \cos(B) - 1.5 \times \sin(B)]}{60} \quad (3.14)$$

B é uma constante que depende do dia do ano - d_n - e é determinada a partir da equação 8, em graus (°).

$$B = \frac{360 \times (d_n - 81)}{364} \quad (3.15)$$

3.1.4.2. Determinação do Índice de Nebulosidade

O índice de nebulosidade no instante t (adimensional) $i_{nb,t}$, traduz informação sobre a atenuação que a radiação extraterrestre sofre ao atravessar a atmosfera, sendo determinado a partir da equação (3.16)

$$i_{nb,t} = \frac{G_t}{H_{at}} \quad (3.16)$$

$G_t (W/m^2)$ designa a radiação global no plano horizontal, prevista no instante t , e H_{at} é calculado por:

$$H_{at} (W/m^2) = 0.8404 \times H_0 - 102, H_0 > 122 \quad (3.17)$$

3.1.4.3. Rede Neuronal Artificial

A conclusão desta metodologia pressupõe a construção de uma ANN. Assim optou-se por efectuar o treino a partir de uma rede com aprendizagem por retropropagação (*backpropagation*), esta consiste num algoritmo que geralmente aplica o método dos mínimos quadrados para minimizar o erro. Recorreu-se à ferramenta *Neuronal Network ToolBox* do software *Matlab™*, para efectuar a simulação da ANN.

A estrutura da ANN consiste nas seguintes camadas, de entrada, intermédia e de saída.

A camada de entrada possui um número de neurónios igual ao número de entradas. Realça-se que as entradas consideradas, determinadas por tentativa e erro, são h_{solar} , $i_{nb,t}$, $\hat{P}_{1,t}$.

No que respeita à intermédia partiu-se do pressuposto que, geralmente, uma é satisfatória para o treino e validação desta série. Uma vez que não existe um método que garanta o número ideal de neurónios desta camada, pode considerar-se $2n+1$ suficiente, sendo n o número de variáveis de entrada. Portanto, neste caso, $2 \times 3 + 1 = 7$, neurónios na camada intermédia.

A ANN apresenta apenas uma saída, que corresponde à potência estimada $\hat{P}_{2,t}$, no instante t , por conseguinte o número de neurónios é igual ao número de saídas.

Escolheu-se para Função de Activação (f), a *Tan-Sigmoid*, compreendida entre -1 e 1, Figura 3.21.

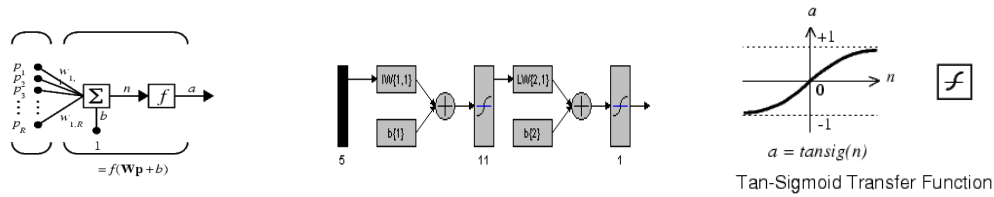


Figura 3.21 - Modelo da RN e Função de Activação

Os dados de entrada e saída da ANN foram normalizados, ou seja, as variáveis com escalas diferentes são expressas numa determinada gama de valores, neste caso entre $[-1;1]$. O método utilizado para a normalização dos valores denomina-se *Min-Máx*. Esta técnica é aplicada, uma vez que são conhecidos os valores máximos e mínimos das variáveis. Sendo $\min_a$ e $\max_a$ os valores mínimos e máximos, respectivamente, do conjunto de dados x_t , os valores estandardizados x'_t na escala $[\min_A; \max_A]$ são obtidos através da equação (3.18):

$$x'_t = \frac{x_t - \min_a}{\max_a - \min_a} \times (\max_A - \min_A) + \min_A \quad (3.18)$$

Após a realização das simulações, os dados de saída da rede neuronal são reconvertidos para a escala real (destandardização) através da equação (3.19):

$$x = \frac{x' - \min_A}{\max_A - \min_A} \times (\max_a - \min_a) + \min_a \quad (3.19)$$

3.2. Solar Termoeléctrico de Concentração: CSP de Torre

Na ausência de dados reais de produção de centrais termoeléctricas de concentração, optou-se por analisar a produção das centrais CSP, a partir do software de simulação, SAM, apresentado no Capítulo 2.

Tal como indicado, o SAM permite efectuar a simulação de produção de vários tipos de tecnologias CSP, contudo, esta análise incidiu apenas sobre a tecnologia de Torre.

O modelo SAM para a tecnologia CSP de Torre, simula o funcionamento de uma central semelhante à instalação *Solar Two*, (Figura 3.22) localizada nos Estados Unidos. Esta utiliza sais fundidos como fluido de transferência de calor. Um campo de heliostatos circunda uma torre central composta por um receptor cilíndrico.



Figura 3.22 - Central CSP Solar Two (Estados Unidos)

A central possui ainda, dois tanques de armazenamento de energia térmica.

O desempenho da metodologia SAM é apoiado em componentes TRNSYS, desenvolvidos na Universidade de Wisconsin e descritos em [29]. O algoritmo de optimização do campo solar assenta no modelo DELSOL3, desenvolvido no laboratório norte americano *Sandia National Laboratory*.

O SAM oferece ainda a possibilidade de uma análise económica da tecnologia em estudo, contudo, este ponto não será alvo de investigação, uma vez que é influenciada por taxas federais e estatais, em vigor nos Estados Unidos.

A Figura 3.23 ostenta a metodologia de análise da produção, considerada para as centrais CSP.

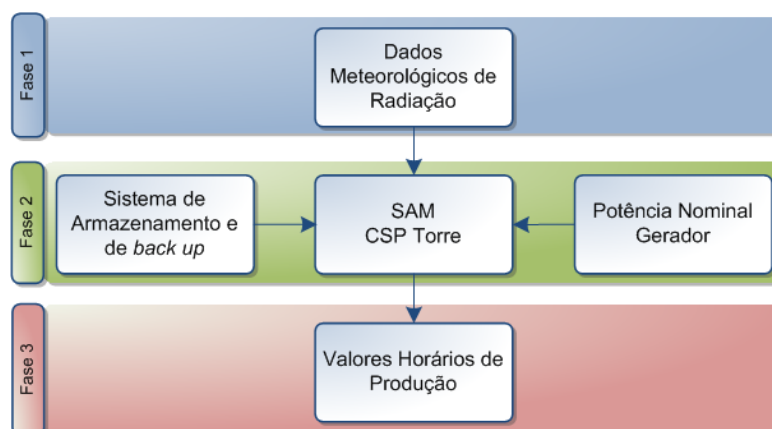


Figura 3.23 - Metodologia de análise da produção de centrais CSP.

A fase 1 consiste na introdução dos dados meteorológicos, característicos do local geográfico escolhido para a central.

Na fase 2 fazer-se-á a escolha da potência nominal do gerador eléctrico, bem como a definição do número de horas do sistema de armazenamento térmico, e características do sistema de *back up*.

Por fim, a fase 3 consiste na análise dos resultados horários de produção simulados pelo SAM.

Nos pontos subsequentes é dado relevo às várias fases identificadas nesta metodologia.

3.2.1. Fase 1 - Dados Meteorológicos e de Radiação

O SAM permite ao utilizador escolher um arquivo de dados meteorológicos e de radiação, que será a entrada chave da simulação de produção. Estão disponíveis registos horários para várias localizações geográficas distribuídas pelo Globo Terrestre, em particular, Portugal Continental está representado com dados meteorológicos de Évora, Porto, Lisboa e Faro. Os arquivos podem conter informação de um ano típico ou de um ano específico.

A janela de visualização “*Climate*” do SAM (Figura 3.24), exhibe os valores médios anuais de irradiação difusa (Wh/m^2), irradiação directa (Wh/m^2), temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) e velocidade do vento (m/s).

The screenshot displays the SAM software interface. On the left, a sidebar lists various system parameters under 'System Summary', including Climate, Financing, Tax Credit Incentives, Payment Incentives, Annual Performance, Tower System Costs, Heliostat Field, Tower and Receiver, and Power Cycle. The main window is titled 'Choose Climate/Location' and shows a dropdown menu with the selected location 'D:\[feup\disciplinas\Disser] Dissertação de Mestrado\Base de Dados meteorologicos\Évora\PRT_Evora.085570_IWEC.epw'. Below this, there are buttons for 'Add/Remove...', 'Refresh list', 'Copy to project', 'Remove from project', 'Create TMY3 file', and 'Location Lookup...'. The 'Location Information' section displays fields for City (EVORA), Timezone (GMT 0), Latitude (38.57 deg), State (-), Elevation (321 m), and Longitude (-7.9 deg). The 'Weather Data Information (Annual Averages)' section shows Direct Normal (178.1 Wh/m2), Diffuse Horizontal (80.7 Wh/m2), Dry-bulb Temp (15.8 °C), and Wind Speed (4.4 m/s). A 'View hourly data...' button is also present. The 'Web Links' section provides links to weather data sources.

Figura 3.24 - Janela de visualização SAM

Tendo em conta os resultados provisórios dos PIP, discutidos no Capítulo 1, seleccionaram-se os dados meteorológicos associados a Évora, pois no que toca à exploração do recurso solar, esta região alentejana figura como a de maior potencial no território português.

3.2.2. Fase 2 - Tecnologia CSP

Tal com referido a Central CSP de Torre, foi a tecnologia seleccionada para avaliar a produção. O SAM disponibiliza ao utilizador várias janelas com as características do dimensionamento da central. Salienta-se a informação relativa ao campo de heliostatos, às características da torre e receptor, ao bloco de potência e ao sistema de armazenamento.

No que concerne ao campo de heliostatos, a janela de visualização do SAM exhibe as variáveis que especificam a posição dos heliostatos no campo solar, assim como sua geometria e propriedades ópticas. Ao contrário dos CSP Cilindro Parabólico e Disco Parabólico, cujo projecto pode ser analisado do ponto de vista da modularidade do conjunto, o sistema CSP Torre requer que a optimização da altura da torre, da forma do receptor e da distribuição dos heliostatos, seja vista como um sistema completo.

No que concerne à torre e ao receptor, a janela de visualização mostra as variáveis que especificam a geometria do receptor. O modelo do receptor usa relações termodinâmicas para determinar o desempenho térmico.

Quanto ao bloco de potência, trata-se do grupo responsável por converter a energia térmica em energia eléctrica e consiste numa turbina a vapor com ciclo termodinâmico de Rankine. A janela de visualização relativa a este componente descreve, entre outros parâmetros, a potência nominal da turbina.

Para findar, no que respeita ao bloco de armazenamento de energia térmica, o SAM determina a geometria dos tanques para garantir que este é capaz de fornecer a energia térmica necessária para manter o bloco de potência na produção máxima, durante um número de horas especificado.

Uma análise mais rigorosa dos resultados de produção, leva à necessidade de desagregação da Fase 2 em etapas intermédias que estão ilustradas na Figura 3.25.

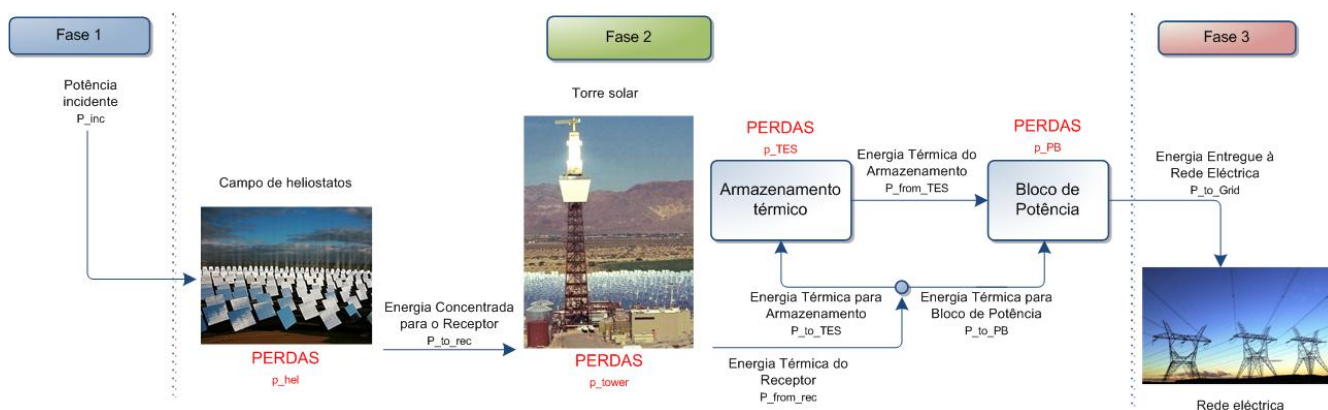


Figura 3.25 - Metodologia de análise da tecnologia CSP Torre

As setas indicam o sentido do fluxo de energia, as abreviaturas utilizadas neste fluxograma serão importantes na análise de resultados.

3.2.3. Fase 3 - Valores Horários de Produção

Esta fase consiste na análise da energia entregue à rede eléctrica, relacionando-a com todos os resultados intermédios da fase 2. Será alvo de estudo no Capítulo 4.

Capítulo 4

Resultados dos Modelos de Produção

Os modelos desenvolvidos para estimar a produção em CPV são compostos por parâmetros, sendo imprescindível proceder à sua análise para se evitar que uma parametrização errónea, pronuncie um maior risco de sobre-adaptação e, consequentemente, um aumento da instabilidade.

O objectivo deste capítulo consiste na apresentação dos resultados com os modelos de produção construídos. No que concerne ao CPV, serão apresentados os resultados associados às três fases do Modelo 1, com destaque para a correcta identificação dos parâmetros. Quanto ao Modelo 2, a ausência, até à data de entrega desta dissertação, de um número significativo de valores para conjunto de treino da ANN, não permitiu a apresentação de resultados, contudo fica registada a metodologia encontrada para solucionar a estimativa de produção em dias de céu nublado.

Para ser possível proceder ao diagnóstico de avaliação dos modelos de produção é fundamental a existência de métodos específicos para esse efeito. Particularmente, a apreciação do desempenho do modelo de produção pode ser realizada por intermédio de indicadores estatísticos. De mencionar que existem várias vertentes de análise de erro, porém não há consenso acerca dos critérios de erro a utilizar. Sendo sabido que na maioria das vezes, é usual converter os erros em valores percentuais, de forma a facilitar a compreensão. Neste sentido, optou-se por recorrer ao Erro Médio Absoluto Percentual (MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*), determinado pela equação 4.1.

$$MAPE = \frac{\frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t|}{Y_{médio}} \quad (4.1)$$

Sendo n o número de dados da série em análise, Y_t o valor medido no instante t , $\hat{Y}_t$ o valor previsto para o instante t e $Y_{médio}$ corresponde ao valor médio do conjunto de dados em análise.

4.1. Solar Fotovoltaico de Concentração

Nos pontos seguintes, abordar-se-á os resultados associados aos modelos de produção construídos para CPV. A divisão deste Capítulo segue a que foi escolhida para o Capítulo 3.

4.1.1. Modelo 1 - Fase 2

Esta fase consistiu em efectuar uma primeira avaliação das relações entre a irradiância global prevista e a potência instantânea medida, tal como justificado no Capítulo 3, esta relação foi apenas identificada para dias de céu limpo. Retomando a equação (3.4):

$$\hat{P}_{1,t} = [b \times \ln(G_t) - c] + \left[\frac{P_{max}}{1 + e^{-a \times (G_t)}} \right]$$

Os parâmetros que ajustam a curva logaritmo à de produção, foram conseguidos por optimização, para tal recorreu-se à ferramenta Solver disponibilizada pelo Excel™, tendo-se obtido os seguintes valores:

Parâmetros Optimizados	Resultado
P_{max}	3,954
a	11,824
b	0,222
c	-0,123

Tabela 4.1 - Optimização dos Parâmetros da Fase 2 do Modelo 1

O valor do parâmetro P_{max} , é um pouco elevado, uma vez que o valor máximo que se registou na potência medida foi de 3.379 kW, portanto ligeiramente inferior. Contudo, esta parametrização não explica totalmente os valores medidos. Analisando a Figura 4.1:

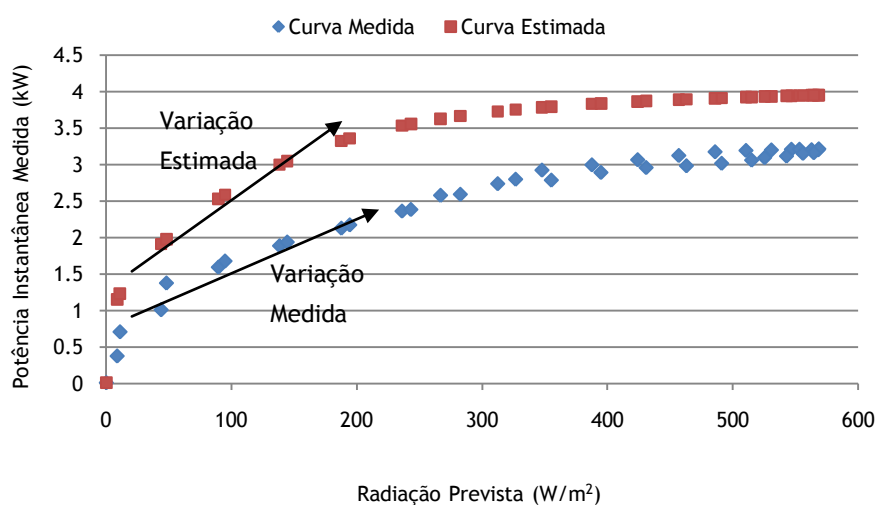


Figura 4.1 - Relação entre potência medida e potência estimada em função da irradiância prevista.

Pela sua observação constata-se que a curva estimada evidencia uma subida mais rápida do que toca à tendência logarítmica, por outro lado é necessário proceder a um ajuste do valor máximo para os valores estimados.

A Figura 4.2 exhibe a relação entre a potência estimada e a potência medida, para os últimos 5 dias de Janeiro 2010.

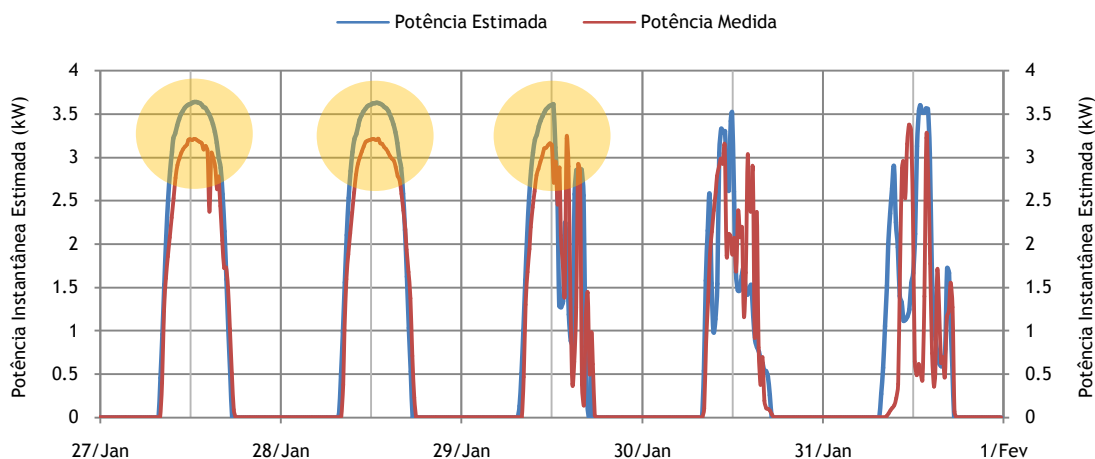


Figura 4.2 - Potência Prevista vs Potência Estimada

Neste caso, justifica-se a reformulação do modelo, visto que os valores máximos estão discretamente superiores aos reais.

Contudo a avaliação deste resultado no que concerne ao MAPE, é de:

$$MAPE = \frac{\frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t|}{Y_{\text{médio}}} = 15,3\%$$

4.1.2. Modelo 1 - Fase 3

Esta terceira fase resumiu-se ao estudo de novos ajustes das curvas de relação entre a variável a estimar (potência) e a irradiância prevista.

Assim, transcrevendo a equação que daí resultou:

$$\hat{P}_{1,t} = \underbrace{\left(1 - \left(\frac{G_t}{1000}\right)^{\frac{1}{2}}\right)}_{\text{Peso } L(x)} \times \underbrace{\left(\frac{b \times \ln(G_t) - c}{\text{Curva logaritmo}}\right)}_{\text{Curva logaritmo}} + \underbrace{\left(\frac{G_t}{1000}\right)^{\frac{1}{2}}}_{\text{Peso } S(x)} \times \underbrace{\left(\frac{2 \times P_{\max}}{\left(1 + e^{-a \times \left(\frac{G_t}{1000}\right)}\right)} - P_{\max}\right)}_{\text{Curva Sigmoidal}}$$

Os parâmetros, a , b , c e $P_{\max}$, foram novamente determinados com recurso a ferramentas de optimização, tendo resultado os seguintes valores:

Parâmetros Optimizados	Resultado
$P_{\max}$	3,375
a	7,567
b	0,448
c	0,158

Tabela 4.2 - Optimização dos Parâmetros da Fase 3 do Modelo 1

Relativamente ao parâmetro potência máxima, agora ostenta um valor muito próximo do máximo medido para o mês de Janeiro, por sua vez o parâmetro a apresenta um valor

elevado (tal como justificado no ponto 3.1.3.2), pois a central em estudo é de seguimento solar a dois eixos.

A relação entre o curva estimada e a curva medida em função da irradiância prevista, está patente na Figura 4.3:

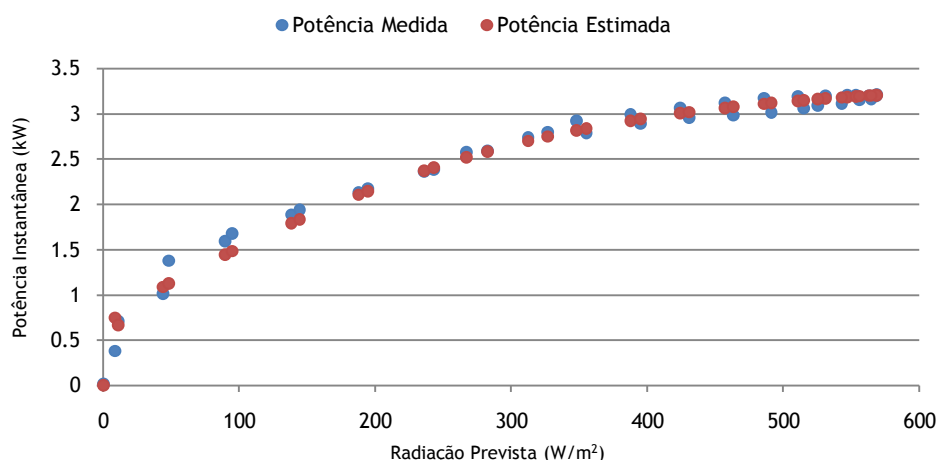


Figura 4.3 - Relação entre potência medida e potência estimada em função da irradiância prevista

Pela Figura 4.3 é possível aferir a melhoria introduzida pela reformulação do modelo paramétrico, de facto, há apenas a salientar uma ligeira variação para valores baixos de irradiância.

Analisando, de seguida, os resultados de produção estimada para os últimos dias de Janeiro:

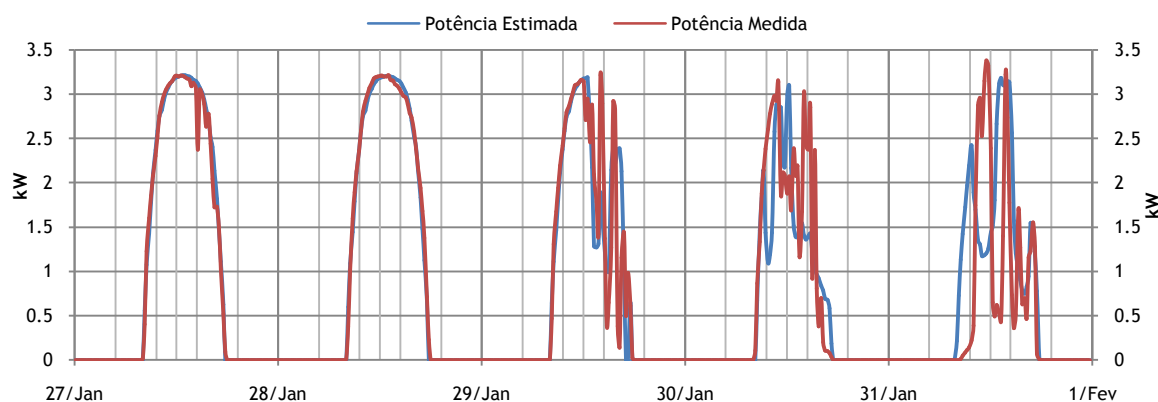


Figura 4.4 - Potência Prevista vs Potência Estimada

É notório, pelo gráfico apresentado em 4.4 a aproximação da potência estimada com a potência medida, verificando-se nos dias de céu limpo um desvio praticamente desprezável entre a potência estimada e a potência medida. Consta-se de igual forma as limitações deste modelo paramétrico, pois quando está associada grande variabilidade ao recurso solar, como é o caso dos dias, 29, 30 e 31, o modelo perde definição.

Tendo em conta o valor do parâmetro P_{max} , o factor de concentração associado à central CPV, pode ser determinado por (4.2):

$$F_c = \frac{\text{Máx(Potência Instantânea Estimada (W))}}{\text{Potência Instalada (W)}} = \frac{3375}{2580} = 1.3x \quad (4.2)$$

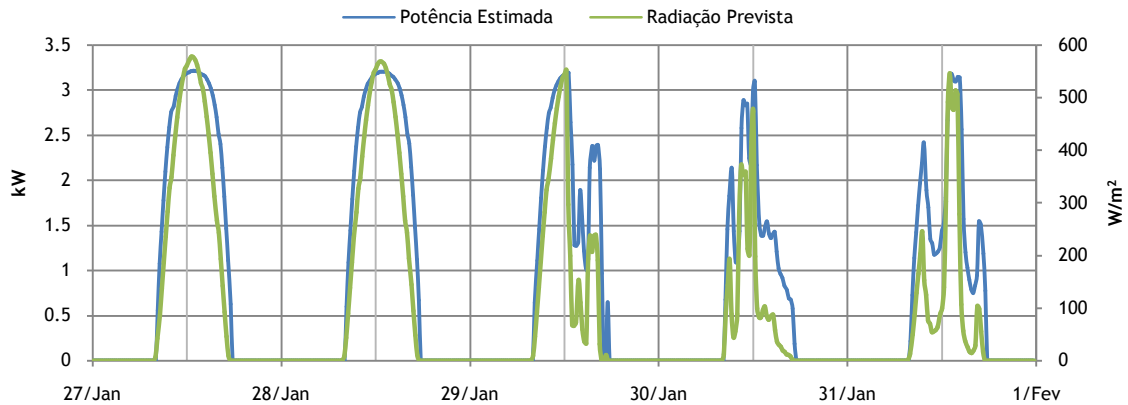


Figura 4.5 - Relação entre a Irradiância global e a potência estimada

Pela Figura 4.5, verifica-se um acompanhamento da potência estimada e da irradiância global prevista.

A avaliação deste modelo no que toca a MAPE, é de:

$$MAPE = \frac{\frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t|}{Y_{médio}} = 2.72\%$$

4.2. Solar Termoeléctrico de Concentração: CSP de Torre

De seguida fazer-se-á a apresentação dos resultados obtidos a partir do software de simulação SAM.

Numa primeira avaliação, os resultados associados aos dados meteorológicos merecem uma especial atenção. Posteriormente, será de todo importante, apresentar uma breve descrição dos componentes que compõem a central CSP de Torre. Por fim, tendo em conta o fluxograma anunciado na Figura 3.25, conclui-se a avaliação da simulação de produção com a análise de cada fluxo de energia anotado no fluxograma mencionado.

4.2.1. Fase 1 - Dados Meteorológicos e de Radiação

A análise dos dados meteorológicos e de radiação assenta nas seguintes avaliações:

- Caracterização da irradiância directa incidente (DNI);
- Caracterização da temperatura ambiente;
- Caracterização da velocidade do vento.

Os dados meteorológicos representam valores horários de DNI, temperatura ambiente e velocidade do vento, de um ano típico de Évora.

A Figura 4.6 caracteriza os valores médios diários da temperatura ambiente e da irradiância directa, verificados num ano típico em análise.

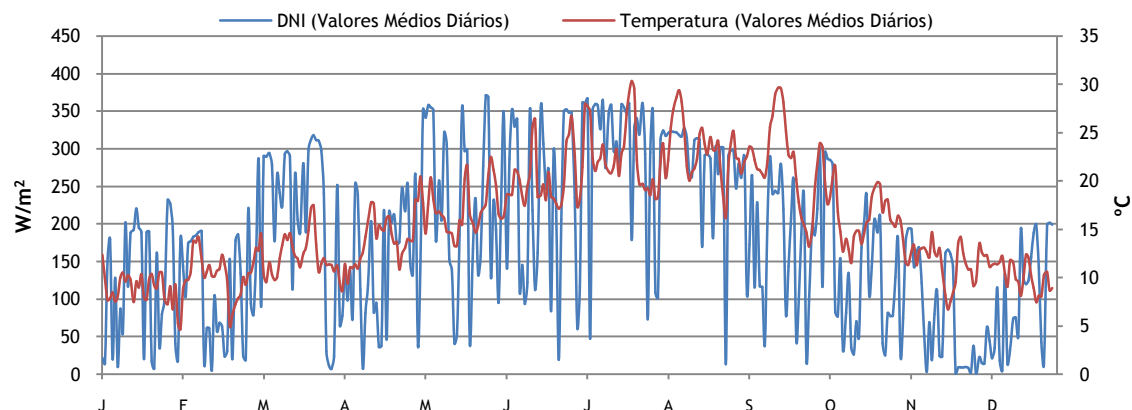


Figura 4.6 - Valores médios de temperatura e DNI ao longo de um ano típico de Évora

Depara-se um valor médio diário de DNI relativamente elevado ao longo do ano, com ênfase nos meses de Verão, a mesma evolução se nota para o valor médio da temperatura. O valor máximo de DNI ocorre em Maio, contudo os valores médios de DNI em Julho, variam grosso modo, entre 250 e 350 W/m², ao passo que nos restantes meses a variação ocorre num intervalo mais alargado.

No que toca a valores horários de DNI e temperatura, seleccionou-se um dia limpo de Julho, e um dia nublado de Dezembro, os resultados são expostos de seguida.

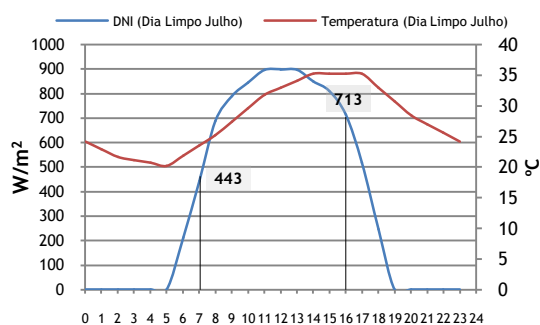


Figura 4.7 - Evolução horária da DNI e Temperatura Ambiente para um dia limpo de Julho

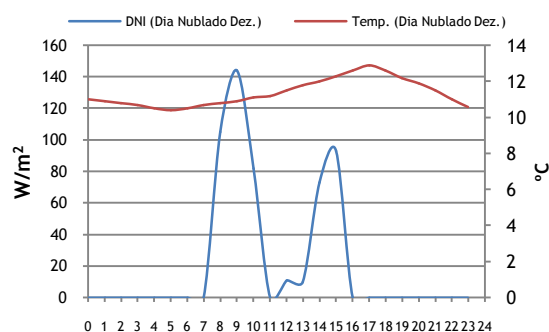


Figura 4.8 - Evolução horária da DNI e Temperatura Ambiente para um dia nublado de Dezembro

Nota-se claramente a diferença entre os valores máximos de DNI nos dois dias em análise, para um dia limpo de Verão, a irradiância directa pode ultrapassar os 900 W/m², ao passo que num dia nublado a DNI pode facilmente anular-se. Depara-se ainda que o recurso solar estende-se a sensivelmente 12 horas/dia, para dias de céu limpo, em contraste com um dia nublado de inverno, cujo recurso solar nunca estará disponível acima de 7 horas/dia. Em termos de produção de energia eléctrica, esta diferença do número de horas de sol, traduz-se num aumento do factor solar para uma central CSP.

Quanto à temperatura, são plausíveis máximos de 40°C para um dia típico de Verão, contrariamente a um dia de Inverno, cuja temperatura máxima pode ostentar valores abaixo de 12°C. Para sistemas CSP com armazenamento, estes valores máximos e mínimos de temperatura são um aspecto preponderante no projecto dos sistemas de *back-up* e de refrigeração.

4.2.2. Fase 2 - Tecnologia CSP

A escolha da potência eléctrica do grupo gerador está intimamente ligada com os resultados provisórios dos PIP. Tal como enunciado no Capítulo 1, a aprovação dos pedidos de informação prévia pressupõe o cumprimento de alguns requisitos, entre os quais, a potência eléctrica de cada projecto CSP Torre não deverá ser superior a 4 MW_e. Posto isto, a potência eléctrica adoptada para o grupo gerador foi de 4 MW_e.

As características do campo de heliostatos, optimizadas pelo SAM com base na potência eléctrica, compreendem: a área reflectora de um heliostato individual, a forma dos heliostatos, e a área ocupada no campo solar. O SAM assume seguimento a dois eixos para cada heliostato. Um resumo das características do campo de heliostatos é apresentado na Tabela 4.3:

Campo de Heliostatos		Unidades
Área útil de um heliostato	144.375	m ²
Velocidade máxima do vento para o qual os heliostatos se colocam em “efeito bandeira”	15	m/s
Número total de heliostatos	313	
Área útil do campo de heliostatos	45 189.3	m ²
Volume de água utilizada par limpeza de cada heliostato	0.6	l/m ²
Periodicidade de lavagem	4	dias

Tabela 4.3 - Resumo das características do campo de heliostatos

A distribuição dos heliostatos, resultado da optimização efectuada pelo SAM, apresenta a seguinte forma:

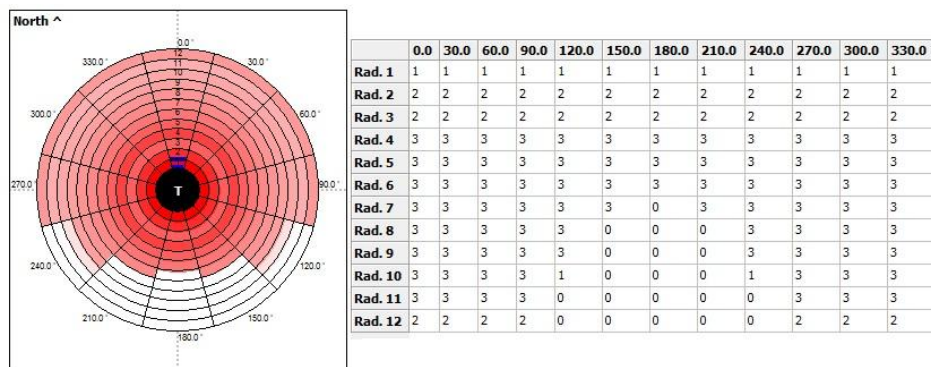


Figura 4.9 - Distribuição dos heliostatos pelo campo solar

A altura da torre solar também foi alvo de optimização, resultou numa torre com 40m de altura, cujo receptor colocado não topo da torre tem 2.67m de diâmetro. As características termodinâmicas são apresentadas na Tabela 4.4:

Torre e Receptor		Unidades
Temperatura máxima do HTF à entrada do receptor	350	°C
Temperatura do HTF à saída do receptor	574	°C
Velocidade máxima do HTF no receptor	6	m/s
Fluxo máximo de HTF para o receptor	792 051.3	kg/hr
Radiação máxima incidente no receptor	1200	kW/m ²
Tipo de HTF	60%NaNO ₃ + 40% KNO ₃	-

Tabela 4.4 - Propriedades termodinâmicas da torre e receptor

Quanto ao bloco de potência, além da potência eléctrica já dimensionada, resume-se ao seguinte quadro (Tabela 4.5):

Boco de Potência		Unidades
Potência Eléctrica	4	MW _e
Potência Térmica	9.41	MW _t
Temperatura do HTF, à entrada	574	°C
Temperatura do HTF, à saída	290	°C
Temperatura mínima do HTF, à entrada	500	°C
Fracção da potência térmica consumida durante o arranque	0.75	-
Tempo de Arranque	0.5	horas

Tabela 4.5 - Tabela resumo das características do bloco de potência

Por fim o bloco de armazenamento foi dimensionado para garantir 6 horas de funcionamento da central com ausência do recurso solar. O resumo das suas características está patente na Tabela 4.6:

Sistema de Armazenamento		Unidades
Volume de armazenamento	262.719	m ³
Diâmetro do tanque	4	m
Altura do tanque	20	m
Perdas térmicas no tanque com HTF “frio”	0.25	W _t /m ² .K
Perdas térmicas no tanque com HTF “quente”	0.4	W _t /m ² .K
Fracção da potência térmica consumida durante o arranque	0.75	-
Potência eléctrica equivalente armazenada	30	MW _e

Tabela 4.6 - Tabela resumo das características do sistema de armazenamento

4.2.3. Fase 3 - Valores Horários de Produção

Após a apresentação dos diversos componentes da central CSP de Torre, far-se-á a análise dos resultados associados a cada etapa intermédia da Fase 2 (ver Figura 3.25). Sempre que se justifique serão comparadas duas ou mais etapas. A discussão dos resultados incide sobre uma amostra de dois dias de um ano meteorológico típico de Évora, sendo um, dia de céu limpo e o outro de céu nublado.

Os dois dias considerados apresentam a evolução meteorológica horária patente na Figura 4.10:

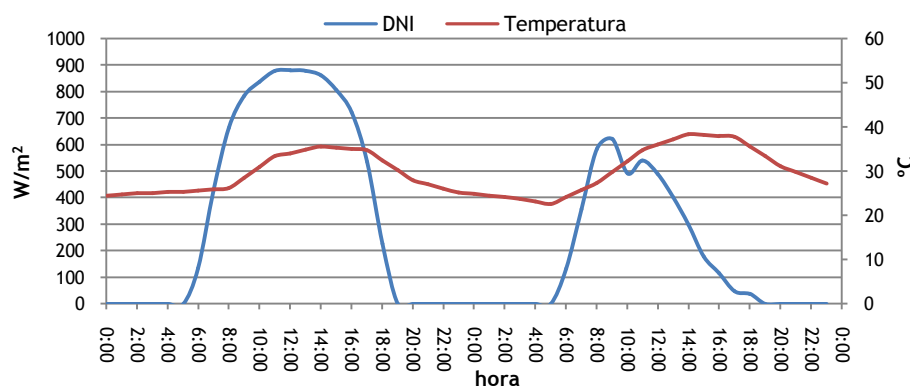
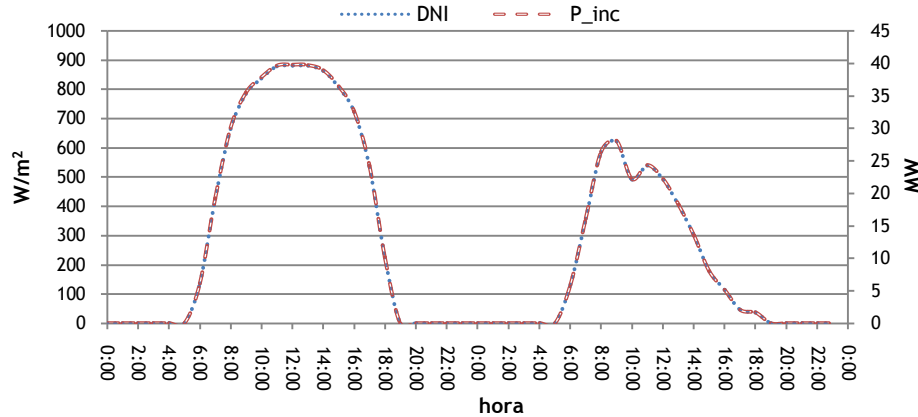


Figura 4.10 - Dados meteorológicos para os dias em estudo

- Potência Total Incidente (P_{inc})

P_{inc} (MW) corresponde à irradiância directa incidente na área ocupada pelos heliostatos (Tabela 4.3), A_{hel} , é determinada por:

$$P_{inc} = A_{hel} \times DNI \quad (4.3)$$



- Energia Concentrada para o Receptor (P_{to_rec})

A energia reflectida pelo campo de heliostatos para a torre solar, constitui potência entregue à torre solar. Esta depende, além da irradiância directa incidente, da eficiência dos heliostatos.

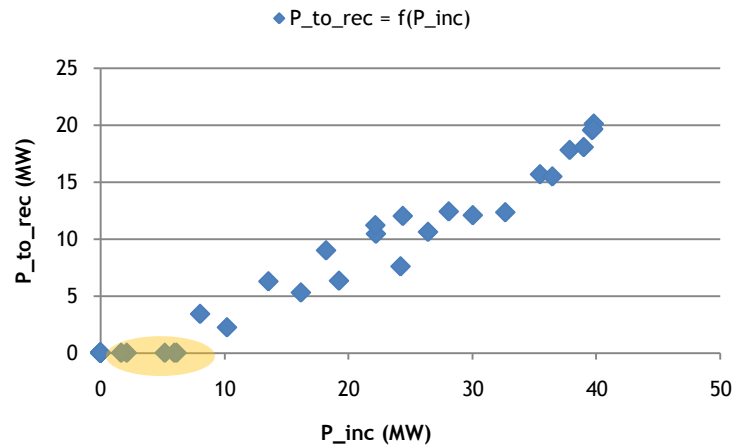


Figura 4.11 - Relação entre P_{to_rec} e P_{inc}

Pela Figura 4.11 depreende-se que o funcionamento desta tecnologia CSP requer um valor mínimo de potência incidente nos heliostatos (área a sombreado). Em particular, nestes dias em estudo o valor mínimo de P_{inc} é cerca de 6 MW, o que pela equação (4.3) requer um DNI superior a:

$$DNI > \frac{P_{inc}}{A_{hel}} > \frac{6 \times 10^6}{45189} > 137 \text{ W/m}^2$$

Neste sentido, a previsão da irradiância directa, torna-se um elemento fundamental no auxílio do operador da central termoeléctrica.

Do quociente entre P_{to_rec} e P_{inc} retira-se que a eficiência dos heliostatos (E_{f_helios}) não é constante, como se analisa na Figura 4.12:

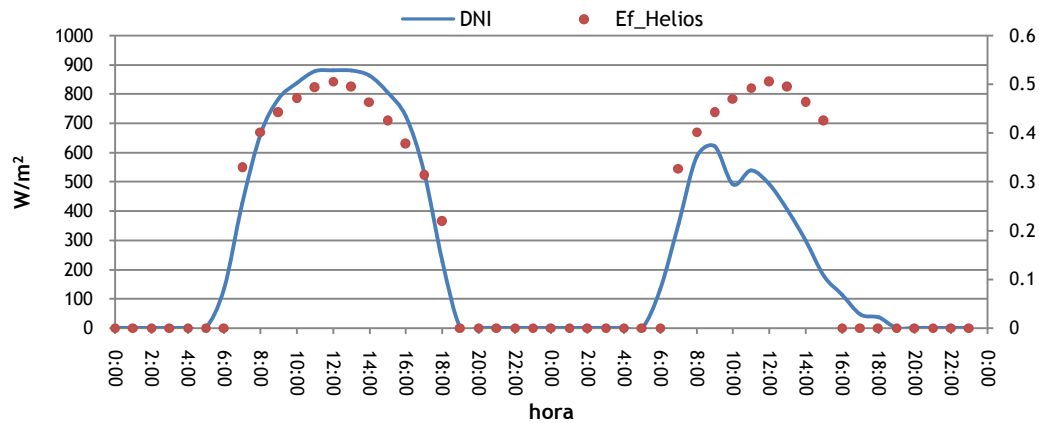


Figura 4.12 - Relação entre DNI e Ef_Helios

A eficiência, além de variar ao longo do dia, também não depende dos valores de DNI, de facto a eficiência dos heliostatos está intimamente ligada ao sistema de seguimento e qualidade da superfície reflectora.

Dada as elevadas temperaturas em jogo e a resistência limitada dos materiais que compõe o receptor, torna-se necessário limitar o fluxo de energia concentrada no topo da torre. O SAM admite um fluxo máximo de irradiação durante a simulação do funcionamento da central, se o valor máximo for excedido, os heliostatos são orientados de modo a diminuir a energia concentrada na torre. O fluxo máximo (F_{max}) incidente num receptor cilíndrico de raio r (m) e altura h (m), pode ser visto como:

$$F_{max} = \frac{P_{inc}}{A_{receptor}} \quad (W/m^2) \quad (4.4)$$

$$A_{receptor} = 2\pi * r_{recp} * h_{recp} \quad (m^2) \quad (4.5)$$

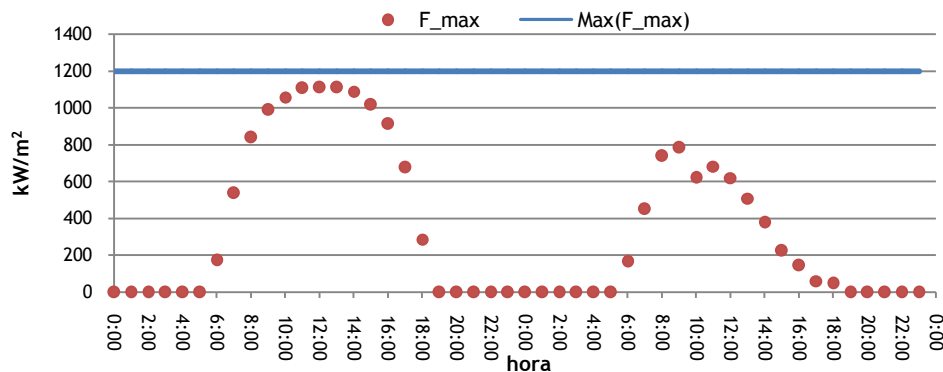


Figura 4.13 - Fluxo máximo incidente no receptor cilíndrico

O limite definido para a simulação foi 1200 kW/m^2 , e como se comprova pela Figura 4.13, mesmo com DNI elevado, o máximo de fluxo admissível nunca foi transposto.

- Energia Térmica do Receptor (P_{from_rec})

A radiação concentrada na torre é transferida para o fluido de transferência, como qualquer outro processo de transferência de calor, há perdas inerentes, contudo são constantes, dependem apenas das características termodinâmicas dos materiais que compõe o receptor, neste sentido P_{from_rec} é definido à custa de um factor k , que modeliza as características termodinâmicas do receptor (Figura 4.14).

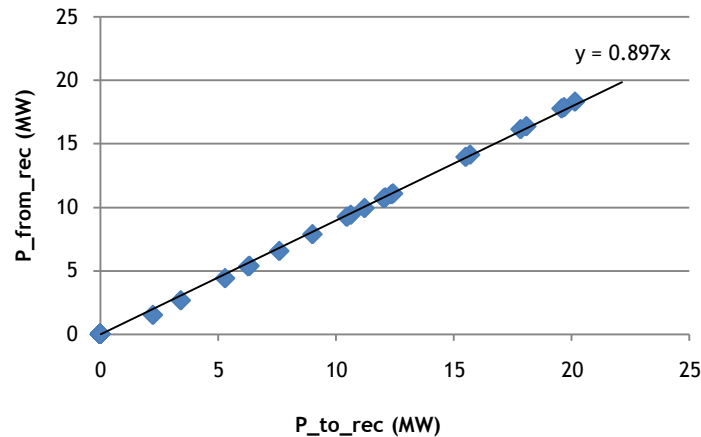


Figura 4.14 - Relação entre P_{from_rec} e P_{to_rec}

O factor k corresponde ao declive da recta assinalada na Figura 4.14, isto é $k = 0.897$.

Ainda no que respeita ao HTF, interessa perceber como é efectuado o controlo da energia incidente. Atente-se na Figura 4.15:

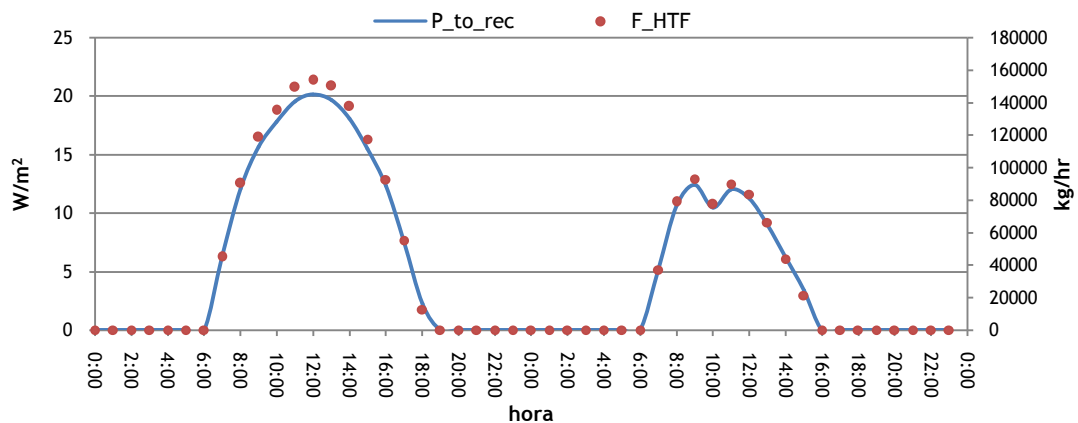


Figura 4.15 - Relação entre P_{to_rec} e F_{HTF}

F_{HTF} (kg/hr) representa o fluxo de HTF enviado para a torre, nota-se que um aumento da energia concentrada no receptor requer uma maior quantidade de fluido de transferência.

- Armazenamento Térmico e Bloco de Potência

O ponto-chave numa central CSP com capacidade de armazenamento é otimizar o despacho de energia armazenada.

O SAM decide se deve ou não operar o bloco de potência em cada hora da simulação com base na quantidade de energia armazenada no TES e na quantidade fornecida pelo campo solar. Para cada hora de simulação, se o bloco de potência não estiver a funcionar, o SAM examina a quantidade de energia térmica armazenada e decide se dever colocar em funcionamento o bloco de potência.

Para um período com recurso solar, o armazenamento é apenas despachado (P_{from_TES}), apenas quando a energia térmica fornecida pelo campo solar (P_{to_PB}) é insuficiente. Analogamente, para períodos sem sol, em que não há produção de energia térmica a partir do campo solar, o grupo de potência, na ausência de recurso fóssil, só funcionará com a energia térmica do armazenamento.

A decisão de armazenar calor, é uma estratégia do operador da central, contudo há uma energia térmica necessária à entrada do bloco de potência, para que este funcione à potência nominal, este valor é determinado pelo rendimento da conversão energia térmica / energia eléctrica, neste caso o rendimento considerado foi de 42.5%.

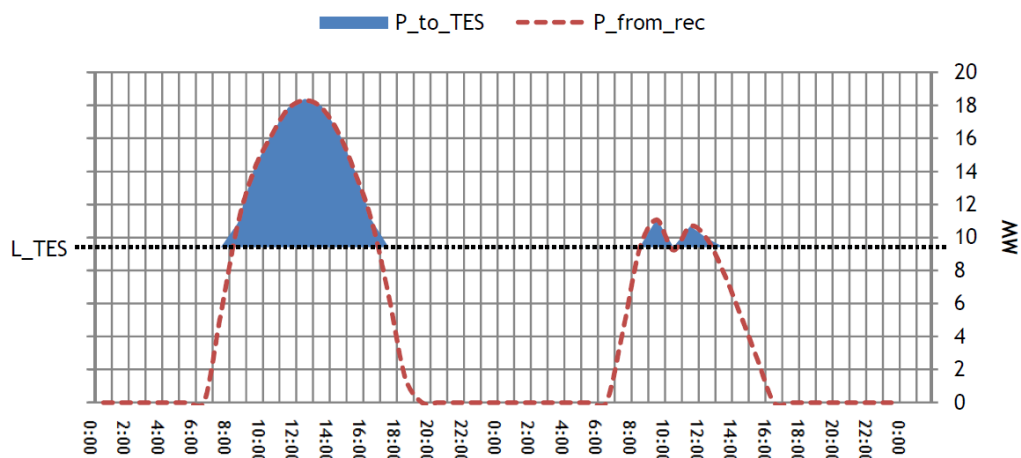


Figura 4.16 - Comparação entre P_to_TES e P_from_rec

A Figura 4.16 compara a energia térmica proveniente do campo solar com a energia térmica desviada para o TES (área sombreada). O limite (L_{TES}) de P_{from_rec} , para o qual é armazenada energia térmica, pode ser determinado por:

$$L_{TES} = \frac{P_{Nominal,gerador}}{0,425} = \frac{4}{0,425} = 9,411 \text{ MW}_t$$

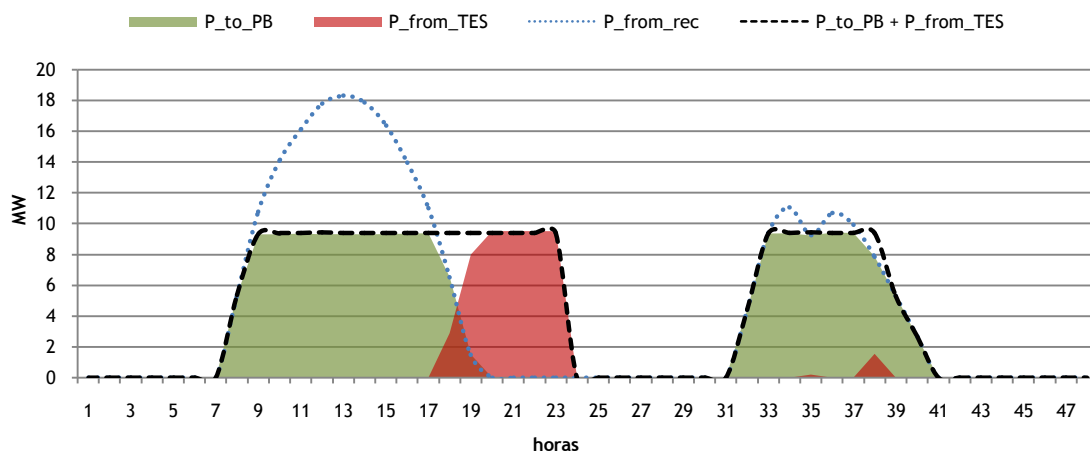


Figura 4.17 - Sistema de armazenamento

Pela Figura 4.17, depara-se, desde logo, a produção da central, mesmo com recurso solar indisponível, de facto, este funcionamento adicional provem da energia térmica armazenada durante o período de maior insolação (área azul da figura 4.16). O armazenamento possibilitou a entrega de energia à rede, por um período adicional de aproximadamente 6 horas. Quanto ao dia nublado, verifica-se que não há entrega potência à rede, depois da indisponibilidade do recurso solar, apesar de o sistema recorrer à energia armazenada a fim de cobrir a perda de potência associada à variabilidade do recurso.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

Esta dissertação encerra como objectivo principal, a estimativa de produção eléctrica de centrais solares de concentração, concretamente, centrais CSP e CPV, para tal foram desenvolvidas metodologias para estimar produção em função das previsões meteorológicas obtidas para o local da instalação da central.

Neste capítulo, são enumeradas as principais conclusões retiradas ao longo deste trabalho de investigação. Começa-se por apresentar algumas considerações finais acerca das tecnologias de concentração, expostas no Capítulo 2, de seguida fazer-se-á um último juízo acerca das metodologias elaboradas para determinar o potencial eléctrico das centrais CSP e CPV. Para findar são sugeridos alguns trabalhos futuros.

5.1. Conclusões

O objectivo conceptual do Capítulo 2, visa transmitir ao leitor uma ideia, embora generalista, abrangente e sintética, das tecnologias CPV e CSP, que o autor espera ter conseguido cumprir.

Todavia, este processo revelou-se, ser um obstáculo a vencer, pois a capacidade de sintetizar um conjunto de temáticas tão abrangentes e complexas, sem descurar o rigor técnico e a clareza de exposição de ideias e conceitos apreendidos ao longo da pesquisa, afigurou-se uma tarefa morosa. Tanto o CSP como o CPV têm viabilidade, apenas em regiões com grande disponibilidade de irradiância solar directa. Os sistemas CSP têm vantagens e inconvenientes quando comparados com os CPV. A maioria dos sistemas CSP utilizam ciclos de *Rankine*, em que se turбина vapor para produzir electricidade, e depois, se condensa de novo à forma líquida. A maneira mais económica de condensar este vapor é através de evaporação, o que leva a um consumo de água. Este é um claro inconveniente, uma vez que as zonas de maior insolação costumam também ter escassos recursos de água. Este problema não se verifica no CPV, que não consome água. No entanto, uma das vantagens dos sistemas CSP é a possibilidade de armazenar calor, que é mais barato do que armazenar electricidade, permitindo continuar a produzi-la mesmo na ausência do recurso solar.

Neste momento, o CSP lidera sobre o CPV, em termos de capacidade instalada e projectada para a produção de electricidade, tratando-se de uma tecnologia demonstrada e, portanto, tem mais facilidade em atrair investimento.

De seguida, enumeram-se as principais conclusões retiradas dos modelos desenvolvidos para avaliar a produção de centrais CPV. No que toca ao Modelo 1, a primeira fase consistiu em correlacionar as variáveis meteorológicas com valores reais de produção, para um conjunto limitado de dias. Dividiu-se a avaliação para dias de céu limpo e dias de céu nublado, tendo-se constatado que a relação potência/radiação segue uma tendência logarítmica e sigmóide. Na Fase 2, determina-se o modelo paramétrico que aproxima as curvas de produção real e de produção estimada, não se tendo obtido resultados satisfatórios, motivo pelo qual, na Fase 3 procedeu-se ao ajuste dos parâmetros. Esta melhoria possibilitou estimar com elevada precisão a produção da central em estudo, para dias de céu limpo. As principais dificuldades para a prossecução desta metodologia, prendem-se, por um lado, com a ausência de um número significativo de valores de produção e radiação medidos, e por outro, nos erros associados às previsões dos dados meteorológicos utilizados.

O Modelo 2, surge com o intuito de eliminar as limitações do anterior, uma vez que este para dias de elevada intermitência do recurso solar, perde definição. Esta segunda metodologia, assenta em redes neuronais artificiais que recebe como entradas a radiação extraterrestre, os resultados da Fase 3 - Modelo 1 e um índice de nebulosidade. A ausência de um número significativo de valores para conjunto de teste da rede neuronal, não permitiu a apresentação de resultados. A maior dificuldade da aplicação desta arquitectura está na previsão das condições atmosféricas e na obtenção de uma amostra considerável para um conjunto de teste.

No que respeita, às centrais CSP recorreu-se ao software de simulação SAM. A sua análise foi elaborada em 3 fases, em que a primeira consiste na introdução de dados meteorológicos, característicos do local geográfico escolhido, a segunda corresponde à escolha da potência nominal do gerador eléctrico, ao número de horas de armazenamento térmico e às características do sistema de *back up*.

Em jeito de conclusão, considerando os objectivos previamente delineados para esta dissertação, pode afirmar-se que sua na globalidade foram cumpridos, no entanto, é de esclarecer que o autor considera que o objectivo principal não foi totalmente alcançado, devido à escassez de dados que limitaram a aquisição de resultados.

5.2. Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros apresentam-se algumas sugestões:

- O progresso do Modelo 1 implica a correlação entre valores reais de produção e valores previstos de irradiância, revelando-se interessante a obtenção futura, de uma interdependência entre valores reais de produção e medidos de irradiância.
- O desenvolvimento do Modelo 2 envolve a criação de uma rede neuronal cujo treino utiliza dados meteorológicos previstos para uma localização geográfica diferente do sítio da central CPV. Neste sentido, sugere-se dados meteorológicos medidos no mesmo local.

- As centrais CSP, em particular, as de Torre e, recentemente, as Cilindro Parabólico, têm a possibilidade de armazenamento térmico, justificando-se, portanto, como um possível trabalho, a optimização do despacho de energia térmica.

Referências

1. WS. *WS Energia - We double the sun*. [cited 2010 12 Maio]; Available from: www.ws-energia.com.
2. Ministry of New and Renewable Energy., *Renewable Energy - Akshay Urja*. 2008. 2(2): p. 32-36.
3. Direcção-Geral de Energia e Geologia., *Montra Tecnológica Solar*. 2010: Lisboa.
4. Direcção-Geral de Energia e Geologia., *Despacho n.º 18838/2009*, in *Diário da República n.º157 2ªsérie*. 2009. p. 33132-33133.
5. Ministério da Economia e da Inovação., *Decreto-Lei n.º 225/2007*, in *Diário da República n.º105 1ªsérie*. 2007. p. 3630-3638.
6. RTP. *País - Projectos para produzir energia solar abrem em Setembro - RTP Notícias, Áudio*. 2010 26, Março de 2010]; Available from: http://programas.rtp.pt/noticias/?headline=46&visual=9&tm=8&t=Projectos-para-produzir-energia-solar-abrem-em-Setembro---Ministro-da-Economia.rtp&article=269307&audios_page=3.
7. Reis, F., *Development of Solar Concentrators for Large Photovoltaic Plants*. 2008, Instituto Superior Técnico, UTL: Lisboa. p. 94.
8. Perlin, J., *The Story of Solar Concentrators*, in *Proceedings of the First International Conference on Solar Electric Concentrators: A Joint Conference with the 29th IEEE PVSC*. 2002: New Orleans, Louisiana.
9. Joyce, A., *o solar fotovoltaico de concentração*. renováveis magazine revista técnico-profissional de energias renováveis, 2010: p. 24-29.
10. Luque, A. and S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. 2007, Chichester: John Wiley & Sons. XXVII, 1138 p.
11. Kurtz, S. and National Renewable Energy Laboratory., *Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry*. 2009, National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado, .
12. Collares Pereira. (H)CPV- Fotovoltaico de Alta Concentração, uma nova tecnologia solar com excelente potencial em Portugal. in *Fórum Renováveis Magazine*. 2010. Porto.
13. Gombert, A. and A. Luque, *Photonics in photovoltaic systems*. physica status solidi (a), 2008. **205**(12): p. 2757-2765.
14. Zubi, G., J.L. Bernal-Agustin, and G.V. Fracastoro, *High concentration photovoltaic systems applying III-V cells*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. **13**(9): p. 2645-2652.
15. Peharz, G., *Development of High-concentration Photovoltaics at Fraunhofer ISE: Cells and Systems*. 2008.
16. Muñoz, E., et al., *CPV standardization: An overview*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. **14**(1): p. 518-523.
17. Shisler, B., *Summary of Emerging CPV Safety Standards*, TUV Rheinland PTL., Editor. 2009.
18. Greenpeace, ESTIA, and SolarPaces, *Concentrated Solar Thermal Power - Now!* 2005.

19. Mehos, M.S., *Overview of the 1000 MW CSP Southwest Initiative (Presentation)*. 2004. Medium: ED; Size: 22 pp.
20. SolarPaces, *Annual Report*. 2008.
21. Mendes, J.F. and P. Horta, *a produção de electricidade por via termosolar em centrais de concentração*, in *renováveis magazine revista técnico-profissional de energias renováveis*. 2010, Publinústria Lda.: Porto. p. 30-35.
22. Mehos, M., D. Kabel, and P. Smithers, *Planting the sun*. Power and Energy Magazine, IEEE, 2009. 7(3): p. 55-62.
23. Stine, W.B. and R.B. Diver, *A compendium of solar dish/Stirling technology*. 1994, Sandia National Laboratories: Albuquerque, . p. 104.
24. AbengoaSolar. *Energía Solar para un Mundo Sostenible*. [cited 2010 9 Junho]; Available from: http://www.abengoasolar.com/corp/web/es/tecnologias/termosolar/tecnologia_ccp/index.html.
25. WyldGroup and M.M. Associates, *High Temperature Solar Thermal Technology Roadmap*. 2008, New South Wales and Victorian Governments: Sandringham, . p. 118.
26. Ausra. *Ausra.com*. [cited 2010 8 Julho]; Available from: <http://www.ausra.com/>.
27. ECOSTAR, *European Concentrated Solar Thermal Road Mapping*. 2005, DLR, .
28. SolarPaces, *Solar Power Tower*.
29. Wagner, M.J., *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*. 2008, University of Wisconsin-Madison. p. xxii, 233 p.
30. Internacional Energy Agency., *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*. 2010, Paris: OECD/IEA.
31. SolarPaces, *Solar Dish Engine*.
32. Fraser, P.R., *Stirling dish system performance prediction model*. 2008, Madison, 2008. p. xxxii, 280 p.
33. Der Minassians, A., *Stirling engines for low-temperature solar-thermal-electric power generation*. 2007, University of California, Berkeley. p. xiii, 186 leaves.
34. Available, N., *2008 Solar Technologies Market Report: January 2010*. 2010. p. Medium: ED; Size: 131 pp.
35. Larsen, K., *The power of the concentrated sun*. Renewable Energy Focus, 2010. 11(3): p. 54-57.
36. Pachon, D., et al. *Prediction of PV Concentrators Energy Production*. in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*. 2006.
37. Rubio, F., et al. *Comparison of the different CPV rating procedures: Real measurements in ISFOC*. in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*. 2009.
38. Rubio, F., et al. *Deploying CPV power plants - ISFOC experiences*. in *Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC '08. 33rd IEEE*. 2008.
39. ISFOC, *Specifications of general conditions for the call for tenders for concentration photovoltaic solar plants for the ISFOC*.
40. Kalogirou, S., *Artificial intelligence in energy and renewable energy systems*. 2007, New York: Nova Science Publishers. xii, 471 p.
41. Kalogirou, S.A., *Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2001. 5(4): p. 373-401.
42. Patnode, A.M., *Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*. 2006, University of Wisconsin-Madison. p. xxii, 271 p.
43. Price, H., *Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model: Preprint*. 2003. Medium: ED; Size: 12 pages.
44. NREL. *NREL: Solar Advisor Model (SAM)*. [cited 2010 8 Julho]; Available from: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>.