



**ISEL**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Departamento de Engenharia Mecânica**



## **Central de Produção de Energia Eléctrica a Partir de Energia Solar Térmica**

**MANUEL ANTÓNIO PIMENTA DA SILVA**  
(Licenciado)

**Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de**  
**Mestre em Engenharia Mecânica**

Orientadores:

Prof. Nuno Paulo Ferreira Henriques  
Prof.<sup>a</sup> Doutora Cláudia Séneca Casaca

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Joaquim Infante Barbosa  
Vogais: Prof. José Manuel Lima de Oliveira  
Prof. Nuno Paulo Ferreira Henriques

**Dezembro de 2013**

Página intencionalmente deixada em branco

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

## **Agradecimentos**

Quero agradecer a ajuda e permanente disponibilidade dos orientadores para a elaboração deste estudo.

Além do trabalho, foi necessária motivação, que a minha esposa Rebecca sempre fez questão de transferir.

Um dos objectivos do estudo é tornar o país mais avançado e sustentável. Dedico, portanto, o meu trabalho a Portugal.

## Resumo

O desenvolvimento económico e mudança nos hábitos estão a causar um aumento contínuo no consumo de energia eléctrica em Portugal e no Mundo. Na Europa estima-se um aumento do consumo de 25% até 2013. Ao mesmo tempo, as fontes de energia fósseis estão a diminuir e existe uma crescente preocupação global com o meio ambiente.

Está provado que Portugal tem um enorme potencial em energia solar, logo, o Sistema Termoeléctrico de Concentração Solar representa uma fonte confiável e sustentável de energia. Sem o CSP, Portugal só pode colmatar o aumento do consumo estimado com energia eléctrica despachável proveniente da importação, hidroeléctrica ou o aumento da capacidade instalada das fontes térmicas. Todas estas fontes apresentam problemas sociais e ambientais.

A tese aborda ainda o princípio de funcionamento, os diferentes conceitos tecnológicos, os custos e a viabilidade do CSP em Portugal. A tecnologia aconselhada para Portugal para a construção de uma primeira central CSP é a de concentradores parabólicos.

O investimento na energia solar térmica eléctrica é mais elevado do que o para as centrais eléctricas alimentadas a recursos fósseis, no entanto, os seus custos de exploração são consideravelmente mais baixos, porque não existe o custo de combustível. Esta tecnologia ainda depende de empréstimos públicos, garantias governamentais e acordos de compra obrigatória de energia eléctrica produzida com valores mínimos definidos. O custo adicional é financiado e o governo apenas tem de criar mecanismos para suportar, a longo prazo, o retorno no investimento.

Num cenário da construção de uma central CSP em Portugal, com uma potência de 100 MW e um factor de capacidade de 80%, a energia produzida seria de 700,8 GWh. Este valor representa aproximadamente 50% do saldo importador actual de energia eléctrica. Esta central representa um investimento de 754 milhões de EUR.

Podemos afirmar que o CSP representa uma oportunidade em Portugal e o custo adicional de produção são ultrapassados com os benefícios ambientais e potencial industrial e tecnológico que Portugal poderia arrecadar.

Palavras chave : CSP, Solar Térmico, Energia Renovável

**Abstract**

*Economic growth and change in habits are causing a continuous increase in electricity demand in Portugal and in the world. In Europe it is estimated an increase of 25% in the consumption by 2013. At the same time, the fossil based fuels are becoming scarce and there is a growing global concern on the environment.*

*It is proved that Portugal has a huge potential in solar energy and the Concentrated Solar Power is a reliable and sustainable energy. Without the CSP, Portugal can only bridge the estimated increase in electricity consumption with the import, hydropower or the increase of the installed capacity of thermal sources. All these sources have social and environmental issues.*

*The thesis also discusses the operating principles, the different technological concepts, the cost and the feasibility of CSP in Portugal. It is advisable for the parabolic trough to be the technology used for the construction of the first power plant.*

*The investment in CSP is higher than for power plants burning fossil fuels, however the operating costs are considerably lower, because there are no fuel costs. This technology still depends on government loans, guarantees and agreements of compulsory purchase of electricity produced at a pre-defined price. The additional cost is funded and the government only has to create ways to support the long-term return on investment.*

*In a scenario of building a CSP power plant in Portugal with 100 MW power and a capacity factor of 80%, the energy produced would be 700,8 GWh. This value represents approximately 50% of the current imported electricity. This power plant would represent an investment of 754 million EUR.*

*We can say that the CSP is an opportunity for Portugal and the additional cost of production is overcome with environmental benefits, industrial and technological potential that Portugal could benefit from.*

*Keywords: CSP, Concentrated Solar Power, Renewable Energy*

## Abreviaturas

CLFR – *Compact Linear Fresnel Reflector* (Concentrador Linear com reflector *Fresnel*)

CRF – *Capital Recovery Factor* (Factor de recuperação do capital, expresso em % por ano)

CSP – *Concentrating Solar Power* (Sistema Termoeléctrico de Concentração Solar)

CUR – Comercializador de Último Recurso

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

DNI – *Direct Normal Irradiance* (Quantidade de radiação solar recebida por unidade de área que está perpendicular aos raios solares e é habitualmente definido em unidades kWh/m<sup>2</sup>/ano)

DR – *Discount Rate* (Taxa de juro)

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

EU – *European Union* (União Europeia)

EUA – Estados Unidos da América

GN – Gás Natural

I&D – Investigação e Desenvolvimento

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

LCOE – *Levelized Cost of Electricity* (Custo unitário de produção de energia eléctrica)

O&M – Operação e Manutenção

PIB – Produto Interno Bruto

PIP – Pedidos de Informação Prévia

PPM – Partes por milhão

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

PV – *Photovoltaic* (Energia Solar Fotovoltaica)

# Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	iv
Abstract .....	v
Abreviaturas .....	vi
Índice de Figuras .....	ix
Índice de Tabelas.....	xi
1 Introdução .....	1
2 Estado da Arte .....	4
2.1 Fundamentação Teórica .....	4
2.2 Radiação Solar em Portugal .....	7
2.3 Soluções Tecnológicas .....	10
2.3.1 Concentrador Parabólico Linear .....	12
2.3.2 Torre Solar .....	16
2.3.3 Concentrador Linear com reflector <i>Fresnel</i> .....	18
2.3.4 Prato Parabólico de <i>Stirling</i> .....	20
2.4 Armazenamento de Energia Térmica em Centrais CSP.....	22
2.5 Comparação das Tecnologias Disponíveis.....	26
2.6 Energia Solar Eléctrica em Portugal .....	29
2.7 Capacidade Instalada e Projecções para o CSP.....	31
3 Enquadramento Energético em Portugal.....	33
3.1 Potência Eléctrica Instalada em Portugal .....	34
3.2 Consumo de Energia Eléctrica em Portugal.....	37
3.3 Evolução do Consumo e Estimativas .....	42
3.4 Análise de Energia Importada .....	44
3.5 Energias Renováveis para Produção de Electricidade em Portugal .....	45
3.6 Dependência Energética .....	47
3.7 Metas Europeias .....	47
4 Análise de Viabilidade da Tecnologia CSP .....	49
4.1 Radiação Solar.....	51
4.2 Área Necessária .....	51
4.3 Água .....	53
4.4 Ligação à Rede Eléctrica .....	54

4.5	Produção em Regime Especial e Incentivos.....	55
4.6	Outros Aspectos a Considerar .....	55
4.7	Custo da Produção de Energia Elétrica com CSP .....	56
4.8	Potencial de Redução dos Custos .....	60
4.9	A Quantidade de Energia Produzida .....	64
4.10	Investimento e Investidores .....	67
5	Conclusões .....	72
5.1	Desenvolvimentos Futuros .....	74
	Referências .....	76

## Índice de Figuras

Figura 1 – Esquema de funcionamento do CSP.....	5
Figura 2 – Radiação solar na Europa .....	8
Figura 3 – Radiação incidente no plano horizontal.....	9
Figura 4 – Horas de Sol anuais .....	9
Figura 5 – Relação entre o DNI (% de 2100 kWh/m <sup>2</sup> /ano) e LCOE.....	10
Figura 6 – Conceito de funcionamento do Concentrador Parabólico Linear.....	12
Figura 7 – Concentradores Lineares Parabólicos.....	12
Figura 8 – Secção transversal de um tubo de absorção.....	13
Figura 9 – Tubo de absorção .....	13
Figura 10 – Esquema de funcionamento de uma central CSP com Concentradores Lineares Parabólicos e armazenagem de energia.....	14
Figura 11 – Esquema de funcionamento da Torre Solar na central <i>Gemasolar</i> em Espanha .....	16
Figura 12 – Vista lateral da central de torre solar em Almeria, Espanha.....	17
Figura 13 – Concentradores lineares com reflector Fresnel.....	19
Figura 14 – Concentradores lineares com reflector <i>Fresnel</i> (Plataforma Solar de Almería) .....	19
Figura 15 – Prato parabólico <i>Stirling</i> tipo <i>Eurodish</i> .....	20
Figura 16 – Exemplo do perfil de produção de centrais CSP sem armazenamento, com armazenamento e central PV .....	23
Figura 17 – Ilustração de uma central CSP com tanques acumuladores térmicos.....	24
Figura 18 – Esquema de funcionamento de um sistema de acumulação térmica .....	24
Figura 19 – Investimento global total por tipo de energia em 2009 .....	31
Figura 20 – Diagrama de carga Inverno, do dia 24/1/2011 (dia de ponta anual).....	39
Figura 21 – Diagrama de carga Primavera, do dia 20/4/2011 .....	40
Figura 22 – Diagrama de carga Verão, do dia 28/7/2011 .....	41
Figura 23 – Diagrama de carga Outono, do dia 19/10/2011 .....	42
Figura 24 – Evolução no consumo de energia eléctrica na Europa e a respectiva produção.....	43
Figura 25 – Evolução das necessidades mundiais de energia .....	44
Figura 26 – Preço médio do petróleo e estimativa de evolução.....	45
Figura 27 – Quota de energias renováveis na Europa-27 em 2010.....	46
Figura 28 – Relação de dependência energética em 2010 (% de importações líquidas para consumo no país, baseado em toneladas de petróleo equivalente) .....	47

Figura 29 – relação entre o factor de carga e o número de horas de acumulação térmica, em função do múltiplo solar.....	52
Figura 30 – Estimativa de redução do custo de investimento em função do custo dos componentes, rendimentos e fabricação em massa.....	62
Figura 31 – Estimativas de crescimento do CSP em 3 cenários .....	62
Figura 32 – Estimativa de custo de produção de electricidade com CSP .....	64

---

## Índice de Tabelas

Tabela 1 – Resumo comparativo das principais tecnologias CSP .....	28
Tabela 2 – Resultados PIP CSP, projectos seleccionados.....	30
Tabela 3 – Potência instalada em Portugal em 2011 e 2010.....	35
Tabela 4 – Lista de Centrais Termoeléctricas PRO ligadas à rede nacional.....	35
Tabela 5 – Lista de centrais hidroeléctricas com potência superior a 10 MW .....	36
Tabela 6 – Dados gerais de produção e consumo .....	38
Tabela 7 – Cálculo do LCOE para uma central CSP com 50 MW sem armazenamento	59
Tabela 8 – Cálculo do LCOE para uma central CSP com 100 MW com armazenamento .....	59
Tabela 9 – Energia produzida e investimentos necessários para a construção de 10 centrais CSP em Portugal até 2050 .....	66
Tabela 10 – Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis .....	70



## 1 Introdução

O Sol é a nossa principal fonte de energia, responsável pela manutenção das várias formas de vida existentes na Terra. Trata-se de um recurso praticamente inesgotável e constante, quando comparado com a nossa escala de existência no planeta.

A radiação solar pode ser convertida em energia térmica com concentradores solares, para depois ser convertida em energia eléctrica através de sistemas térmicos convencionais com turbinas e geradores. O conceito que está por detrás desta produção de energia é o Sistema Termoeléctrico de Concentração Solar, habitualmente referido como CSP e a sua utilização é adequada em áreas de elevada radiação solar, como em Portugal.

Por outro lado, a energia é uma necessidade básica e fundamental para a vida e a economia nos dias de hoje. A energia eléctrica é necessária para as tarefas diárias nas habitações, indústrias, hospitais, etc.

Os combustíveis fósseis não são ilimitados e existem preocupações crescentes sobre o meio ambiente. Neste contexto as energias renováveis são particularmente relevantes porque garantem o fornecimento de energia e a sustentabilidade ambiental, económica e social.

As primeiras centrais CSP foram construídas em 1988 na Califórnia, EUA, e funcionaram a gerar energia eléctrica por mais de 20 anos [1]. Mais recentemente foram criadas iniciativas políticas para a implementação de centrais CSP noutros países. Em Espanha as primeiras centrais comerciais foram construídas em 2007.

O aumento acentuado do preço dos combustíveis fósseis nos anos 70 e embargos no médio-oriente precipitaram a investigação e investimentos em energia solar, principalmente nos EUA. Nos anos 90 o preço dos combustíveis sofreu um declínio, tornando pouco atractivo o investimento em CSP. Após o ano 2000, aspectos ambientais e alarmes climáticos que se antecipam, assim como o contínuo aumento no consumo dos combustíveis fósseis, retomaram as iniciativas para o investimento. Em Espanha, por exemplo, o plano energético incentiva o investimento através do pagamento de 0,21€ por kWh gerado com energia solar [2].

No capítulo 2 é feita uma análise dos sistemas CSP e da sua aplicabilidade no nosso país.

Em Portugal a quota de energia proveniente de fontes renováveis é satisfatória no enquadramento europeu, sobretudo focada na energia hidroeléctrica e eólica. Contudo, o país não é independente ao nível energético. Portugal importa energia eléctrica assim como combustíveis para a sua produção, como carvão, fuelóleo e gás natural.

O aumento da capacidade de produção eléctrica pode passar pela expansão da energia hidroeléctrica, no entanto, esta estratégia poderá causar impactes ambientais consideráveis. O enquadramento energético em Portugal e a análise destes factores é efectuada no capítulo 3.

Com a elevada exposição solar de Portugal, a sugestão de produzir energia eléctrica a partir de energia solar é logicamente o próximo passo para a independência do país ao nível energético. Existe já em Portugal a produção de energia eléctrica proveniente de solar fotovoltaica (PV) nas centrais de Moura, Serpa e outras. Porém a tecnologia CSP tem vantagens sobre a energia solar PV, já que, com o armazenamento térmico, permite ter disponível energia despachável.

A informação disponível permite concluir que o investimento na energia solar térmica eléctrica é mais elevado do que o para as centrais eléctricas alimentadas a recursos fósseis, no entanto, os seus custos de exploração são consideravelmente mais baixos, porque não existe o custo de combustível. Esta análise é desenvolvida no capítulo 4. Este estudo não pretende ser uma análise económica detalhada da implementação de uma central CSP em Portugal. No entanto, poderá fornecer números chave em formato simples, baseados em informação actual fiável que poderá permitir avaliar os custos e desempenho da tecnologia CSP em Portugal. A análise apresentada tem como objectivo fornecer informação que assista investidores e políticos nas suas decisões e motive académicos para estudos ainda mais detalhados.

O investimento em CSP em Portugal permitirá a exploração de um recurso energético natural e renovável. É fundamental a consciencialização da importância da utilização das energias renováveis em complemento à queima de combustíveis fósseis, através de uma mudança de atitude compatível com um desenvolvimento sustentável.

O consumo ao ritmo actual dos recursos de combustíveis fósseis coloca diversos problemas importantes:

- Exaustão de recursos, uma vez que os combustíveis fósseis são recursos finitos e consequentemente esgotáveis;
- Poluição ambiental associada à sua transformação e consumo, que põe em risco o equilíbrio natural à escala local e global. Hoje sabemos da capacidade finita que a natureza possui de absorver os excessos que produzimos.

Perante os problemas acima referidos e a disponibilidade inquestionável de recursos endógenos, o desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir de energia solar reveste-se de extrema importância tanto em termos ambientais como também no contexto energético actual de Portugal e da Europa, no que diz respeito à diminuição da dependência face ao exterior relativamente ao abastecimento de energia.

Este trabalho trata principalmente com concentradores solares para gerar calor, que posteriormente é convertido em energia mecânica e eléctrica. Não trata, portanto, da energia eléctrica proveniente de solar fotovoltaica.

## 2 Estado da Arte

### 2.1 Fundamentação Teórica

Fora da atmosfera terrestre a intensidade de luz solar é aproximadamente  $1350 \text{ W/m}^2$  [3]. A passagem pela atmosfera reduz a intensidade devido à absorção dos vários gases e vapores presentes no ar assim como a reflexão com partículas de pó e gelo. Logo, a energia solar recebida na superfície da terra é uma mistura de radiação directa e indirecta. Ao nível do mar a intensidade é reduzida para aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  num dia limpo [3]. Em dias enevoados a intensidade é reduzida ainda mais.

A radiação solar que atinge o solo é constituída por três componentes:

- Radiação directa – atinge directamente a superfície;
- Radiação difusa – desviada em diferentes direcções pelos componentes da atmosfera;
- Radiação reflectida – proveniente da reflexão no solo e objectos circundantes.

Os concentradores térmicos solares usam apenas radiação directa. Funcionam bem em dias limpos e menos bem em dias não limpos ou encobertos, quando a luz solar consiste sobretudo em radiação difusa.

A energia solar poderá ter um aproveitamento térmico ou fotovoltaico. Pode ainda ser activa, transformando raios solares em outras formas de energia térmica ou eléctrica, ou passiva, para aquecimento de edifícios ou prédios, através de concepções e estratégias construtivas.

Os sistemas CSP enquadram-se na energia solar térmica activa, uma vez que esta é transformada em energia eléctrica. Estes sistemas usam calor a alta temperatura concentrado pelos colectores solares para gerar energia através de um ciclo termodinâmico convencional.

Os sistemas CSP não queimam combustível, embora possam ser integrados numa central fóssil, tornando-se híbridos.

A radiação directa pode ser concentrada, mas para atingir elevadas concentrações solares, é necessário um sistema mecânico de acompanhamento do sol. Estes sistemas mecânicos requerem vigilância e manutenção programada sendo, portanto, mais orientados para centrais eléctricas de média ou grande dimensão, localizadas em áreas de elevada exposição solar.

A concentração dos raios solares é feita através de espelhos, dirigindo a luz solar para o receptor. A energia absorvida é geralmente transferida para um fluido térmico, como é ilustrado na figura 1.

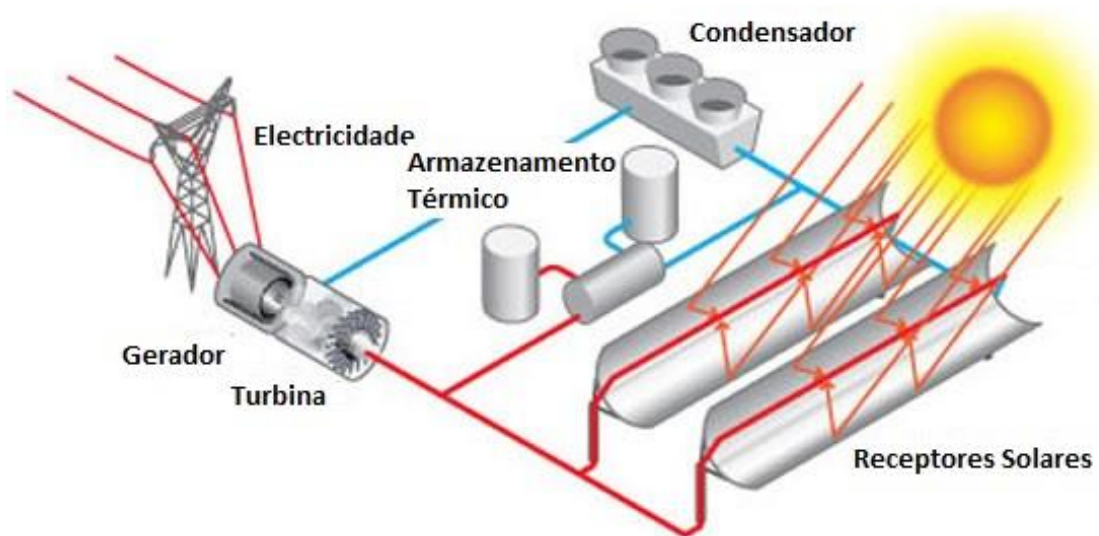


Figura 1 – Esquema de funcionamento do CSP  
Fonte: Adaptada de [29]

Se o produto final do sistema solar for vapor, teremos este a passar numa turbina de vapor acoplada a um gerador para produção de electricidade. Se for ar quente a alta pressão e temperatura, este passa numa turbina a gás para o mesmo efeito. Pode ainda ter-se um motor do tipo *Stirling* com um ciclo de expansão e compressão de um gás.

Existem diferentes conceitos de CSP, que serão abordados neste trabalho na secção 2.3. O calor concentrado no fluido térmico é geralmente usado directamente no ciclo de potência (vapor) ou circula por um sistema secundário intermediário (óleo ou sódio líquido com nitrato de sal).

Os sistemas CSP podem também ser distinguidos pela configuração e desenho dos espelhos concentradores. Existem sistemas lineares com os concentradores parabólicos lineares e concentradores *Fresnel*, que apenas requerem um eixo de rotação. Nestes sistemas conseguem-se factores de concentração de 100 [3].

Os sistemas com ponto de focagem como os concentradores de disco parabólico ou sistemas de torre usam um elevado número de espelhos heliostáticos que vão concentrar os raios solares num ponto receptor. Estes sistemas conseguem factores de concentração superiores a 1000 [3] e necessitam de dois eixos de rotação.

De acordo com os princípios da termodinâmica, os ciclos de potência convertem calor em energia mecânica mais eficientemente a altas temperaturas. No entanto, com o aumento da temperatura, as perdas de calor nos colectores solares também aumentam. Consequentemente, para um dado factor de concentração, existe uma temperatura de funcionamento óptima onde se atinge maior eficiência na conversão solar em trabalho.

Alguns sistemas CSP permitem a armazenagem de energia térmica em depósitos de sal fundido, com normalmente 60%  $\text{NaNO}_3$  e 40%  $\text{KNO}_3$  [4], que traz a vantagem de operacionalidade após o pôr-do-sol ou em dias de pouco sol. Desta forma pode-se conseguir um débito para a rede mais previsível ao longo do tempo de operação.

O custo de operação dos sistemas CSP baixa com a implementação de sistemas de armazenamento, já que a energia eléctrica é gerada em maior quantidade, otimizando o funcionamento da central. O tempo útil de funcionamento de uma central CSP com armazenamento pode ser duplicado, produzindo o dobro da energia eléctrica nessa unidade de tempo. Como os sistemas de armazenagem não representam um investimento adicional muito elevado, conseguem-se melhores resultados da infraestrutura instalada, já que se pode debitar energia eléctrica nas horas de maior consumo ou necessidade.

Não existem ciclos termodinâmicos especialmente desenvolvidos para as centrais CSP de alta temperatura. Os ciclos usados na energia térmica solar são adaptados das centrais térmicas fósseis. O mais relevante é o ciclo *Rankine* usado na turbina de vapor. O motor com ciclo *Stirling* é usado nos concentradores parabólicos para potências até 10 kW. A partir desta potência usam-se habitualmente outras tecnologias. O ciclo da turbina a vapor permite potências superiores a 10 MW, com temperaturas até 600°C, podendo ser usado com concentradores parabólicos lineares, concentradores *Fresnel* e torres com receptor central.

Do ponto de vista teórico é possível aumentar a temperatura de um gás a temperaturas superiores a 1000°C com concentração solar. Este cenário permite associar as turbinas a gás com o CSP, resultando no funcionamento a elevadas temperaturas, até 1200°C [1],

conseguindo uma grande variação de potências. Este sistema poderá ser integrado em ciclo combinado com vapor o que poderá aumentar consideravelmente o rendimento da instalação. Porém esta tecnologia ainda só se encontra em fase de investigação. À data deste trabalho, as turbinas a gás solares apenas estão em funcionamento em instalações experimentais [5].

Os sistemas de concentradores parabólicos lineares, *Fresnel* e torres de receptor central podem ser acoplados a sistemas de ciclo de vapor para produzir potências eléctricas de 10 a 200 MW com rendimentos térmicos de 30 a 40% [5]. Estes valores estão demonstrados na prática com sistemas de concentradores parabólicos lineares, sendo esta a tecnologia mais usada e madura. Estes sistemas conseguem uma eficiência de conversão solar para eléctrica de 10 a 15%, podendo atingir em futuras instalações os 18% [5]. Os valores para os outros sistemas são geralmente estimativas baseadas em dados obtidos em protótipos ou instalações experimentais.

A eficiência de conversão solar para eléctrica é mais baixa nos sistemas CSP do que nos sistemas convencionais de vapor ou ciclo combinado alimentados com combustíveis fósseis, porque tem em conta a conversão da radiação solar em calor e a conversão de calor em electricidade.

## **2.2 Radiação Solar em Portugal**

O Sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre, uma quantidade enorme de energia, avaliada em  $1,5 \times 10^{18}$  kWh [1], correspondente a cerca de 10000 vezes o consumo mundial de energia verificado nesse mesmo período. No entanto, esta fonte é demasiado dispersa, com as vantagens e os inconvenientes daí decorrentes. Entre os inconvenientes refira-se sem dúvida, a necessidade de importantes superfícies de captação para o seu aproveitamento.

Como podemos verificar na figura 2, que apresenta a radiação solar na Europa, Portugal é um dos países com maior disponibilidade de radiação solar. Em Portugal, o número médio anual de horas de Sol varia entre 2200 e 3000 horas. Por exemplo, na Alemanha varia entre 1200 e 1700 horas [1].

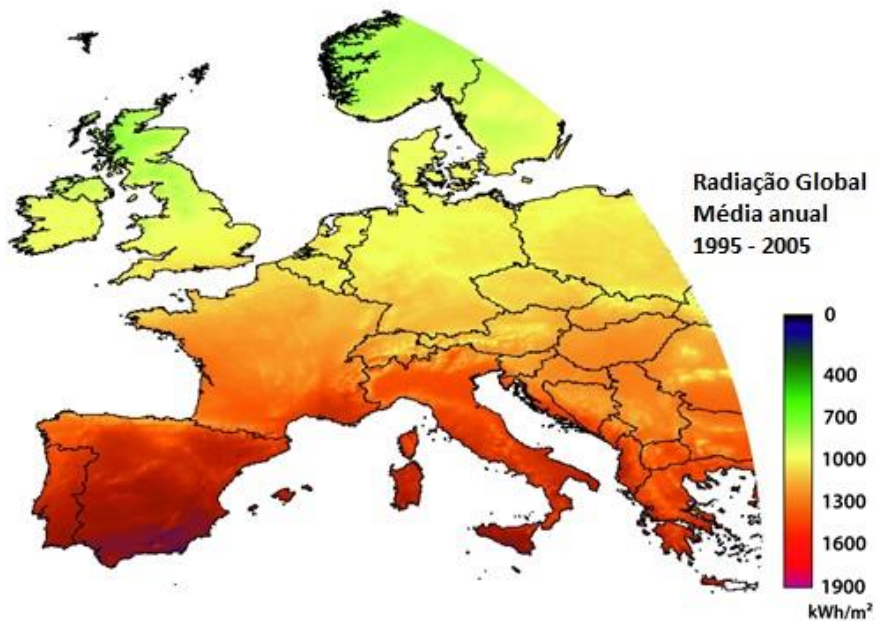


Figura 2 – Radiação solar na Europa  
Fonte: Adaptada de [30]

Contudo, este recurso tem sido mal aproveitado para usos energéticos. Basta verificar alguns dos números relativos à difusão dos colectores solares térmicos na Europa, não só na Orla Mediterrânea, como em países como a Alemanha e a Áustria, para compreender que algo deveria ser feito em Portugal para a promoção da energia solar.

Na indústria, a quantidade potencial de energia solar recebida numa determinada área é definida por DNI. O DNI é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área que se encontra perpendicular aos raios solares e é habitualmente definido em kWh/m<sup>2</sup>/ano. A quantidade anual de radiação recebida pode ser maximizada mantendo a superfície de recepção sempre perpendicular aos raios solares.

O valor DNI é de muita importância para uma central CSP, já que esta requer radiação solar abundante para gerar a maior quantidade possível de energia térmica, uma vez que apenas a radiação solar directa e forte permite atingir temperaturas satisfatórias para o processo. Neste sentido, o uso do CSP será mais eficiente em zonas de elevada radiação solar, regiões habitualmente quente e secas.

Para ser economicamente viável, o CSP requer valores de DNI de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/ano ou superiores, apesar de uma central funcionar com valores inferiores [1]. Centrais com um DNI superior terão um menor custo unitário por kWh.

Apesar de em algumas partes do mundo, como nos EUA e norte de África se considerarem valores de DNI de  $2700 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ , na realização deste estudo o valor usado como referencia para Portugal será de  $2200 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$  [6], que é o valor médio na região sul. Podemos verificar na figura 3 a radiação incidente em Portugal, notando-se as zonas mais favoráveis no Alentejo e Algarve. O número de horas de sol é também um dado importante na viabilidade do CSP. Na figura 4 também verificamos que o Alentejo e Algarve são as regiões mais favoráveis, com 2700 a 2900 horas anuais

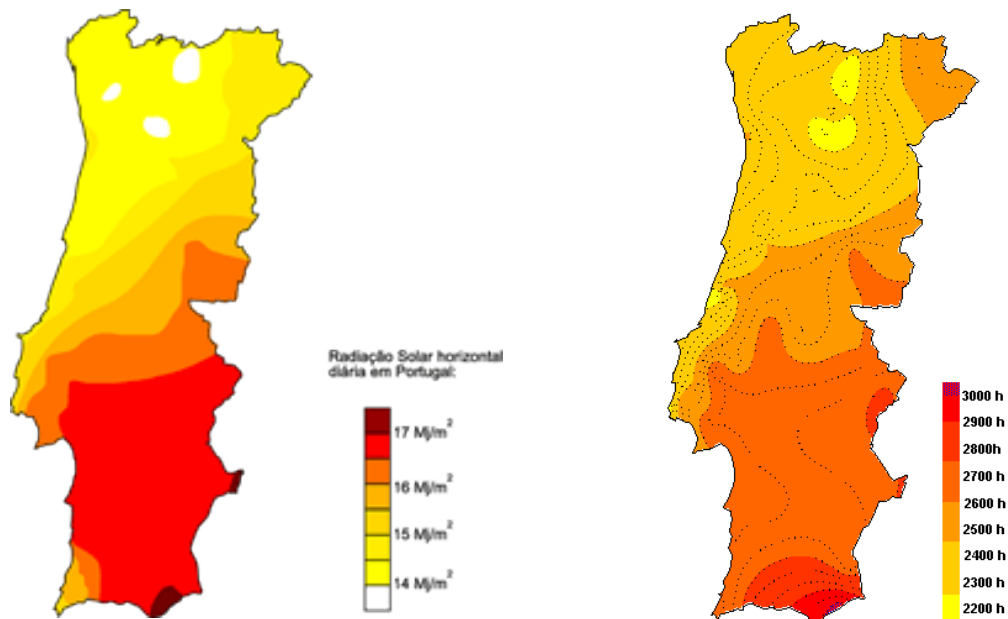


Figura 3 – Radiação incidente no plano horizontal  
Fonte: [31]

Figura 4 – Horas de Sol anuais  
Fonte: [31]

A tecnologia CSP, ao contrário da PV, requer uma quantidade elevada de radiação directa (DNI) para produzir uma quantidade de energia térmica que torne a central economicamente viável.

O Valor do DNI depende também das condições meteorológicas no local durante o ano. Nuvens e humidade têm uma influência no DNI, mas factores ambientais como poeiras e poluição também tem impacto.

Os sistemas de movimentação dos colectores com o sol são obrigatórios porque permitem um mais elevado fornecimento de radiação directa ao sistema durante o dia. Existe, portanto, uma relação óbvia entre DNI e LCOE duma determinada central CSP, conforme se verifica na figura 5.

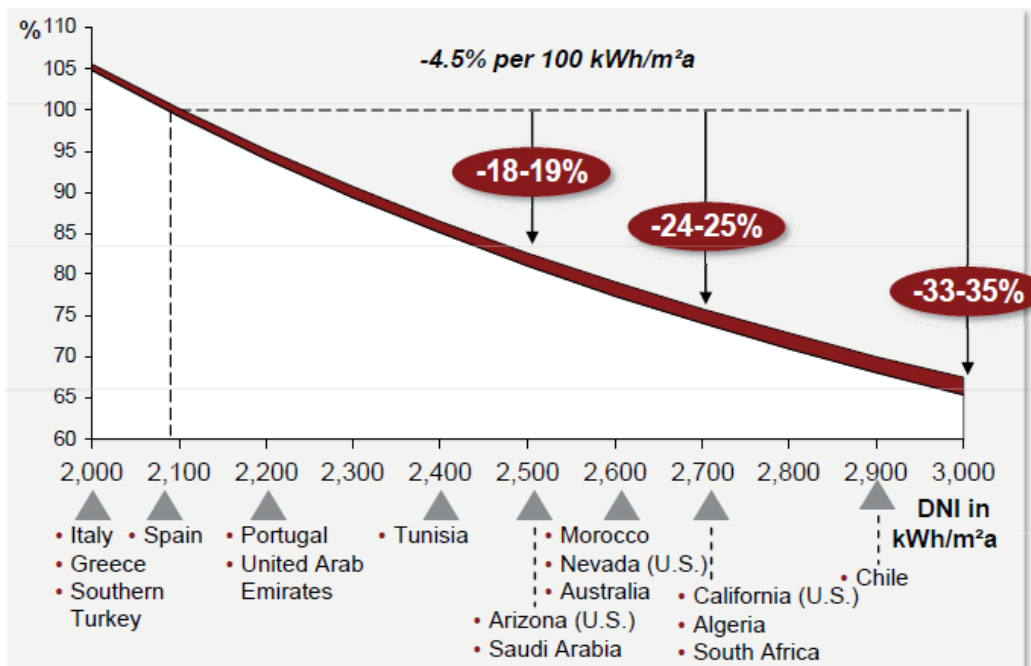


Figura 5 – Relação entre o DNI (% de 2100 kWh/m<sup>2</sup>/ano) e LCOE  
 Fonte: [6]

## 2.3 Soluções Tecnológicas

Os sistemas de energia solar térmica concentrada (CSP) produzem energia eléctrica convertendo a energia solar em calor, a alta temperatura, usando várias configurações de superfícies espelhadas. Estes sistemas focam a radiação solar directa através de dispositivos ópticos para a área onde o receptor está localizado, transformando a radiação em calor a alta temperatura, susceptível de produzir vapor.

As tecnologias de energia solar concentrada envolvem as seguintes fases:

- Recolha da radiação solar usando um sistema colector;
- Concentração da radiação num receptor sob forma de energia térmica;
- Transporte da energia térmica para o sistema de conversão de energia;
- Conversão da energia térmica em energia eléctrica.

A radiação solar atinge a superfície reflectora do colector e é focada para um receptor, sendo útil apenas a radiação directa. O receptor pode ser:

- Um tubo, onde a radiação é absorvida pela superfície, aquecendo um fluido no seu interior. O fluido aquecido pode então ser usado para produzir vapor para accionar uma turbina;
- Um motor *Stirling*, que é ligado a um receptor com uma cavidade normalmente cheia de hélio. A energia térmica é convertida em energia mecânica e posteriormente em energia eléctrica;
- Uma torre central, onde a radiação recebida aquece o fluido (por exemplo água) contido num receptor volumétrico. A instalação de um reactor solar permite o desenvolvimento do processo a altas temperaturas (superiores a 800°C).

As centrais são constituídas basicamente por duas partes: uma que colecta a energia solar e a converte em calor e outra que converte a energia térmica em electricidade. Alguns sistemas usam armazenamento térmico para poder produzir electricidade durante períodos nebulosos e durante a noite.

A tecnologia actual permite implementar produção centralizada com módulos entre 30 e 200 MW [7]. Estes sistemas podem ser adaptados a soluções híbridas com gás natural permitindo assim um funcionamento de 24 horas por dia e produzindo energia eléctrica. A capacidade de integração em centrais térmicas convencionais é uma vantagem de algumas tecnologias CSP. Estas tecnologias podem ser integradas como "um combustível solar" em paralelo o combustível fóssil em ciclos térmicos convencionais. Com um sistema de armazenamento térmico ou combustível fóssil a central pode operar durante os períodos sem sol.

Outras vantagens que esta tecnologia apresenta são a elevada durabilidade e os reduzidos custos de operação. Obtém-se potências de 500 kW usando aproximadamente 1 hectare de área [7].

Existem vários sistemas CSP, sendo os quatro referidos de seguida os mais usados:

- Concentrador parabólico linear;
- Torre solar;
- Prato parabólico;
- Concentrador Linear com reflector *Fresnel*.

### 2.3.1 Concentrador Parabólico Linear

No sistema de concentrador parabólico linear o sistema de captação solar é o conjunto formado basicamente pelo elemento colector e pelo receptor, como se mostra na figura 6 com os elementos 1 e 2.

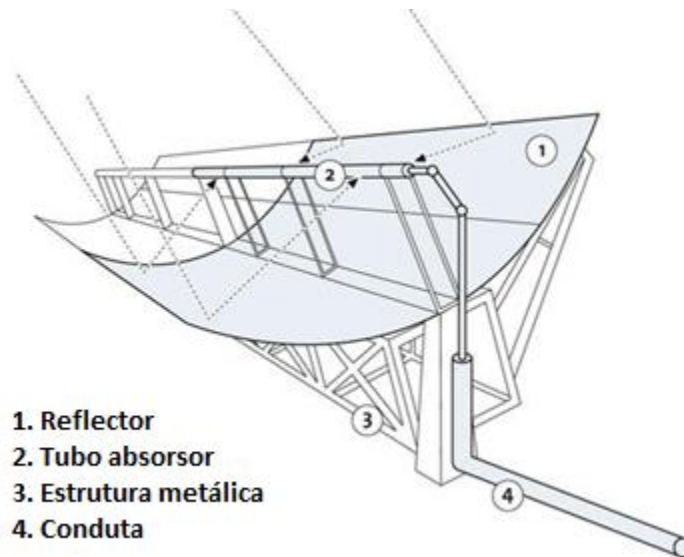


Figura 6 – Conceito de funcionamento do Concentrador Parabólico Linear  
Fonte: [32]

O colector tem um comprimento linear típico total de 100 a 200 m e consiste em diversos colectores solares ligados a um sistema de seguimento do sol de eixo único, como se consegue ver na figura 7.



Figura 7 – Concentradores Lineares Parabólicos  
Fonte: [32]

O receptor é habitualmente um tubo de vidro em vácuo, de revestimento negro, contendo um fluido térmico. O revestimento tem uma alta absorção do coeficiente de radiação e uma reflectividade de aproximadamente 5% [3].

A superfície reflectora parabólica concentra a radiação solar no tubo receptor localizado ao longo do foco da parábola, aquecendo o fluido térmico até ao máximo de 390°C [8]. Esse fluido circula em circuito fechado e é aquecido à medida que circula pelo receptor dirigindo-se depois para uma série de permutadores de calor onde a energia térmica do fluido é usada para gerar vapor sobreaquecido a uma pressão de 50 a 100 bar [8].

Os tubos de absorção são metálicos, construídos no interior de um tubo de vidro com um envelope em vácuo para diminuir as perdas térmicas como se pode verificar nas figuras 8 e 9. A superfície do tubo metálico tem uma cobertura especial que absorbe a radiação solar e emite pouca radiação infravermelha, o que garante perdas reduzidas.

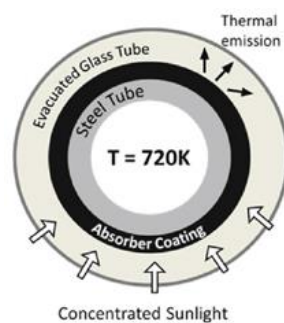


Figura 8 – Secção transversal de um tubo de absorção  
Fonte: [33]



Figura 9 – Tubo de absorção  
Fonte: [33]

A razão pela qual o concentrador é cilíndrico é simples: uma parábola é uma curva especial com um único ponto focal, onde se coloca o tubo de absorção, pelo que toda a luz incidente é colectada nesse ponto. Usando estes sistemas parabólicos maximiza-se a razão de concentração de um colector, aumentando por isso a sua eficiência, pois toda a energia é focada somente num ponto. No entanto, estes concentradores têm uma limitação: apenas captam radiação directa o que, ao contrário dos restantes colectores, não permite fazer uso da radiação difusa. Entende-se por radiação directa toda a luz que atinge o reflector paralelamente ao eixo da parábola. De forma a minimizar a incapacidade de captar radiação difusa, é incluído neste equipamento um sistema que permite variar a posição do painel consoante a localização da fonte solar, aumentando o desempenho do concentrador.

O vapor obtido vai alimentar uma turbina, cujo eixo está mecanicamente ligado ao gerador que permite a produção de energia eléctrica. O vapor de exaustão da turbina é condensado num condensador e devolvido aos permutadores de calor de forma a ser novamente transformado em vapor. Depois do fluido térmico passar pelos permutadores de calor e arrefecido é feita a recirculação pelo sistema de captação solar, como se pode observar pela análise da figura 10.

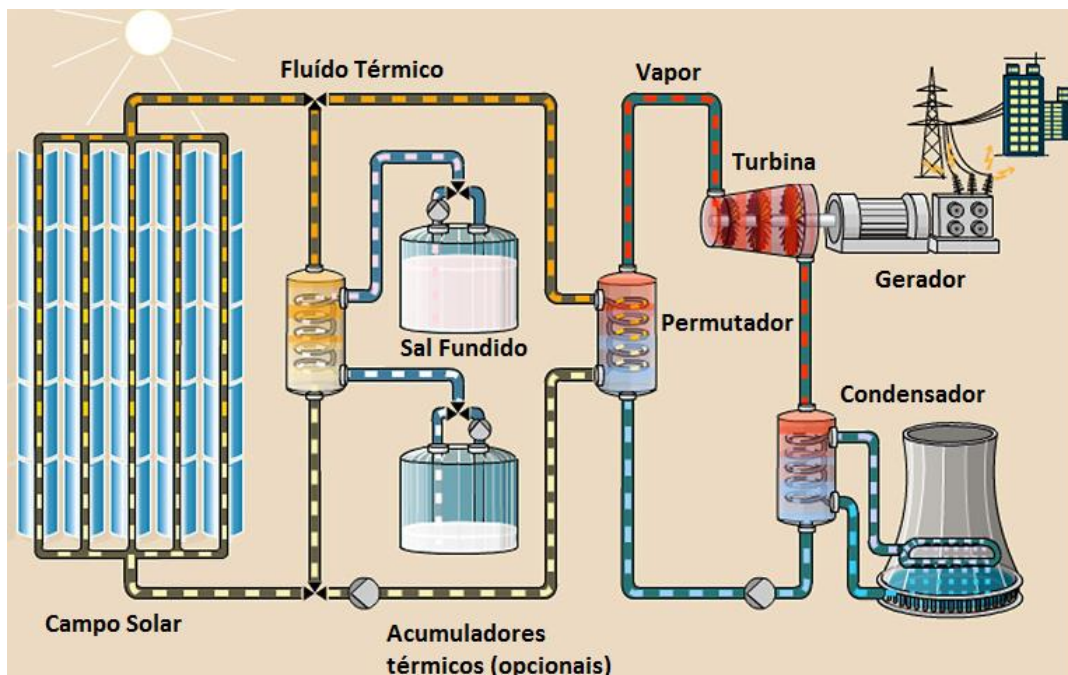


Figura 10 – Esquema de funcionamento de uma central CSP com Concentradores Lineares Parabólicos e armazenamento de energia  
Fonte: Adaptada de [32]

O campo colector compreende vários canais em colunas paralelas alinhados segundo o eixo Norte-Sul. Esta configuração permite seguir o Sol de Este para Oeste durante o dia para garantir que o Sol é continuamente focado. Durante os meses de verão, estas centrais podem funcionar tipicamente entre 10 a 12 horas por dia. Apesar desta solução tecnológica ser normalmente utilizada na produção de energia eléctrica, pode também ser integrada em centrais de ciclo combinado, aumentando o rendimento térmico da central.

A tecnologia CSP com concentradores lineares parabólicos é a mais usada comercialmente e com mais provas dadas, devendo-se o sucesso ao actual funcionamento de várias centrais de grande escala, estando as primeiras ainda em operação desde 1984 [7]. Não obstante o sucesso já alcançado, ainda não se atingiu o final da curva de aprendizagem desta tecnologia. A investigação e desenvolvimento em

curso deverão permitir uma melhoria considerável nas estruturas, melhorando a precisão óptica e ao mesmo tempo reduzir o peso e o custo. Os tubos receptores da próxima geração também poderão reduzir as perdas térmicas e ao mesmo tempo aumentar a fiabilidade. Os aperfeiçoamentos no meio de transferência de calor deverão igualmente permitir o aumento da temperatura de operação e do rendimento. O armazenamento térmico poderá aumentar o número de horas anuais de operação, reduzindo assim os custos de produção.

As unidades comerciais usam habitualmente óleo sintético como meio de transferência de calor. Existem actualmente em desenvolvimento unidades com geração directa de vapor com tubos de absorção, eliminando a necessidade de um meio de transferência e usando também sal fundido, aquecido e enviado directamente para o tanque acumulador. O sal tem melhores características para acumulação de energia térmica e permite ao aumento da temperatura até 540°C [9].

Esta tecnologia é já relativamente madura sendo, portanto, a tecnologia preferida para as aplicações comerciais nos actuais projectos de centrais para ligação à rede na Europa, EUA e outros continentes. Actualmente a potência média das centrais é de 50 MW. No entanto, antecipa-se uma grande redução do custo com o aumento da capacidade da central. Estima-se que as centrais com reflector parabólico linear tenham em 2025, em média, 500 MW [6].

O sistema de reflector parabólico linear tem as seguintes vantagens:

- Está disponível comercialmente – no ano de 2010 havia 1220 MW instalados e já gerou mais de 10000 GWh de energia eléctrica [9];
- Permite temperaturas de operação potencial superior a 500°C (400°C comercialmente provados) [10];
- Rendimento provado comercialmente de 14% da conversão solar para saída eléctrica [10];
- Investimento e custos de operação e manutenção comercialmente provados;
- Modularidade e melhor uso do terreno;
- Menor necessidade de materiais;
- Conceito híbrido provado;
- Capacidade para integrar armazenamento térmico.

Também há desvantagens:

- A utilização de um meio de transferência de calor baseado em petróleo, restringe a temperatura de operação a 400°C, resultando em qualidade do vapor moderada e uma diminuição da eficiência da turbina de vapor;
- Disponibilidade de terra e necessidade de água.

### 2.3.2 Torre Solar

No sistema torre solar existem um conjunto de helióstatos, superfícies espelhadas que seguem o sol, que actuam como colectores solares, concentrando a radiação solar num receptor central localizado no topo da torre. Os helióstatos podem ter uma área de 20 a 200 m<sup>2</sup> [5]. A torre central é um permutador de calor (receptor), onde a energia é transferida para um fluido térmico. Este é opcionalmente armazenado e finalmente passado para um sistema de conversão da energia térmica em eléctrica, através do ciclo de vapor, como podemos ver no esquema da figura 11.

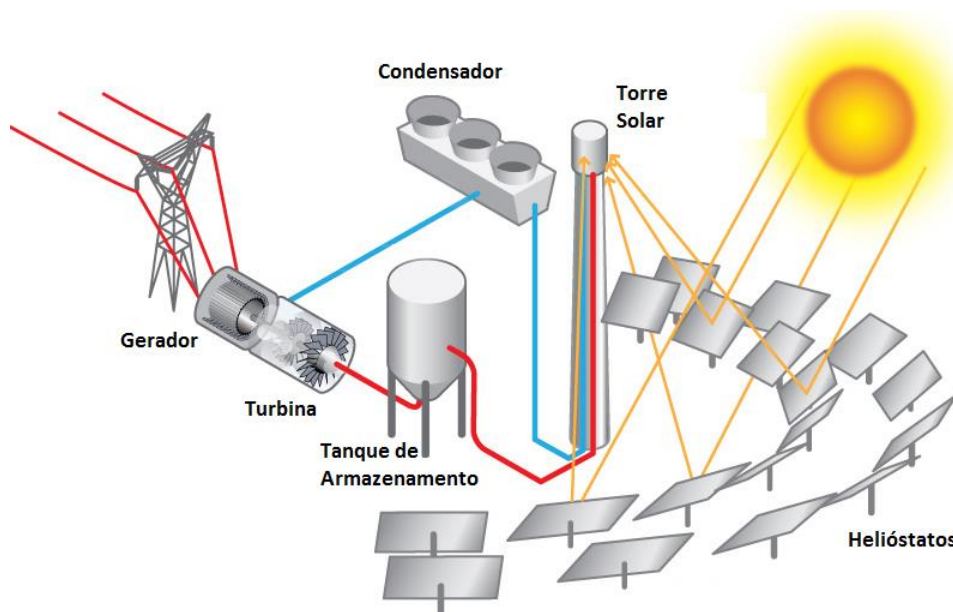


Figura 11 – Esquema de funcionamento da Torre Solar na central *Gemasolar* em Espanha  
Fonte: Adaptada de [34]

O receptor é uma estrutura porosa que actua como absorvedor de energia. É habitualmente posicionado dentro de uma cavidade dentro da torre. O ar dentro da estrutura movimenta o calor através de um permutador de tubos.

O fluido térmico pode ser água/vapor, nitrato de sal fundido, metais líquidos ou ar. No caso de se utilizar sal fundido, o líquido a 290°C é bombeado de um tanque de armazenamento a frio até ao receptor, onde é aquecido até 565°C e depois para um tanque de armazenamento a quente [9]. Quando é necessária a produção de energia eléctrica, o sal fundido quente é bombeado para um sistema de geração de vapor, que produz vapor sobreaquecido para um sistema convencional de turbina e gerador. Do gerador de vapor, o sal é devolvido para o tanque de frio, onde é armazenado e eventualmente reaquescido no receptor.

Na figura 12 é ilustrado um exemplo de uma central de torre solar, com os helióstatos a reflectir os raios solares para o receptor.



Figura 12 – Vista lateral da central de torre solar em Almeria, Espanha  
Fonte: [34]

A tecnologia da torre solar pode ser também integrada numa central de ciclo combinado para aumentar o rendimento total, sendo adicionada à produção fóssil. O vapor do gerador solar é misturado com o vapor resultante do combustível fóssil do recuperador de calor antes de entrar na turbina. Em geral, nesta instalação híbrida, a produção solar contribui com 10 a 25% da produção de energia anual. A contribuição da produção solar aumenta, à medida que se aumenta a armazenagem de energia térmica [6].

Esta tecnologia é a que permite mais eficazmente o armazenamento da energia térmica e consequentemente produção de energia eléctrica, a ser usada em pico de consumo. Permite uma elevada concentração da radiação solar por um factor superior a 600, atingindo temperaturas de 500°C para ciclo de vapor [3]. Estas centrais são vocacionadas para sistemas de geração de energia eléctrica ligados à rede e tem

potências instaladas habitualmente entre 10 a 50 MW, apesar de existirem centrais com potências superiores. Necessitam de uma grande área para serem eficientes. Não são modulares e não podem ser construídas em pequena escala [7].

A central *Solar One* no deserto Mojave nos EUA foi pioneira nesta tecnologia. Tinha uma capacidade de 10 MW de electricidade, usando 1.818 helióstatos com 40 m<sup>2</sup> cada. Produziu mais de 39 milhões de kWh entre 1982 e 1988 [11]. Esta central foi actualizada em 1996 passando a chamar-se *Solar Two*, onde se passou a usar sal fundido para transferência de calor e armazenamento térmico. Foi assim possível produzir energia eléctrica em dias nebulosos e durante a noite. Com esta central foi possível entregar energia à rede até 3 horas após o por do sol. Foi depois do sucesso alcançado com estas centrais que se construíram centrais com a mesma tecnologia em Espanha e outros países.

Os investigadores estão confiantes que podem atingir capacidades na ordem dos 200 MW em centrais de torre solar. As unidades comerciais podem ter quatro vezes o tamanho da *Solar Two*, (40 MW) com armazenamento para garantir 15 MW, 24 horas por dia. A utilização do nitrato de sal para armazenamento permite a produção em períodos em que não há sol. O factor de carga anual da central pode chegar a 65% [3].

O sistema com torre solar permite uma redução no custo de produção de electricidade quando comparado com concentradores parabólicos lineares. Isto deve-se ao facto da torre solar atingir temperaturas mais elevadas, resultando num ciclo de vapor mais eficiente. Devido à elevada concentração solar e altas temperaturas, este sistema pode também ser associado com turbinas a gás, operando a temperaturas superiores a 1000°C.

Os helióstatos representam a quota do investimento mais elevado. Estão a ser desenvolvidos esforços para melhorar as suas propriedades ópticas, estrutura e controlo.

Actualmente constroem-se centrais de torre com potências médias de 50 MW. Anticipa-se uma redução do custo com o aumento da capacidade da central e estima-se que estas centrais tenham em 2025, em média, 200 MW [6].

### **2.3.3 Concentrador Linear com reflector *Fresnel***

A tecnologia é também conhecida por CLFR (*Compact Linear Fresnel Reflector*). O sistema de concentradores com reflector *Fresnel* usa espelhos estreitos e longos, com

superfície plana ou com pequena curvatura, que reflectem os raios solares para um receptor colocado acima dos reflectores, como mostra a figura 13.

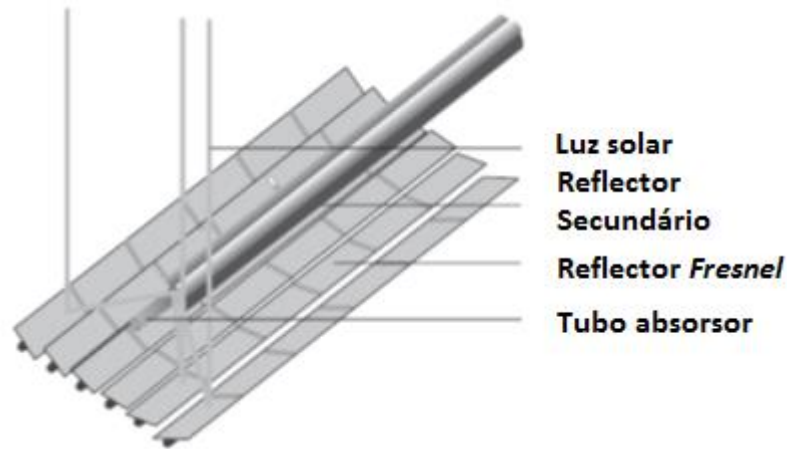


Figura 13 – Concentradores lineares com reflector Fresnel

Fonte: [5]

Este sistema tem um custo mais baixo de que os concentradores parabólicos lineares. Podem ser usados espelhos planos de baixo custo. O elemento absorvedor é estacionário, logo não são necessários elementos de união flexíveis. Este sistema é ilustrado na figura 14. O sistema pode também ser configurado com mais do que um elemento absorvedor e usar espelhos dedicados a algumas horas do dia. Isto vai aumentar a optimização no uso da área do solo. No entanto, devido à superfície plana dos espelhos, haverá maior perda óptica, tendo este sistema uma redução de 20 a 30% na produção anual, comparando com os concentradores parabólicos lineares [3].



Figura 14 – Concentradores lineares com reflector *Fresnel* (Plataforma Solar de Almería)

Fonte: [34]

A tecnologia com reflectores *Fresnel* é, portanto, uma opção para reduzir o investimento inicial da instalação, em detrimento do rendimento óptico. Existem instalações protótipo com esta tecnologia, mas os resultados de operação ainda não se encontram publicados.

Apesar dos concentradores lineares com reflector *Fresnel* não serem considerados a solução comercial mais habitual, foi a tecnologia considerada no projecto CSP de Tavira, no Algarve. Um dos pontos fortes desta central era o seu baixo custo por unidade de potência comparando com as restantes tecnologias até aqui apresentadas. Podia ter um custo de 2,8 EUR/W e funcionaria a vapor saturado 250°C apenas necessitando de 1,2 ha/MW de espaço para a instalação [12].

### 2.3.4 Prato Parabólico de *Stirling*

No sistema de prato parabólico, existe um prato com superfície espelhada que reflecte e concentra a radiação para o receptor, de forma a atingir as temperaturas requeridas para converter eficazmente o calor em trabalho. O receptor pode ser um motor *Stirling* ou um depósito localizado no ponto de focagem da parábola, como mostra a imagem na figura 15.



Figura 15 – Prato parabólico *Stirling* tipo *Eurodish*  
Fonte: [34]

O prato, que mais especificamente é referido como concentrador, é o componente solar primário do sistema. Colecta a energia que vem directamente do sol e concentra-a numa pequena área. O feixe de radiação resultante tem uma elevada percentagem da potência solar que chega ao prato, mas está concentrada para poder ser usada mais eficazmente.

Os espelhos de vidro reflectem cerca de 90% da radiação incidente [10], são relativamente baratos, podem ser limpos e têm uma vida útil elevada em ambiente externo. A radiação solar concentrada é absorvida pelo receptor e transferida para um motor térmico. Os pratos seguem o sol segundo dois eixos, azimute e altura, sendo assim um sistema colector muito eficiente, pois estão sempre orientados na direcção do sol. O prato parabólico tem a mais elevada eficiência de conversão solar-eléctrico de todos os sistemas CSP, atingindo 30% [1].

A relação de concentração deste sistema varia normalmente entre 600 e 2000, permitindo atingir temperaturas superiores a 1500°C [3]. A unidade de conversão de energia inclui o receptor térmico e o motor/gerador. O receptor térmico absorve o feixe concentrado de energia solar, convertendo-o em calor e transferindo o calor para o gerador/motor. O receptor é normalmente constituído por tubos com um fluido de refrigeração, usualmente hidrogénio ou hélio, que serve de meio de transferência de calor.

O sistema motor/gerador usa o calor do receptor para a produção de energia eléctrica. O tipo mais comum de motor usado é o *Stirling*, que usa o calor provido por uma fonte exterior para mover os pistões e gerar energia mecânica. O trabalho mecânico na forma de rotação do motor é usado para accionar o gerador e produzir energia eléctrica.

A sua modularidade permite a sua utilização individual para aplicações remotas ou agrupada para alimentar pequenos aglomerados populacionais. Habitualmente a dimensão dos pratos parabólicos varia entre os 5 e 15 metros de diâmetro e a potência individual de 5 a 50 kW. O tamanho dos colectores está limitado devido à carga aplicada pelo vento [7].

O facto de serem rapidamente instalados e modulares, a tecnologia dos pratos parabólicos torna-se atractiva para aplicações de micro-geração ligadas à rede. A instalação de vários módulos pode ser agrupada para formar uma central com a potência pretendida. Contudo, este sistema não tem capacidade de armazenagem.

Esta tecnologia tem uma inerente capacidade para operar em sistemas híbridos, com a utilização de um queimador adicional de gás natural no mesmo equipamento de conversão de potência.

Normalmente o fluido de transferência de calor para o motor é hidrogénio ou hélio. O meio de transferência de calor poderá ser um permutador de tubos, onde circula o fluido térmico. Este permutador está localizado no receptor solar.

Os discos parabólicos solares tem uma aplicação em países em desenvolvimento, especialmente em áreas remotas, longe da passagem de energia eléctrica. Também tem o seu campo de aplicação acoplada a bombas de água ou sistemas de arrefecimento.

À data deste trabalho os discos parabólicos estão em funcionamento em regime de micro-geração, alimentação remota ou em protótipo para estudo e recolha de dados. O custo por unidade de energia ainda é superior às tecnologias de grande escala como os concentradores parabólicos lineares e torre solar. Apesar do conceito termodinâmico ser simples, os motores *Stirling* tem um custo alto para garantir uma elevada fiabilidade e requerem manutenção.

No entanto, este sistema já demonstrou com sucesso que podem produzir electricidade durante longos períodos de tempo. A barreira inicial mais importante é o custo, que poderá ser reduzido ao longo do tempo com o aumento da capacidade de produção e procura no mercado.

## **2.4 Armazenamento de Energia Térmica em Centrais CSP**

As centrais CSP permitem a produção de energia eléctrica limpa e utilizam uma fonte renovável. A acumulação de energia térmica permite a estas centrais recolher energia durante o dia e usar essa energia mais tarde ou mesmo no dia seguinte de acordo com as necessidades.

Como sabemos, a energia eléctrica proveniente de fontes renováveis é pouco despachável. Salienta-se a excepção da energia hídrica, em que a acumulação de energia potencial numa albufeira a torna mais flexível. Nas centrais CSP este problema pode ser parcialmente ou totalmente resolvido com a acumulação de energia térmica.

Em Portugal verifica-se uma quota de contribuição de energia eólica de cerca de 30% da potência total instalada [13]. Com a introdução da energia solar térmica e fotovoltaica são criadas novas necessidades de integração com as centrais tradicionais existentes. Estes tipos de energia são de fonte variável e não constante, o que faz que a energia

eléctrica seja apenas produzida quando a fonte (vento e sol) está disponível, como se pode verificar na figura 16. O facto anteriormente relatado dificulta os cálculos de previsão de potência disponível e pode introduzir erros nas estimativas. Um problema adicional é que não se pode pedir energia a estas centrais quando se necessita, já que a energia não é despachável. Isto exige maior controlo nas centrais tradicionais.

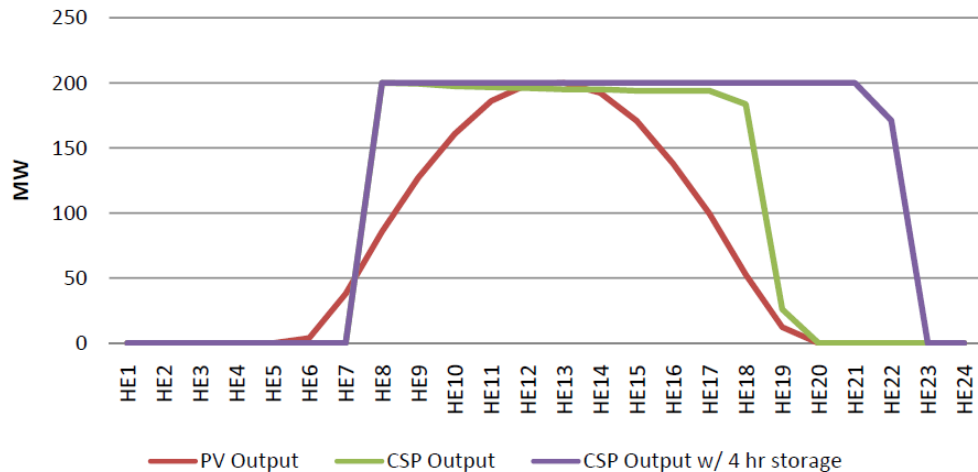


Figura 16 – Exemplo do perfil de produção de centrais CSP sem armazenamento, com armazenamento e central PV

Fonte: [4]

As centrais CSP com acumulação térmica têm a capacidade de reduzir a variabilidade da produção e permitem ainda ser usadas quando existe necessidade por parte da rede. As centrais CSP convencionais sem acumulação térmica tem um maior impacto no balanço energético da rede no momento de arranque e paragem, ou seja, quando o sol nasce e se põe.

No seu conceito básico, a acumulação de energia térmica em centrais CSP consiste num método de recolha, um reservatório e um fluido térmico, como é ilustrado na figura 17. Nas aplicações actualmente em uso o fluido térmico de acumulação pode ser óleo ou sal fundido, sendo este último mais habitualmente usado.

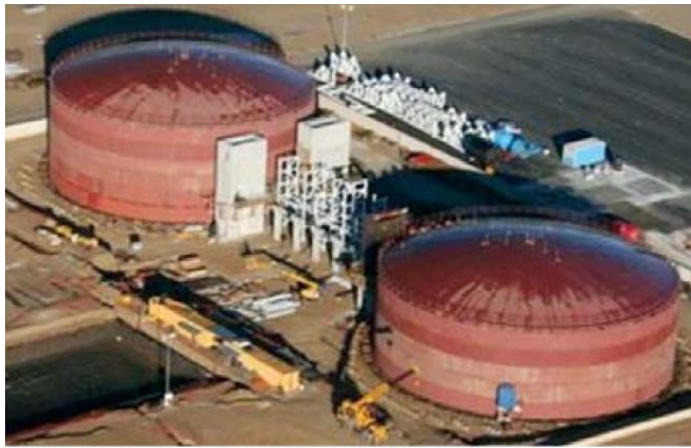


Figura 17 – Ilustração de uma central CSP com tanques acumuladores térmicos  
Fonte: [6]

Dependendo do tipo de central e desenho do sistema, o fluido térmico de acumulação poderá ser também o fluido térmico de transporte ou poderá ainda ser usado um permutador de calor entre os dois fluidos, como se verifica na figura 18.

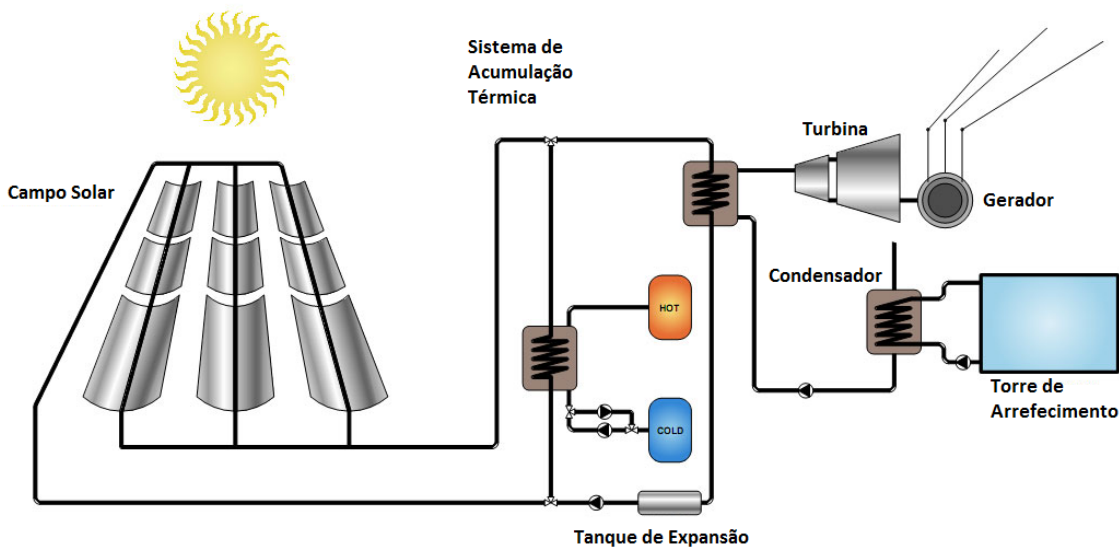


Figura 18 – Esquema de funcionamento de um sistema de acumulação térmica  
Fonte: [35]

Habitualmente o fluido usado para acumulação não é a água mas sim outra substância. Neste caso, o fluido térmico tem que passar por um permutador de calor para transferir a energia térmica para a água para gerar vapor para a turbina. O uso do permutador produz uma ineficiência térmica, já que há perdas de calor no processo, mas, ao mesmo tempo, permite a acumulação de fluido a elevada temperatura em simultâneo com o funcionamento da central. Este fluido não precisa de ser usado para a geração de vapor nesse momento, sendo usado mais tarde.

A capacidade de acumulação de energia térmica de uma central CSP representa a energia total armazenada e é tecnicamente representada em MWh-t. Esta capacidade energética também pode ser definida em MWh-e, que contém no seu cálculo o valor do rendimento de transformação para energia eléctrica. Contudo, a capacidade de acumulação é mais habitualmente expressa em horas, que representa o tempo em que a central pode operar sem sol. Por exemplo, uma central CSP com potência 200 MW e 2 horas de acumulação tem 400 MWh de armazenamento [14].

O uso de acumulação térmica nas centrais CSP elimina as interrupções na produção que resultam da intermitência da fonte solar. A acumulação permite também desviar a potência disponível para os períodos de maior consumo e aumenta assim a flexibilidade do sistema energético que é muito importante na rede eléctrica.

Basicamente a combinação de energia acumulada com a turbina a vapor vai permitir a central CSP ter funcionalidades de balanço de débito de energia, protecção contra contingências do sistema e distribuição adequada do fornecimento.

Quando a contribuição da energia eléctrica solar é pequena, o pico do débito poderá coincidir com o pico de consumo. Contudo, se o número de centrais solares aumenta, a contribuição vai-se concentrar toda no mesmo período, podendo não coincidir com os momentos de consumo. A acumulação de energia térmica e possibilidade de a usar mais tarde vai equalizar esta distribuição na medida em que se pode gerar energia eléctrica depois do sol se pôr e nas horas de mais necessidade.

Logo, o uso de acumulação térmica nas centrais CSP vai aumentar a qualidade do fornecimento, permitir o controlo da frequência eléctrica, controlo de voltagem, controlo do débito e o fornecimento nos períodos de início de funcionamento das centrais, que actualmente é feito com débito de centrais térmicas.

Como foi já referido, as duas tecnologias CSP predominantes no mercado mundial são o concentrador parabólico e a torre solar, estando as outras tecnologias em desenvolvimento ou sendo usadas a uma escala muito pequena. Estas duas tecnologias permitem a instalação de sistemas de acumulação térmica.

A acumulação térmica vai aumentar o factor de carga da central. Dados disponíveis permitem concluir que o investimento neste sistema é viável, uma vez que as centrais

com acumulação térmica tem menores custos por unidade de energia eléctrica produzida, assim como menores custos operacionais, uma vez que o custo fixo se mantém para um maior débito anual de energia [9].

Resultados obtidos nos EUA em análises comparativas entre CSP com e sem acumulação térmica permitem afirmar que o rendimento económico em CSP com acumulação pode ter um valor incremental de 9 a 17 USD/MWh, e que os resultados financeiros da central podem aumentar entre 2 a 7% [15].

Habitualmente o controlo energético da rede eléctrica é feito com a entrada ou desligamento de centrais despacháveis como a hidroeléctrica, GN ou carvão ou mesmo com a importação/exportação de energia. Estas reservas controláveis vão permitir acomodar as flutuações de consumo e garantir um débito mesmo em condições de pico de consumo ou falhas localizadas. Algumas centrais eólicas ou fotovoltaicas não são controladas pela rede, estando sempre a debitar energia eléctrica. Um sistema de controlo nestas centrais pode representar um elevado investimento.

A tecnologia CSP com acumulação térmica tem a capacidade de reduzir o impacto operacional e ser usado pelo operador de uma forma flexível. Além disso, a energia acumulada continua a ser de fonte renovável, ao contrário das centrais CSP híbridas, onde o GN é usado quando necessário.

Está actualmente em construção nos EUA uma central CSP do tipo concentrador parabólico com sistema de acumulação térmica, com potência de 250 MW e capacidade de armazenamento de 6 horas de funcionamento. Há ainda em construção centrais de torre solar, com potência de 150 MW e capacidade de funcionamento de 8 a 10 horas após o sol se pôr [15].

Em Espanha foi construída a central de demonstração *Gemasolar* com uma potência de 19 a 20 MW. Esta central tem uma capacidade de armazenamento de 15 horas com sal fundido. Opera 6500 horas por ano com um factor de carga de 74% [9].

## **2.5 Comparação das Tecnologias Disponíveis**

Na tabela 1 é apresentado um resumo comparativo das principais tecnologias CSP – Concentradores Parabólicos Lineares, Torre Solar, Concentrador Linear com reflector *Fresnel* e Prato Parabólico de *Stirling*.

---

As tecnologias apresentam diferenças significativas nos aspectos técnicos e económicos, mas também na despachabilidade e maturidade.

As centrais com concentradores parabólicos lineares são as mais usadas, quer comercialmente quer em projecto, mas ainda não podem ser consideradas tecnologia madura. Melhorias no desempenho e custo de operação são ainda possíveis e expectáveis num futuro próximo. Quase todas as centrais em funcionamento com concentradores parabólicos não têm sistema de armazenamento térmico. De todas as tecnologias, estas são as que representam menor risco.

As centrais com torre solar começam agora a ser implementadas comercialmente e tem um potencial significativo para reduzir o capital de investimento e melhorar o desempenho. Existe um grande interesse na operação das torres solares a alta temperatura com o uso de sal fundido, já que aumenta o rendimento do ciclo de vapor e reduz o custo de produção. Tanto o fluido térmico de transferência como armazenamento são os mesmos, pelo que o desempenho da armazenagem térmica aumenta, e com isto as potencialidades de funcionamento após o pôr-do-sol.

Ambas as tecnologias oferecem uma oportunidade de desenvolvimento da indústria local com o fabrico dos componentes. A implementação das centrais vai promover a criação de postos de trabalho e estimular a economia.

	Concentradores Parabólicos Lineares	Torre Solar	Concentrador Linear com reflector Fresnel	Prato Parabólico de Stirling
Potência típica [MW]	10 a 300	10 a 200	10 a 200	0,01 a 0,025
Maturidade da tecnologia	Provado comercialmente	Tecnologia provada, em piloto comercial	Apenas pilotos	Projectos de demonstração
Temperatura de operação [°C]	350 a 550	250 a 565	390	550 a 750
Rendimento da central [%]	14 a 20	23 a 35	18	30
Rendimento solar anual (solar para eléctrico) [%]	11 a 16	7 a 20	13	12 a 25
Factor de carga anual [%]	25 a 38 (com acum. 7h) 29 a 43 (sem acum.)	25 a 38 (com acum. 10h)	22 a 24	25 a 28
Concentração solar	70 a 80 X	> 1000 X	> 60 X	> 1300 X
Receptor / Absorvor	Móvel, acompanha colector	Fixo	Fixo	Móvel, acompanha colector
Sistema de acumulação	Sim	Sim	Não	Não
Possibilidade de complementar central térmica (hibridização)	Sim	Sim	Sim	Não
Despachabilidade	Alta com acumulação	Alta	Média	Baixa
Ciclo	Vapor sobreaquecido, Rankine	Vapor sobreaquecido, Rankine	Vapor saturado, Rankine	Stirling
Condições do vapor	380 a 540 °C 100 bar	540 °C 100 a 160 bar	260 °C 50 bar	N.A.
Requisito de água [m <sup>3</sup> /MWh]	3 (arrefecimento húmido) 0,3 (arrefecimento seco)	2 a 3 (arrefecimento húmido) 0,25 (arrefecimento seco)	3 (arrefecimento seco) 0,2 (arrefecimento húmido)	0,1 para lavagem dos colectores

Tabela 1 – Resumo comparativo das principais tecnologias CSP

## 2.6 Energia Solar Eléctrica em Portugal

Em Portugal é produzida electricidade proveniente de energia solar apenas através da tecnologia fotovoltaica (PV) e estações de micro-geração. No país não é produzida energia eléctrica proveniente de energia solar térmica.

Existem centrais PV com potências superiores a 10 MW, como a central de Moura, localizada no concelho de Moura perto da vila da Amareleja (46 MW, 93 GWh) e a central Hércules, localizada na freguesia de Brinches do concelho de Serpa (11 MW, 21 GWh) [13]. Existem ainda outras centrais solares PV em Serpa, Parque Solar de Almodôvar (2,15 MW) e da Central Solar de Ferreira do Alentejo (1,8 MW), entre outras.

Em 2008 houve um projecto para construir a primeira central solar térmica do País, em Tavira. Este projecto, que utilizaria uma tecnologia da australiana *Solar Heat and Power*, teve luz verde da DGEG. Um ano depois foi-lhe atribuída uma tarifa especial, uma vez que os diplomas para produção de electricidade a partir de fontes renováveis não contemplavam esta solução tecnológica. A central foi desenhada para uma potência de 6,5 MW, estimando-se que viesse a produzir anualmente 12,8 GWh.

O consórcio pretendia implantar uma tecnologia que consiste na disposição de espelhos quase planos, de modo a criar uma forma parabólica, conceito de óptica de *Fresnel*. Esta técnica permitiria reduzir custos com a concentração da radiação solar, evitando a construção de uma parábola em grande escala. A radiação solar seria transformada em vapor, para ser usado na produção de electricidade através de turbinas. O projecto foi abandonado [12].

O governo promoveu em 2009 o desenvolvimento tecnológico em Portugal para o aproveitamento do potencial solar do país através da publicação do Despacho nº 18838/2009 da DGEG, de 14 de Agosto, estabeleceu período para a apresentação de Pedidos de Informação Prévia (PIP) para ligação à rede de sistemas de concentração para produção de electricidade solar por solar fotovoltaico de concentração (CPV) e solar termoelétrico de concentração (CSP) [16].

Na tecnologia CSP foram consideradas as seguintes potências e limitações:

- 4,5 MW (5,5 MW) para a tecnologia disco parabólico *Stirling* em sistemas com uma potência máxima de 1,5 MW;
- 24 MW para as restantes tecnologias CSP (cilindro parabólico, *Fresnel* linear, receptor central de torre), em sistemas com uma potência máxima de 4 MW.

Neste contexto, visando a construção de sistemas de demonstração tecnológica, com ligação ao Sistema Científico e Tecnológico Nacional, foi prevista a ligação à rede de um total de 28,5 MW com sistemas CSP.

Como se resume na tabela 2, dos 87 PIP apresentados, 15 foram seleccionados, sendo 10 relacionados com o CSP.

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

Tabela 2 – Resultados PIP CSP, projectos seleccionados  
Fonte: [31]

## 2.7 Capacidade Instalada e Projecções para o CSP

No final do ano de 2010 havia 1229 MW de capacidade total global instalada com centrais CSP em operação comercial. Destas, 749 MW estavam instalados em Espanha, 509 MW nos EUA e 4 MW na Austrália [3]. Em 2009 o investimento em energias solares representou 53% do total investido em energias renováveis, como se verifica na figura 19.

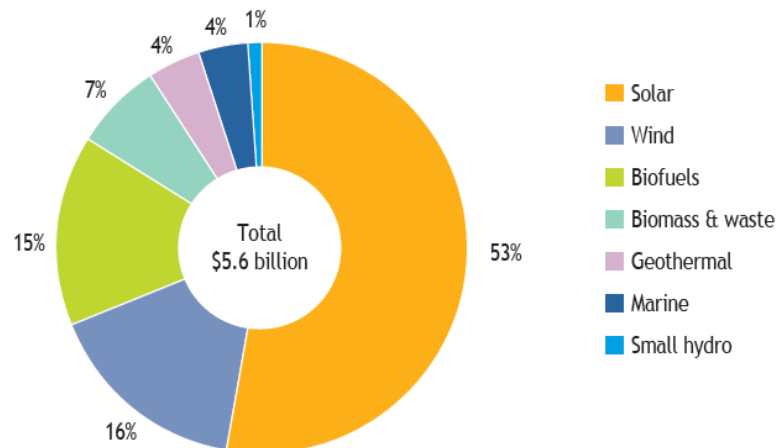


Figura 19 – Investimento global total por tipo de energia em 2009  
Fonte: [22]

Em Março de 2012 a capacidade global aumentou para 1,9 GW. Espanha continua a dominar este mercado, seguindo-se os EUA [6]. Estes países dominam a quota de CSP global com 90% do total instalado [17]. Este domínio deve-se aos incentivos atractivos dados pelos respectivos governos. Em Espanha o governo definiu tarifas de compra e nos EUA foram especificadas normativas e requisitos para as energias renováveis e incentivos fiscais. Estes países têm também uma elevada incidência solar, além da vantagem de haver área de terreno disponível e barato.

Actualmente existem dezenas de centrais CSP em construção e mais de 20 GW de capacidade projectados ao nível mundial [18]. Da capacidade total instalada globalmente com CSP, 94% é com tecnologia de concentradores parabólicos lineares. A torre solar tem uma capacidade instalada de 70 MW [3].

Apesar da capacidade instalada ser ainda limitada, estima-se que a capacidade global do CSP cresça até aos 147 GW em 2020 [18]. O interesse demonstrado no CSP por alguns países é grande e há vários estudos de viabilidade a ser elaborados, com o objectivo de se transformarem em projectos.

Estima-se também que esta capacidade seja construída nos EUA, África e Médio Oriente. As estimativas para 2030 são para uma capacidade global de 337 GW e de 1089 GW em 2050 [18]. Por exemplo, em Espanha existem actualmente 873 MW de centrais CSP em construção e 271 MW em projecto [6].

Uma forma de estimar o desenvolvimento do CSP é através do esforço que está a ser feito na I&D. O campo da energia solar representa mais de metade do investimento total em energias renováveis [18]. Este indicador, por si, diz-nos que nos próximos anos alcançar-se-ão avanços tecnológicos, redução de custos e implementação massiva nesta área. Este valor contém também o PV.

### 3 Enquadramento Energético em Portugal

Com o objectivo de analisar a viabilidade do CSP em Portugal e propor estratégias para a sua promoção, é importante observar de perto a situação energética em Portugal, assim como o seu potencial para a energia solar, já abordado no capítulo 2. Este capítulo inclui uma visão geral sobre a produção e consumo de energia eléctrica em Portugal, bem como uma previsão do futuro.

Existem diferentes tipos de energias renováveis, como a hídrica, solar, eólica, biomassa, geotérmica, ondas, etc. Cada um tem as suas aplicações, bem como vantagens e desvantagens. Uma mistura bem equilibrada destes tipos pode assegurar o fornecimento de energia no país e até mesmo substituir as fontes de energia eléctrica de origem fóssil.

Em Portugal a produção de electricidade está aberta à concorrência e tem dois regimes legais:

- PRO – Produção em Regime Ordinário, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos;
- PRE – Produção em Regime Especial, relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis.

O sector PRE tem revelado uma evolução muito significativa nos últimos anos.

Considera-se produção em regime especial (PRE) a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade. [19]

No quadro legal vigente é considerada PRE a produção de energia eléctrica com base:

- Em recursos hídricos para centrais até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW;
- Através de um processo de cogeração.

A energia solar térmica de concentração, por definição, encaixa dentro do PRE.

A definição da política energética em Portugal é da responsabilidade do Governo, nomeadamente através da DGEG, pelo que, no domínio da produção em regime especial, a energia eléctrica vendida pela PRE, e que o comercializador de último recurso (CUR) é legalmente obrigado a adquirir, é remunerada de acordo com o estabelecido em diplomas específicos aprovados pelo Governo. Em resultado das políticas incentivadoras deste tipo de produção, este sector tem revelado uma evolução muito significativa nos últimos anos.

Em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem a necessidade de acompanhar a evolução da PRE por diversos motivos, designadamente pelos custos induzidos nas tarifas, pela sua influência na formação dos preços do mercado, pelo impacte no planeamento e exploração das redes eléctricas e para efeitos de rotulagem de energia eléctrica, matérias sobre as quais detém competências atribuídas legalmente [19].

### **3.1 Potência Eléctrica Instalada em Portugal**

A energia produzida nas centrais é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição, as quais as veiculam até às instalações dos consumidores.

Uma percentagem muito elevada da produção de electricidade em Portugal é de origem térmica. Recentemente tem vindo a aumentar a produção em regime especial, a partir de aproveitamentos eólicos, centrais mini-hídricas, bem como a partir da combustão de biomassa, biogás e até mesmo com centrais solares fotovoltaicas. De todas as fontes renováveis, os aproveitamentos eólicos em PRE e os hídricos em PRO são os que maior fatia representam na produção de electricidade. A restante energia é obtida por importação através das interligações com a rede espanhola.

No final de 2011 a potência instalada nas centrais de PRO era de 12387 MW e em PRE era de 6853 MW, como se pode verificar na tabela 3.

<b>Produção em Regime Ordinário</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Centrais Hidroelétricas	4980	4578
Centrais Térmicas Carvão, Fuel, Gasóleo	3577	3577
Centrais Térmicas Gás Natural	3829	3829
Potência Instalada Total PRO [MW]	<b>12386</b>	<b>11984</b>

<b>Produção em Regime Especial</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Hidráulica	416	414
Térmica	1974	1787
Eólica	4308	3855
Fotovoltaica	155	123
Energia das Ondas	0	0
Potência Instalada Total PRE [MW]	<b>6853</b>	<b>6179</b>

Tabela 3 – Potência instalada em Portugal em 2011 e 2012  
Fonte: Adaptada de REN

Existem em Portugal nove centrais eléctricas cujo combustível é de origem fóssil: carvão, fuelóleo, gasóleo e gás natural, as quais são apresentadas na tabela 4.

<b>Centrais</b>	<b>Localização</b>	<b>Ano entrada em Serviço</b>	<b>Potência instalada [MW]</b>	<b>Combustível</b>
Tapada do Outeiro	Gondomar	1998	990	Gás natural
Lares	Figueira da Foz	2009	826	Gás natural
Pego	Abrantes	1993	576	Carvão
Pego C.C.	Abrantes	2010	837	Gás natural
Carregado	Alenquer	1968	710	Fuelóleo/Gás natural
Ribatejo	Alenquer	2003	1176	Gás natural
Setúbal	Setúbal	1979	946	Fuelóleo
Sines	Sines	1985	1180	Carvão
Tunes	Silves	1973	165	Gasóleo
<b>Total</b>			<b>7407</b>	

Tabela 4 – Lista de Centrais Termoelétricas PRO ligadas à rede nacional  
Fonte: Adaptada de REN

Existem em funcionamento 36 centrais hidroelétricas em Portugal, totalizando uma potência instalada de aproximadamente 4,2 GW, conforme se constata na tabela 5.

Nome da Barragem	Bacia Hidrográfica	Distrito	Ano Construção	Potência Instalada (MW)	Produção Anual (GWh)
Alto-Lindoso	Lima	Viana do Castelo	1992	630	948
Miranda	Douro	Bragança	1961	390	1036
Agueira	Mondego	Coimbra	1981	270	210
Alqueva	Guadiana	Beja	2002	240	269
Valeira	Douro	Viseu	1975	216	801
Bemposta	Douro	Bragança	1964	210	1086
Carrapatelo	Douro	Porto	1972	210	871
Pocinho	Douro	Guarda	1982	186	534
Picote	Douro	Bragança	1958	180	1038
Régua	Douro	Vila Real	1973	156	738
Torrão	Douro	Porto	1988	146	228
VenNova	Cávado	Vila Real	1951	144	389
Castelo Bode	Tejo	Santarém	1951	139	390
Fratel	Tejo	Portalegre	1973	130	348
Vilarinho das Furnas	Cávado	Braga	1972	125	225
Crestuma-Lever	Douro	Porto	1985	108	367
Cabril	Tejo	Castelo Branco	1954	97	301
Belver	Tejo	Portalegre	1952	81	176
Alto Rabagão	Cávado	Vila Real	1964	68	97
Vilar	Douro	Viseu	1965	64	148
Caniçada	Cávado	Braga	1955	60	346
Paradela	Cávado	Braga	1956	54	256,7
Bouçã	Tejo	Leiria	1955	50	157
Salamonde	Cávado	Braga	1953	42	232
Pracana	Tejo	Santarém	1950	40	62
Santa Luzia	Tejo	Coimbra	1942	32	55
Caldeirão	Mondego	Guarda	1993	32	45
Varosa	Douro	Viseu	1976	25	60
Touvedo	Lima	Viana do Castelo	1993	22	67
Queimadela	Ave	Braga	1993	20	45
Pedrogão	Guadiana	Beja	2005	10	45
Senhora Monforte	Douro	Guarda	1993	10	33
Bouçais-Sonim	Douro	Vila Real	2004	10	30
Vale Rossim	Mondego	Guarda	1956	10	28
Sordo	Douro	Vila Real	1997	10	25
Nunes	Douro	Vila Real	1995	10	42
<b>TOTAL</b>				<b>4227</b>	<b>11728,7</b>

Tabela 5 – Lista de centrais hidroeléctricas com potência superior a 10 MW  
Fonte: Adaptada de EDP

Temos que ter em conta que as principais centrais de albufeira estão concentradas no norte do país, sendo necessário transportar a electricidade que produzem para os locais de consumo através da rede nacional de transporte. Este transporte causa inevitavelmente perdas.

Na actualidade existe uma revitalização da produção de electricidade a partir da energia hidráulica, porque é uma energia renovável. A construção de uma barragem também tem impacto ecológico, sobretudo ao nível da destruição de habitat local, mas é um custo ambiental incomparavelmente menor que o provocado pela utilização massiva dos combustíveis de origem fóssil.

O estado português tem um plano destinado a construir dez novos aproveitamentos hidroeléctricos que colocarão na rede 1000 MW de capacidade instalada nos próximos anos. Paralelamente está em curso um reforço de capacidade instalada em alguns aproveitamentos existentes [20].

As centrais hidroeléctricas têm um papel fundamental na gestão das redes eléctricas, porque são a única forma rápida de redundância a outras formas de energia renovável como a eólica, que é pouco previsível e não despachável. Isto deve-se à alta disponibilidade da turbina hidráulica, capaz de entrar em funcionamento em poucos minutos, contrariamente às centrais termoeléctricas.

### **3.2 Consumo de Energia Eléctrica em Portugal**

Em 2011 o consumo total abastecido pela rede foi de 50,5 TWh, como se pode constatar na tabela 6. Este valor traduz o agregado da produção líquida injectada na rede pública pelos centros produtores PRO e PRE e do saldo de trocas internacionais, subtraído do consumo para bombagem hidroeléctrica.

Consumo Referido à Produção Líquida	2011	2012
	GWh	GWh
<b>Produção em Regime Ordinário:</b>	<b>30243</b>	<b>32169</b>
Hidráulica	10808	14869
Térmica (Carvão, Fuel, GN)	19435	17299
<b>Produção em Regime Especial:</b>	<b>18185</b>	<b>17918</b>
Hidráulica	1019	1377
Térmica	7901	7313
Eólica	9003	9024
Fotovoltaica	262	204
<b>Saldo Importador:</b>	<b>2813</b>	<b>2623</b>
Importação	4446	4350
Exportação	1635	1718
<b>Bombagem Hidroeléctrica</b>	<b>737</b>	<b>512</b>
<b>Consumo Total</b>	<b>50503</b>	<b>52198</b>
<b>Produção Renovável:</b>	<b>23071</b>	<b>27363</b>
Hídrica	11240	15835
Mini-Hídrica	1019	1377
Eólica	9003	9024
Térmica	2566	2299
Cogeração	1469	1336
Solar	262	204
<b>Produção Não-Renovável:</b>	<b>24770</b>	<b>22313</b>
Carvão	9128	6553
Gás Natural	14367	14410
Cogeração	4052	3710
Outros	1274	1351
Cogeração	1040	1077
Produção Por Bombagem	587	411

Tabela 6 – Dados gerais de produção e consumo  
Fonte: Adaptada de REN

O consumo de energia eléctrica em 2011 teve um decréscimo de 3,2 % relativamente a 2010 (em 2010 tinha crescido de 4,7 % face a 2009), o que corresponde à maior quebra anual até hoje verificada em Portugal.

Em 2011 a produção hídrica PRO entregue à rede foi de cerca de 10,8 TWh, montante inferior ao verificado no ano anterior (-27%). A diferença encontrada deve-se à fraca pluviosidade. Por outro lado, a produção térmica PRO aumentou 12% relativamente a 2010, para 19,4 TWh, contribuindo com uma participação de 38 % na satisfação do consumo. O saldo de trocas com a rede eléctrica espanhola foi importador com 2,8 TWh (6% do consumo total), o que equivale a um aumento de 7% face a 2010.

A produção PRE, com 18,2 TWh, teve um contributo de 36% para a satisfação do consumo. Deste montante, cerca de 50% (9,0 TWh) provém de eólica, sendo o restante de origem térmica (43%), hídrica (6%) e fotovoltaica (1%).

Porque este estudo é sobre o CSP, que tem um período diário de funcionamento limitado, é importante entender como se distribui o consumo de energia eléctrica ao longo do dia, nas quatro estações do ano.

O diagrama da figura 20 é relativo a um dia de inverno, onde se verifica o dia de ponta anual, e evidencia uma elevada contribuição da PRE eólica, a que se juntam parcelas importantes relativas a gás e hídrica de albufeira e fios de água. A exportação foi de valor assinalável durante todo o dia.

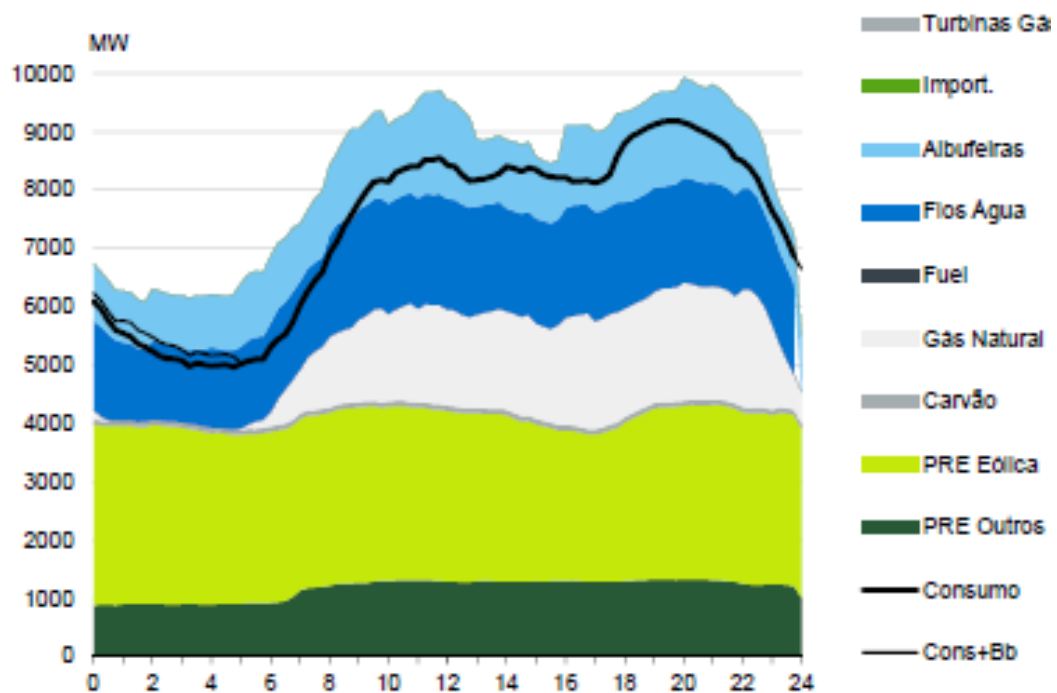


Figura 20 – Diagrama de carga Inverno, do dia 24/1/2011 (dia de ponta anual)

Fonte: [13]

No diagrama da figura 21 relativo à Primavera, continua a verificar-se uma razoável participação da PRE, complementada com gás e hídrica. A importação apresentou valores bastante elevados ao longo de todo o dia.

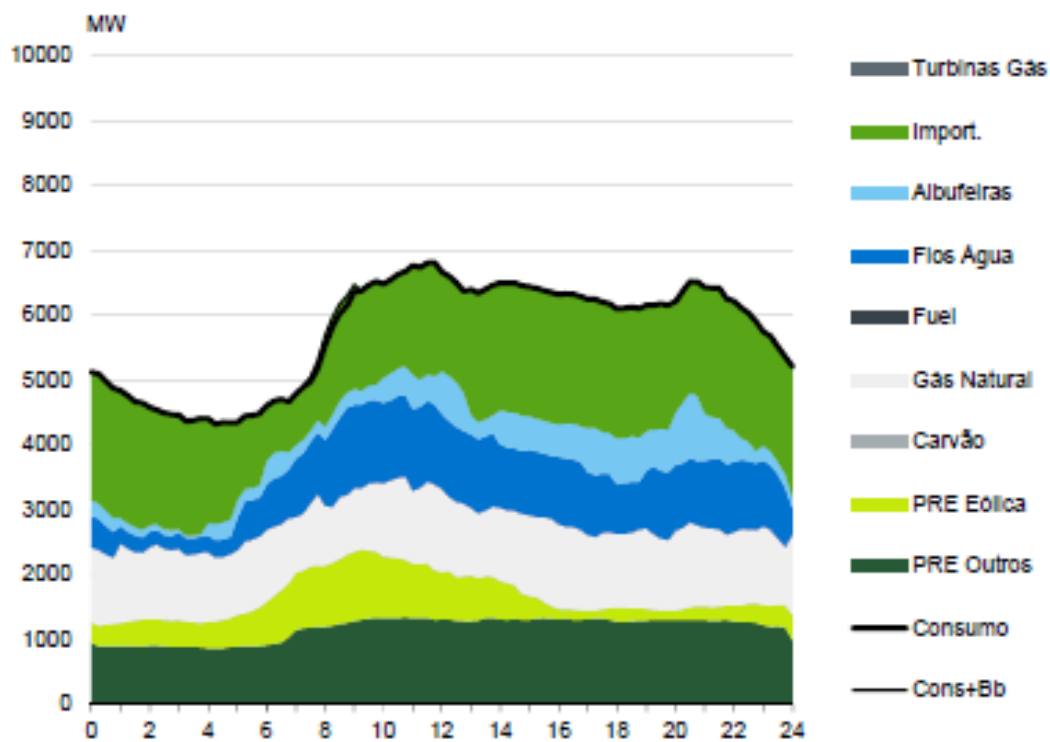


Figura 21 – Diagrama de carga Primavera, do dia 20/4/2011  
 Fonte: [13]

No diagrama da figura 22 relativo a um dia típico de Verão, a PRE eólica teve um forte aumento nas horas de vazio face ao verificado na Primavera, tendo também subido a contribuição da componente carvão, acompanhando o gás. A importação, tal como na Primavera manteve-se em valores elevados ao longo de praticamente todo o dia.

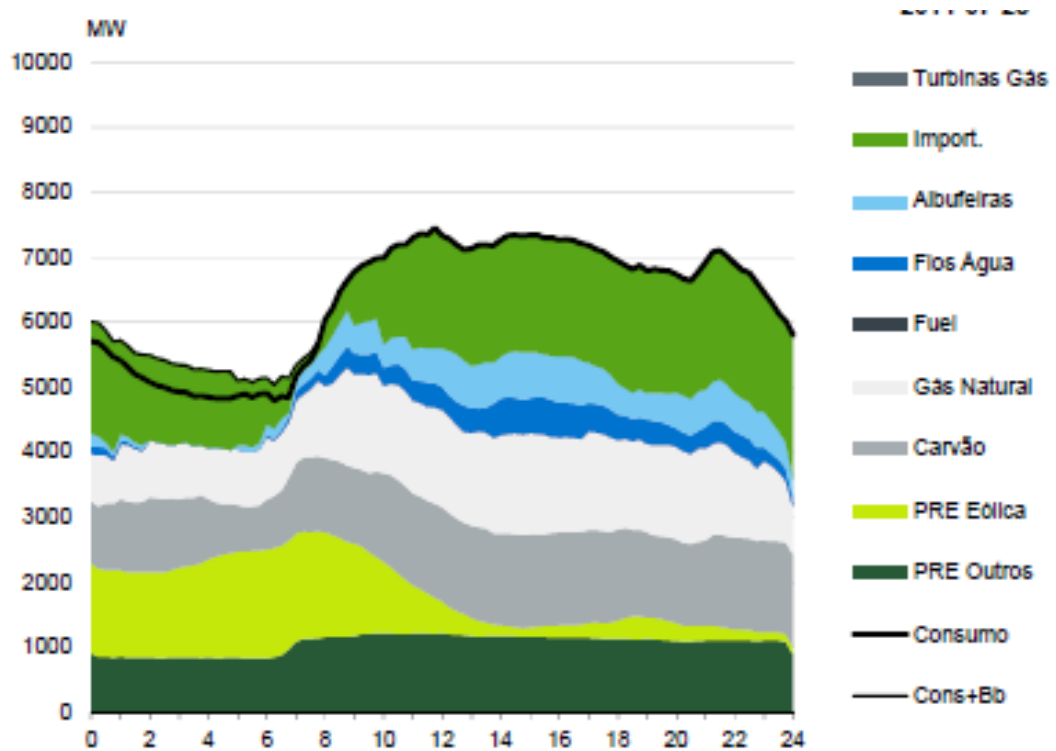


Figura 22 – Diagrama de carga Verão, do dia 28/7/2011

Fonte: [13]

No diagrama da figura 23 relativo ao Outono, foi quando o gás e o carvão assumiram uma maior quota de produção na satisfação do consumo, logo seguidos da eólica e outra PRE. A hídrica teve uma participação reduzida e a importação apresentou valores pouco significativos comparativamente com a Primavera e Verão.

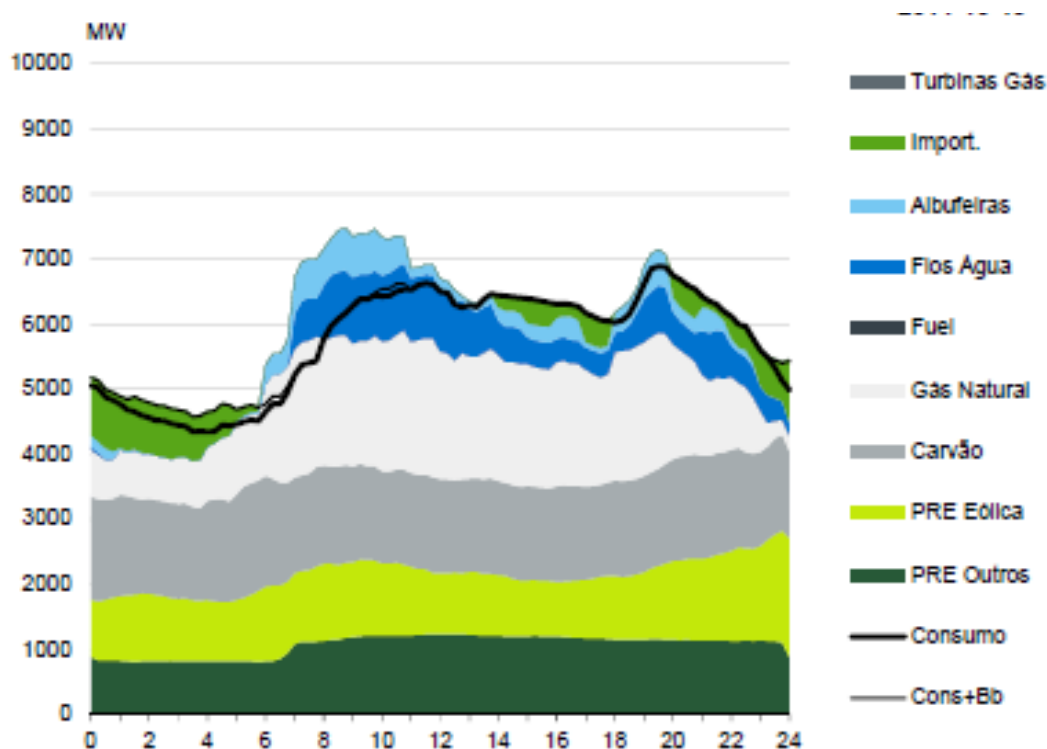


Figura 23 – Diagrama de carga Outono, do dia 19/10/2011  
Fonte: [13]

Nos dias representativos do Outono e Inverno verifica-se a ocorrência das pontas máximas diárias por volta das 19-20 horas. Nos de Primavera e Verão esse pico verifica-se por volta das 11-12 horas.

A tendência apresentada nos diagramas é referente ao ano de 2011 é mais ou menos constante ao longo de um conjunto de anos, não se tratando, portanto, de um ano particular.

### 3.3 Evolução do Consumo e Estimativas

Estando Portugal dependente do exterior para o fornecimento de energia eléctrica, seja através da importação de electricidade ou de combustíveis, existe uma grande probabilidade de haver um aumento de preços e escassez. Note-se que se estima que as necessidades de energia ao nível global aumentam continuamente até 2035 [18]. De acordo com a estimativa da Agência Internacional de Energia (IEA), o consumo mundial de energia vai crescer 50% até ao ano de 2030.

No capítulo 4 calcular-se-á a energia potencialmente produzida em Portugal com a tecnologia CSP em vários cenários, até 2050. Para podermos relacionar a energia

produzida com CSP com o total, temos que entrar com um factor de evolução do consumo em Portugal.

Verifica-se que nos últimos anos o consumo nacional de energia eléctrica diminuiu. Existem várias razões mas a principal pode estar relacionada com o abrandamento económico que o país atravessa. No entanto, ao projectar a evolução dos consumos não podemos usar esta tendência. Portugal tem características sociais e económicas semelhantes às dos restantes países Europeus e faz sentido utilizar estas previsões para o nosso país. A evolução do consumo na Europa é mostrada na figura 24.

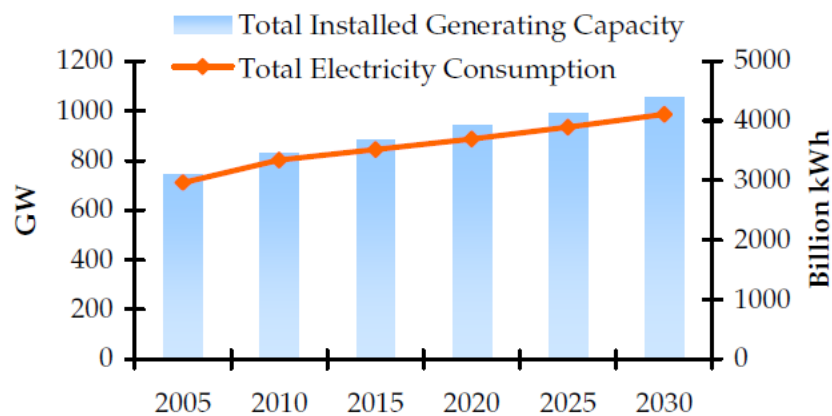


Figura 24 – Evolução no consumo de energia eléctrica na Europa e a respectiva produção  
Fonte: [18]

Na Europa estima-se um aumento no consumo de aproximadamente 30% até 2030. Em Portugal poderemos usar o mesmo nível de aumento. Quando projectamos até 2050, este aumento representa aproximadamente 3,16% por ano.

Ao nível global este aumento é ainda mais acentuado, como se verifica na figura 25, em qualquer dos cenários. Aqui estão incluídos os países em desenvolvimento, que se estão a tornar altamente industrializados. O consumo doméstico também aumenta devido a mudanças de carácter social.

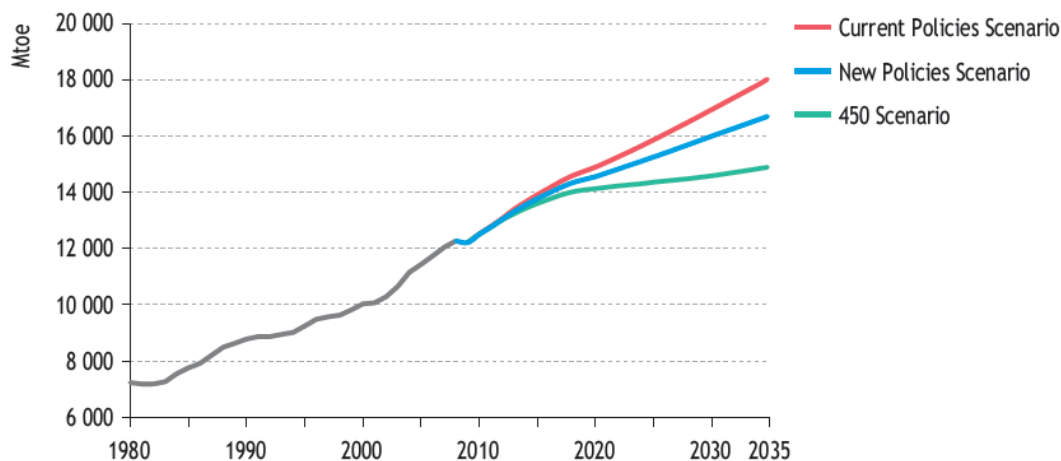


Figura 25 – Evolução das necessidades mundiais de energia  
Fonte: [18]

### 3.4 Análise de Energia Importada

Portugal apresenta uma forte dependência energética do exterior. Não explorando quaisquer recursos energéticos fósseis no seu território, a sua produção própria de energia assenta exclusivamente no aproveitamento dos recursos renováveis, como sendo a água, o vento, a biomassa, e outros. Como agravante, Portugal está fortemente dependente da produção de energia hídrica, que, em média, representa de 30 a 35% da fonte de energia eléctrica, e que é bastante variável de ano para ano em função da pluviosidade.

Tendo em conta que o consumo de energia tem vindo a aumentar até 2010, a importação de energia tem vindo também a aumentar.

Uma vez que Portugal é também dependente em relação ao petróleo e gás natural, torna o país mais vulnerável a flutuações de preço e a problemas geopolíticos.

O preço médio do petróleo tem sido flutuante desde 1980 até hoje. Houve um aumento significativo nos últimos 5 anos. A estimativa é para um aumento de aproximadamente 20 a 30% até 2035.

Como se pode verificar na figura 26, apenas o cenário 450 não demonstra aumento. Este cenário não é conservador e é baseado em cálculos teóricos para uma concentração de 450 ppm de CO<sub>2</sub> na atmosfera que, mantendo-se o nível de investimento actual, não será possível alcançar.

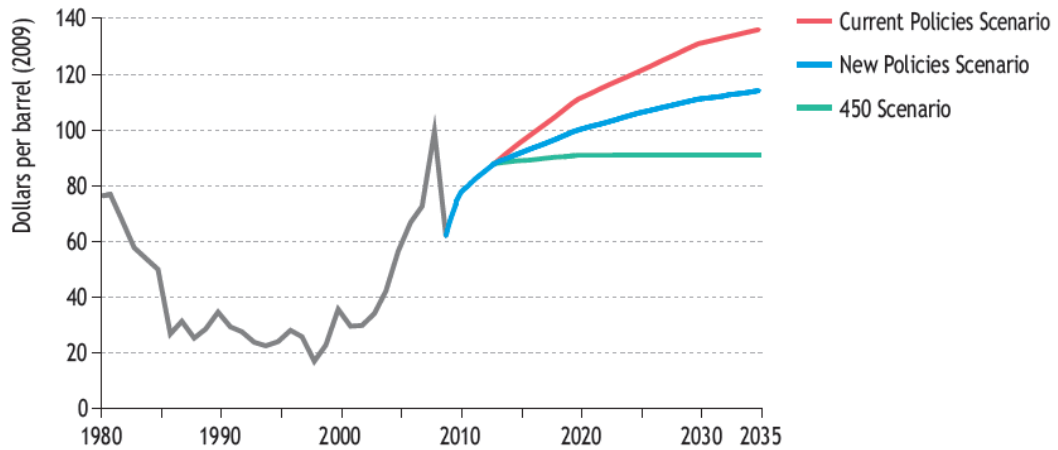


Figura 26 – Preço médio do petróleo e estimativa de evolução  
Fonte: [18]

Em 2011, a factura da importação energética (electricidade, não combustíveis fósseis) foi de aproximadamente 140 milhões EUR [13]. Note-se que se a este valor adicionarmos o custo do petróleo, gás natural e carvão para abastecer as centrais termoelétricas, então a factura total de importação será muito superior. Esta despesa representa uma quota considerável do Produto Interno Bruto (PIB), o que traz evidentes problemas para a economia nacional.

Existem em Portugal nove centrais que consomem combustíveis fósseis, como o gás natural, fuelóleo e carvão. A contribuição das centrais termoelétricas foi em 2011 de 19.435 GWh, que representa aproximadamente 65% da energia eléctrica PRO e aproximadamente 40% do total da energia eléctrica produzida.

Em 2011 a electricidade importada foi 2813 GWh, 6% da energia consumida.

Verifica-se, portanto, que o país não é auto-suficiente na produção de electricidade, problema que se está a agravar gradualmente e pode piorar em anos de fraca pluviosidade.

### 3.5 Energias Renováveis para Produção de Electricidade em Portugal

Portugal não tem actualmente a exploração de qualquer produto energético de origem fóssil, logo, as energias renováveis assumem um papel extremamente importante já que representam a totalidade da produção doméstica de energia. Assim se compreende, de

acordo com a figura 27, que o nosso país seja o quinto da União Europeia com maior percentagem de utilização de energias renováveis no consumo total de energia, com particular destaque para a produção de energia eléctrica, uma vez que quase 40% do consumo bruto de electricidade provém de fontes renováveis [13].

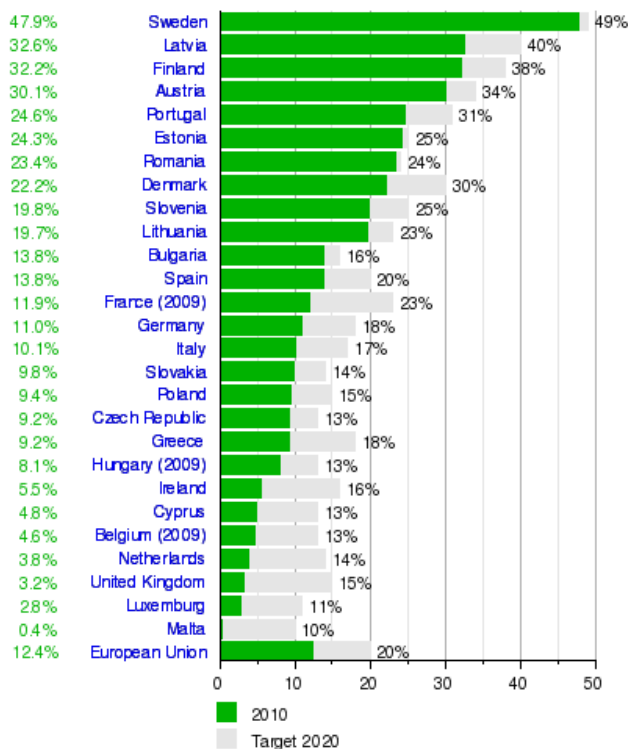


Figura 27 – Quota de energias renováveis na Europa-27 em 2010  
 Fonte: [36]

As fontes de energia renovável abrangem um conjunto de tecnologias. A energia hídrica, eólica e biomassa (incluindo o tratamento de resíduos) já atingiram um estado de maturidade considerável podendo, em determinadas condições, ser comercialmente competitivas com os equipamentos de conversão de combustíveis fósseis.

As energias renováveis integram a PRE, a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade. Actualmente, no sentido de diminuir os impactos ambientais do sector eléctrico, existem incentivos à produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

### 3.6 Dependência Energética

Já foi referido que Portugal é um país dependente ao nível energético. No campo da electricidade, produzem-se com recursos próprios aproximadamente 60% de energia eléctrica, mas ainda se depende dos combustíveis fósseis para a restante parcela.

Como se pode verificar na figura 28, em Portugal 75% das importações totais são combustíveis fósseis. Nesta análise estão incluídos os combustíveis para a produção de energia eléctrica e transportes, mas ainda assim estamos acima da média Europeia, que é de aproximadamente 60%. Note-se que a Dinamarca e Noruega são independentes energeticamente, que se deve aos seus recursos e quota de produção nacional de energias renováveis.

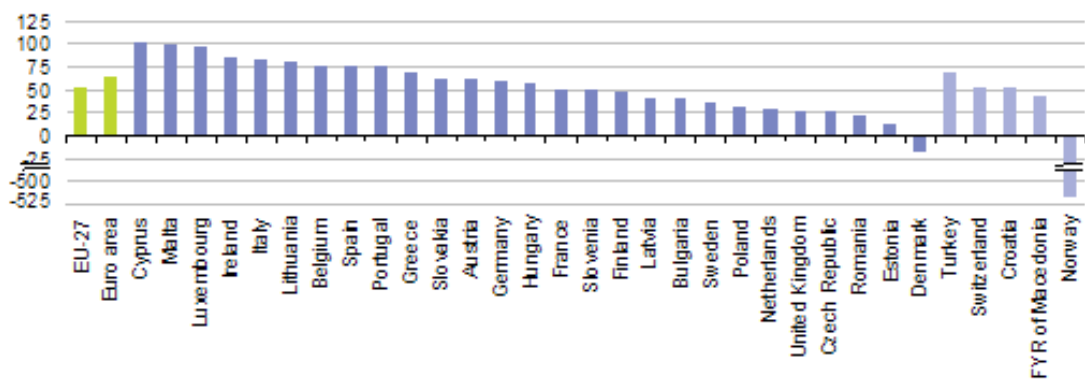


Figura 28 – Relação de dependência energética em 2010 (% de importações líquidas para consumo no país, baseado em toneladas de petróleo equivalente)

Fonte: [36]

A energia de fonte renovável evita importar combustíveis fósseis e por isso contribui para aliviar a dependência e a factura energética do país. Por outro lado evita as emissões de CO<sub>2</sub> e os custos associados à poluição (custos ambientais e de saúde pública). As energias renováveis são um recurso nacional, fiável e que gera cinco vezes mais emprego por EUR investido do que as tecnologias associadas ao carvão ou nuclear [7].

### 3.7 Metas Europeias

Os planos definidos pela EU para as quotas de energias renováveis são ambiciosos e contemplam a tecnologia CSP. Em 2020, de acordo com a directiva Europeia

2009/28/CE, existem 27 planos individuais de metas para as energias renováveis para cada um dos estados membros. O objectivo é ter 34% (1,199 TWh) do consumo total da EU (3,529 TWh) com origem em fontes de energia renovável [21].

Estes 34% consistem em:

- Energia eólica - 14% (494,7 TWh de 213 GW actuais);
- Hidroelétrica – 10,5% (370,3 TWh de 136 GW actuais);
- Biomassa – 6,7% (232 TWh de 43 GW actuais);
- PV – 2,4% (83,3 TWh de 84 GW actuais);
- CSP – 0,5% (20 TWh de 7 GW actuais);
- Geotérmica – 0,3% (10,7 TWh de 1.6 GW actuais);
- Ondas, marés – 0,2% (5,8 TWh de 2 GW actuais).

Para Portugal, o objectivo para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 é 31%, valor que já foi atingido, uma vez que em Portugal é de 46% em 2012. Porém, existe ainda espaço para melhoria, uma vez que Portugal não é energeticamente independente.

## 4 Análise de Viabilidade da Tecnologia CSP

As características e requisitos para a implementação da energia solar e em especial o sistema CSP, são:

- Elevada intensidade de radiação solar;
- Disponibilidade de terreno não urbanizado e não aproveitado;
- Disponibilidade de água para o processo, limpeza e arrefecimento;
- Capilaridade da rede eléctrica de distribuição para a entrega à rede;
- Disponibilidade de mão-de-obra qualificada;
- Capacidade da indústria local para o fabrico e construção;
- Posicionamento político para o desenvolvimento das energias renováveis e o CSP;
- Motivação dos investidores através de incentivos e/ou compra da energia eléctrica produzida.

A selecção da localização da central e a pré-análise de viabilidade são as duas tarefas mais importantes no processo de decisão de investimento numa central CSP.

O primeiro passo deve mesmo ser a identificação do local. A localização fornece dados importantes para a escolha da tecnologia a usar e o cálculo de viabilidade, cálculos de radiação solar, infra-estrutura necessária de ligação à rede eléctrica, entre outros aspectos.

A análise financeira do projecto, por sua vez, depende de:

- Custo do terreno;
- Custo de investimento na tecnologia;
- Condições de financiamento;
- As receitas geradas pela venda da energia eléctrica.

O critério de decisão depende de projecto para projecto mas é geralmente função da análise de viabilidade financeira e dos objectivos do promotor.

A tecnologia CSP, devido ao seu elevado custo de investimento, ainda depende de empréstimos públicos, garantias governamentais e acordos de compra obrigatória de energia eléctrica produzida com valores mínimos definidos.

A motivação do governo muda com o tempo. Os governos em Portugal são cíclicos ao nível partidário o que cria instabilidade nas decisões. As regras associadas com as energias renováveis tem vindo a ser alteradas frequentemente, o que leva a classificarmos Portugal como um país inseguro nas decisões sobre energia devido à instabilidade política.

Quando há financiamento público com condições especiais ou garantias dadas, o governo habitualmente exige que os produtos sejam fabricados no país, o que pode também tornar os preços não competitivos. A escolha de fornecedores exteriores ao país aumenta normalmente a competitividade nos preços.

Após uma pré-análise de viabilidade com resultado positivo, uma análise detalhada e compreensiva terá que ser elaborada. Esta tem geralmente um custo elevado e deve apenas ser feita se a pré-análise for claramente economicamente favorável. Com esta análise é também feito um estudo de incidências ambientais.

Depois da análise final de viabilidade estar concluída, os trabalhos começam com a definição da forma de financiamento, obtenção de licenças e autorizações e elaboração do projecto. Com o projecto, é elaborado o caderno de encargos e lançados os concursos para escolha de fornecedores de materiais e serviços.

Estando os contratos com os fornecedores assinados, os trabalhos começam com a preparação do terreno e execução da obra. Uma supervisão atenta é necessária para serem identificados problemas e barreiras que possam impactar o resultado da análise de viabilidade feita. Habitualmente a análise de erros catastróficos é parte do estudo de viabilidade. Esta análise permite ter uma visão dos riscos envolvidos e ter sempre presente a probabilidade de sucesso.

O tempo de desenvolvimento e implementação de uma central CSP com 50 MW de potência é de 2 a 3 anos para o projecto até ao início da construção e 2 a 3 anos para a construção. O tempo de vida útil da central estima-se que seja superior a 30 anos e o período de financiamento de 15 a 20 anos [3].

## 4.1 Radiação Solar

A central necessita de uma quantidade apropriada de radiação solar para se tornar viável. O projecto tem especificado o mínimo valor de radiação solar. A radiação directa converte-se em energia, que dá origem a receitas. Estas receitas é que vão tornar o projecto viável.

A informação sobre a radiação directa no local de instalação da central tem que ser fiável e precisa para aumentar o nível de confiança da análise financeira. Considera-se tipicamente um valor mínimo de radiação solar directa DNI de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Abaixo deste valor o empreendimento poderá não ser viável [3].

## 4.2 Área Necessária

Uma central CSP do tipo de concentradores parabólicos necessita aproximadamente 20000 a 40000 m<sup>2</sup> de terreno por cada MW de capacidade instalada. Se a central tiver capacidade de armazenamento térmico, a área necessária por MW aproxima-se mais dos 40000 m<sup>2</sup> [22]. Para otimizar o investimento de construção da central, a capacidade mínima instalada é habitualmente entre 50 a 300 MW. Logo, por exemplo, para uma central de 300 MW com armazenamento térmico, a área necessária total aproximada será de 1200 ha.

O parâmetro “Múltiplo Solar” é importante para otimizar o desenho da central e garantir que a quantidade de energia térmica é suficiente para o débito desejado da central em energia eléctrica num período de tempo. O Múltiplo Solar pode definir-se pela relação entre a área solar necessária para obter uma determinada quantidade de energia e a área necessária para apenas obter a energia relacionada com a potência nominal da central. Este factor é sobretudo importante numa central onde se usa a acumulação térmica. Para obter energia térmica suficiente para a geração de energia e acumulação, o múltiplo solar está entre 1,3 e 2,0, dependendo do número de horas de acumulação da central [9].

Esta análise pode-se verificar na figura 29. Ou seja, para aumentar o factor de carga temos necessariamente de aumentar o múltiplo solar. Aumentado apenas a capacidade de armazenamento térmico não vai aumentar o factor de carga sem aumentarmos a área de recepção de radiação solar.

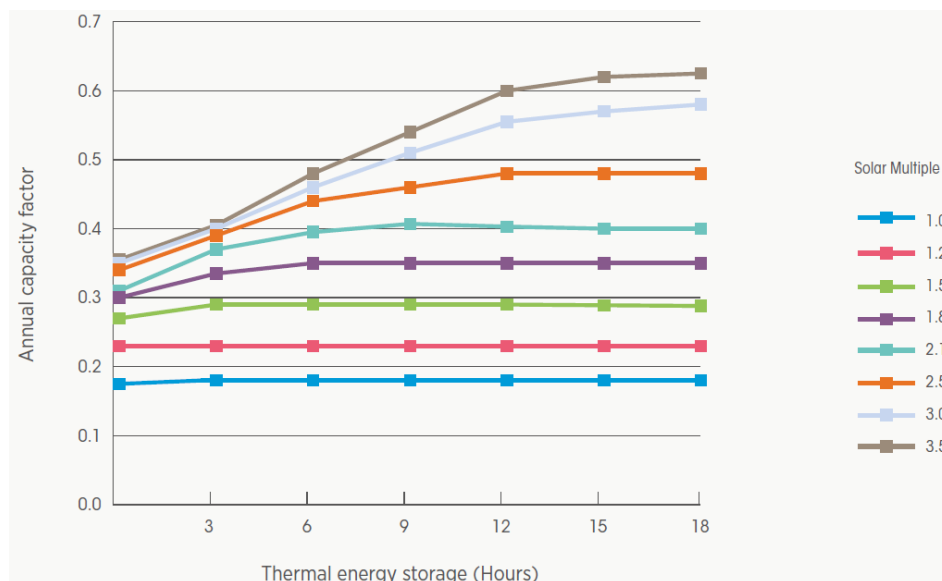


Figura 29 – relação entre o factor de carga e o número de horas de acumulação térmica, em função do múltiplo solar  
Fonte: [9]

O balanço entre o custo adicional do aumento da área solar e da instalação de armazenamento térmico e a possibilidade de fornecer energia eléctrica em horas “cheio” tem que ser avaliado. O factor de carga aumenta com o armazenamento e este também vai exigir uma área solar superior, logo, uma área de terreno proporcionalmente superior.

O terreno tem que ser identificado e as suas fronteiras bem definidas. Tem que ser feita uma recolha de dados geográficos para calcular a inclinação e tipo de solo. As várias tecnologias de CSP têm requisitos diferentes em relação às características do terreno. A terraplanagem, alisamento de terras e movimentação de solo representam um custo adicional considerável que tem que ser incorporado no valor de investimento.

A central irá usar área que potencialmente poderia ser utilizada na agricultura. Aqui também terá de ser analisada a perda de oportunidade ao não fazer o aproveitamento agrícola na área da central. Ainda ao retirar o aproveitamento agrícola na área da central pode ser causado um impacto social se o perfil profissional dos residentes locais está orientado para a agricultura.

Uma central CSP, por outro lado, poderá também promover o emprego e lutar contra a desertificação de regiões hoje quase abandonadas, sobretudo no Alentejo e interior do Algarve.

A área usada por uma central CSP pode ser escalável, ou seja, a área de captação pode ser aumentada com a aquisição de terrenos adjacentes e com o desejo de aumentar a capacidade térmica e potência. Isto não se aplica a todas as tecnologias, já que algumas têm restrições. A tecnologia de concentrador parabólico linear permite uma construção modular e o terreno não tem necessariamente que ter uma forma rectangular. Os concentradores são instalados linearmente, em paralelo ou série, e o circuito de fluido é fechado e apenas têm que passar por todos os concentradores.

Actualmente existem centrais de concentrador parabólico com mais de 100 circuitos com 300 metros de comprimento. O espaçamento entre linha é de 40 metros. Esta configuração permite a construção de uma central de 50 MW [3].

As torres solares requerem terrenos de forma circular ou semicircular, embora seja possível a instalação em terrenos com uma forma diferente, não sendo, neste caso, devidamente aproveitado.

Outro aspecto a ter em conta é o impacto visual que a central CSP poderá causar. As centrais CSP são necessariamente construídas em zonas de elevada incidência solar. Estas áreas são também habitualmente muito áridas, sendo o impacto visual e o valor estético limitado. As centrais de torre são as que causam maior impacto, uma vez que a torre se eleva a muitos metros de altura, podendo ser vista à distância.

Espaço adicional é necessário para a construção de vias de movimentação dentro da central e construção de protectores de vento, através de paredes, árvores ou elevações de terra.

### **4.3 Água**

A disponibilidade de água é crítica para o funcionamento de uma central CSP. A central necessita de um fornecimento contínuo de água para a geração de vapor, arrefecimento no ciclo térmico e limpeza dos espelhos solares.

É estimado um consumo de aproximadamente 2,3 a 2,6 milhões de m<sup>3</sup> de água por ano para a operação de uma central com capacidade de 280 MW com torre de arrefecimento [22].

Tendo este dado em conta, durante a fase de projecto é necessário analisar com detalhe a disponibilidade de água, o custo do seu transporte, se necessário, e ainda as consequências ambientais deste consumo.

Um aspecto a ter em conta é a concorrência que esta água tem com as necessidades agrícolas. Estudos feitos em Espanha indicam que o consumo de água na rega é aproximadamente igual ao consumo numa central CSP com a mesma área de terreno [23].

A limpeza dos espelhos é necessária para manter um alto nível de reflectividade e é consumida água neste processo. No entanto, a quantidade necessária é aproximadamente 100 vezes menor do que a água usada no arrefecimento [23].

Onde não existe acesso a água, podem ser construídas centrais CSP com sistemas de arrefecimento a seco. Contudo, sempre que possível devem-se usar sistemas de arrefecimento líquido com água já que este tem uma vantagem económica em relação aos sistemas secos de arrefecimento. Apesar do arrefecimento a ar ser possível tecnicamente, a análise económica do projecto tem que suportar o custo desta tecnologia. Também o rendimento da central é menor com o arrefecimento a ar, podendo aumentar de 3 a 7,5% o custo de produção. [23]

Nas áreas perto do mar pode ser considerado o arrefecimento com água salgada.

As centrais com o sistema parabólico de *Stirling* não tem praticamente consumo de água, excepto para limpeza. Este sistema não usa o ciclo convencional de vapor mas motores, cujo ciclo termodinâmico não necessita arrefecimento.

#### **4.4 Ligação à Rede Eléctrica**

Um aspecto importante da infra-estrutura é a ligação eléctrica à rede de distribuição eléctrica para a entrega da energia. A distância da central à rede está associada com o custo de ligação, já que é necessária a instalação de postes ou torres e cabos.

Provavelmente, as centrais CSP não serão construídas perto das redes de transporte ou distribuição de energia eléctrica. Neste sentido, é necessária a construção de linhas de média ou alta tensão para transmissão que aumenta o montante de investimento total.

## 4.5 Produção em Regime Especial e Incentivos

Em Portugal, as energias renováveis integram a Produção em Regime Especial (PRE), a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos renováveis. O regulador define as tarifas de venda de energia.

A potência máxima da central pode ser definida pelo regulador para obter as tarifas da PRE. Já se verificou que a eficiência da central aumenta com a sua dimensão e potência, logo esta restrição penaliza os investimentos comerciais em CSP.

O contrato de fornecimento de energia eléctrica é o acordo mais importante para a gestão financeira da central. A venda da energia vai gerar receitas que são contabilizadas para amortizar o investimento. A fiabilidade deste acordo é também muito importante já que vai influenciar a análise económica do projecto e a capacidade de financiamento. O risco político tem que ser devidamente avaliado e considerado. A situação financeira actual de Portugal é deficiente e critica, o que leva o governo a tomar medidas que eliminem incentivos. Uma alteração na legislação e redução de incentivos ou alteração de tarifas pode reduzir substancialmente a sustentabilidade de uma central.

Em todos os países onde é implementado, o CSP precisa de apoio no financiamento do projecto. Esta ajuda é muito importante para a viabilidade económica da central. O apoio poderá ser dado através de empréstimos com taxa de juro baixa, disponibilização de capitais e seguro de dívida.

Não é antecipado num futuro próximo que o custo de produção de energia em CSP se equipare à produção com combustíveis fósseis. O CSP mesmo nos países de grande incidência solar poderá não ser uma forma de produção competitiva antes de 2020 [18].

## 4.6 Outros Aspectos a Considerar

O acesso à central é um aspecto importante e devem ser construídas estradas com capacidade para veículos pesados. Durante a construção tem que ser facilitado o transporte de material pesado e equipamentos para a central. Durante o período de operação da central o acesso é também importante para manutenção e entregas.

O custo de construção ou melhoria das estradas de acesso pode ser considerável e deve também ser contabilizado na análise económica. Idealmente o investimento nas vias de comunicação deve ser feito ou subsidiado pelas autoridades locais, já que a central vai contribuir para o desenvolvimento da região.

A área necessária poderá ter efeitos sobre o ambiente e ecossistemas locais no que toca à fauna e flora. Um estudo de impacte ambiental terá, portanto, de ser elaborado na fase de projecto, sendo necessário e mesmo obrigatório em Portugal. O estudo deve ser feito tendo em conta a construção e operação da central e deve ter em consideração as normativas Portuguesas e Europeias. Habitualmente este estudo obriga a algumas restrições ao conceito técnico e projecto.

O habitat das plantas e animais deve ser protegido e deve ser dada a relevante importância à conservação da natureza para evitar conflitos com as autoridades e organizações ambientais, que atrasam o processo de implementação.

A disponibilidade de mão-de-obra especializada deve ser analisada. Trazer estes recursos de longe pode representar um custo adicional considerável. A mão-de-obra não especializada é normalmente recrutada pelas empresas contratadas para a construção mas devem ser feitas consultas para verificar se estes recursos humanos existem na região.

As condições meteorológicas típicas e os parâmetros ambientais como a pressão atmosférica, temperatura e humidade têm uma influência no rendimento da central CSP. As temperaturas de bolbo seco ou húmido são dados importantes para a eficácia das turbinas. O vento tem um impacto directo na produção de energia eléctrica já que podem afectar a precisão dos mecanismos e vibrações na estrutura. No entanto, não tem a capacidade de influenciar muito a análise de viabilidade.

#### **4.7 Custo da Produção de Energia Eléctrica com CSP**

A verdadeira vantagem da energia eléctrica gerada com energia térmica solar é de usar um combustível a custo zero que é abundante. Logo, ao custo de implementação e operação de uma central CSP dever-se-á subtrair o custo inexistente, tanto em forma de combustível como em impacte ambiental. Este exercício é complexo porque o governo taxa os combustíveis através de impostos especiais. Ou seja, ao implementar a

tecnologia CSP, desde o ponto de vista de custos e receitas para o governo, temos uma dupla desvantagem:

- O Estado tem que subsidiar a compra da energia e/ou fornecer incentivos ao financiamento;
- O Estado vai reduzir a entrada de impostos resultantes da venda de combustíveis.

O custo de produção de energia eléctrica com CSP é superior ao custo de produção com gás natural ou carvão. Apesar da tecnologia estar a evoluir com o objectivo de aumentar o rendimento e reduzir os custos operacionais, em 2007 foi calculado o custo de produção do CSP em 0,15 USD/kWh, enquanto que o custo com gás natural é 0,04 USD/kWh [24].

Os dados sobre custos de implementação e operação de centrais CSP não são abundantes. As ferramentas de análise económica dos grandes fabricantes são informação proprietária que estes não estão disponíveis para partilhar. A informação disponível no mercado vem da imprensa, concursos e propostas de soluções por parte dos clientes e fornecedores, associações industriais e consultores. Os custos não estão actualizados mas são suficientemente fiáveis para permitir elaborar uma análise económica básica da solução em Portugal.

Os custos podem ser medidos e analisados de diferentes formas, mas todos tem em consideração o seguinte:

- Custo do equipamento;
- Custo financeiro;
- Custo da instalação;
- Custos fixos e variáveis de operação e manutenção.

A análise de custo pode ser muito detalhada, mas para o objectivo deste estudo ir-se-á usar uma forma simplificada que permitirá a comparação com outras tecnologias.

As centrais CSP são grandes investimentos de capital, usados na sua implementação, mas não tem custos de combustível para a sua operação.

As centrais do tipo concentrador parabólico linear sem armazenamento térmico tem um custo de implementação de 3538 EUR/kW [9] mas fornece um factor de carga baixo, entre 20 a 25%. Ao adicionar armazenamento térmico com 6 horas de funcionamento o investimento aumenta para níveis desde 5462 EUR/kW até 7538 EUR/kW [9] mas o factor de carga pode duplicar para 40%. Com uma capacidade de armazenamento de 15 horas poder-se-á atingir factores de carga de 80%.

Os custos operacionais e de manutenção fixos e variáveis são também altos, entre 0,015 EUR/kWh e 0,027 EUR/kWh. Contudo, existem oportunidades de redução deste custo com as melhorias no desenho e desempenho das centrais aproveitando a experiencia ganha com a base instalada [9].

O custo unitário de produção depende fundamentalmente do investimento de capital e do DNI. A grandeza usada internacionalmente para definir o custo de produção numa central é o LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Esta grandeza é expressa habitualmente em USD ou EUR por kWh. Trata-se, portanto, do custo unitário de produção de energia eléctrica numa determinada central. O LCOE pode também ser interpretado de uma forma simples como a tarifa mínima a aplicar à venda da energia eléctrica para o projecto se pagar (*break even*). Acima deste valor o investidor terá teoricamente lucro.

Para facilitar o cálculo e a análise, o LCOE pode ser simplificado se não for considerada a taxa de juro do empréstimo do capital, mas sim um factor de recuperação do capital CRF (*Capital Recovery Factor*). Este factor tem em consideração a taxa de juro e o tempo de duração do empréstimo e é a relação entre uma receita constante relacionada com o capital e o valor efectivo a receber resultado da aplicação da taxa num determinado período de tempo. É expresso em percentagem por ano (%/ano) e pode ser calculado pela expressão:

$$CFR = \frac{DR(1 + DR)^n}{(1 + DR)^n - 1} \quad [3]$$

onde:

DR (*Discount Rate*) – Taxa de juro (tipicamente uma média ponderada das diferentes taxas de juros pagas para o custo de capital)

n – número de anos

Uma vez que o CFR apenas depende da taxa de juro e do número de anos, pode ser definido um valor de 6% de taxa de juro e um tempo de pagamento do capital de 25 anos, resultando num CFR de 7,82 %/ano.

O LCOE será então, num determinado ano, a relação entre o custo do capital nesse ano (aplicando o CFR) e dos custos de operação e manutenção. É expresso em EUR/kWh e poderá ser obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$LCOE = \frac{CI * CFR}{8760 * P * FC} + C_{O\&M} \quad [3]$$

onde:

CI – Custo de investimento (EUR)

P – Potência de pico da central (MW\*10<sup>6</sup>)

FC – Factor de carga da central (%)

C<sub>O&M</sub> – Custo variável anual de operação e manutenção (EUR/ano)

Usando os custos actuais especificados atrás, podem-se definir duas centrais com potências instaladas de 50 MW e 100 MW, com as características de funcionamento especificadas nas tabelas 7 e 8.

<b>Investimento Específico :</b>	3538 EUR/kW	<b>CRF =</b>	0,0782 %/100*ano
<b>Custo Anual O&amp;M :</b>	0,027 EUR/kWh	<b>Energia Produzida :</b>	109,5 GWh/ano
<b>Número de Anos :</b>	25	<b>Investimento Total :</b>	176.900.000 EUR
<b>Taxa de Juro :</b>	0,06	<b>Custo O&amp;M por Ano :</b>	2.956.500 EUR
<b>Potência da Central :</b>	50 MW	<b>Custo por Ano :</b>	16.794.806 EUR
<b>Factor de Carga :</b>	0,25	<b>LCOE =</b>	0,15 EUR/kWh

Tabela 7 – Cálculo do LCOE para uma central CSP com 50 MW sem armazenamento

<b>Investimento Específico :</b>	5713,5 EUR/kW	<b>CRF =</b>	0,0782 %/100*ano
<b>Custo Anual O&amp;M :</b>	0,027 EUR/kWh	<b>Energia Produzida :</b>	350,4 GWh/ano
<b>Número de Anos :</b>	25	<b>Investimento Total :</b>	571.350.000 EUR
<b>Taxa de Juro :</b>	0,06	<b>Custo O&amp;M por Ano :</b>	9.460.800 EUR
<b>Potência da Central :</b>	100 MW	<b>Custo por Ano :</b>	54.155.635 EUR
<b>Factor de Carga :</b>	0,4	<b>LCOE =</b>	0,15 EUR/kWh

Tabela 8 – Cálculo do LCOE para uma central CSP com 100 MW com armazenamento

O valor calculado de LCOE de 0,15 EUR/kWh para ambos os cenários é ainda alto para o CSP comparando com centrais térmicas, ao considerarmos uma taxa de juro de 6%. Este cálculo está em linha com os dados de custos obtidos na bibliografia consultada,

que estima custos para uma central parabólica linear entre 0,15 a 0,28 EUR/kWh e as torres solares entre 0,13 e 0,22 EUR/kWh [9].

Considerou-se um valor médio para o custo de investimento unitário, uma vez que os dados fornecidos na bibliografia estão dentro de uma gama com grande intervalo. Aplicou-se um desconto de 12,1% pelo aumento de capacidade de 50 para 100MW [9]. Este desconto resulta do aumento do tamanho da central. Este aumento não implica necessariamente uma duplicação de custos, logo, este é o desconto correspondente e calculado nos artigos consultados.

Nesta análise não foram quantificadas poupanças associadas com custos da emissão de carbono nem outros benefícios associados com as energias renováveis, como a poluição do ar, contaminação do ambiente natural, etc. Também poderá existir um benefício não contabilizado, que está associado com a não dependência dos combustíveis fósseis e da volatilidade dos preços.

#### **4.8 Potencial de Redução dos Custos**

A oportunidade para a redução de custos das centrais CSP é elevado e o custo de produção estima-se que diminua ao longo do tempo.

A implantação comercial do CSP está na sua infância. Com a experiência adquirida e os avanços de I&D, as centrais aumentarão a sua dimensão, dar-se-á a produção em massa de componentes e aumento da concorrência nos fornecedores de tecnologia que deverá conduzir a uma redução de preços. A amortização da instalação da central e o desenvolvimento tecnológico que se vai verificar nos próximos anos deverá permitir uma redução no custo do investimento, no rendimento da central e na operação e manutenção.

Quase todas as centrais CSP instaladas e em funcionamento comercial têm uma dimensão média ou pequena. O aumento de escala das centrais poderá originar uma importante redução de custos. Esta vantagem está já a acontecer nos EUA, onde os projectos em implementação de concentradores parabólicos lineares têm capacidades de 140 MW a 250 MW. Há também projectos de torre solar com escalas de potência de 100 a 150 MW por torre [9].

Contudo, existem casos em que a legislação oferece uma barreira ao aumento de escala. Por exemplo em Espanha, as tarifas de compra de energia estipulam uma potência máxima de 50MW, que está longe de ser a dimensão óptima da central [25].

O custo unitário de uma central com concentradores parabólicos lineares com armazenamento térmico de 7,5 horas pode ser reduzido em 12,1% se aumentarmos a potência instalada de 50 para 100 MW e pode ainda ser reduzido de 20,3% se o aumento for até 200 MW [9]. Esta redução no custo de implementação vem do custo individual da ligação à rede de distribuição ou transporte, da gestão do projecto e da unidade de potência, que se mantém praticamente inalterados com a duplicação de potência.

Por outro lado, o custo dos painéis reflectores solares e sistema de armazenamento térmico são directamente proporcionais à potência da central, pelo que não é possível obter uma economia com o aumento de capacidade.

Estima-se que em 2020 se possa assistir a uma redução nos custos do investimento das centrais de concentrador parabólico linear entre 17% e 40% [6]. Para as torres solares o potencial de redução de custo estimado poderá atingir os 28% [6].

A redução nos custos do investimento assenta sobretudo na curva de aprendizagem da tecnologia CSP. Já foi referido que se prevê um aumento no número de centrais a serem construídas a partir de 2013. Os dados históricos são sempre fundamentais para esta análise, mas para este estudo esta informação é ainda limitada devido à infância da tecnologia. Existe, portanto, uma incerteza nos números e estimativas.

Outra literatura consultada estima reduções de custos de 8% a 10% até 2020 como realistas mas conservadores [18]. A previsão optimista, tendo em conta o elevado número de centrais projectadas para construção nos próximos anos, é de uma redução no investimento de 10% em 2015 e de 30% a 40% em 2020 [18]. Outros estudos mais optimistas apontam para uma redução global do custo de implementação de 45 a 60%, como é mostrado na figura 30.

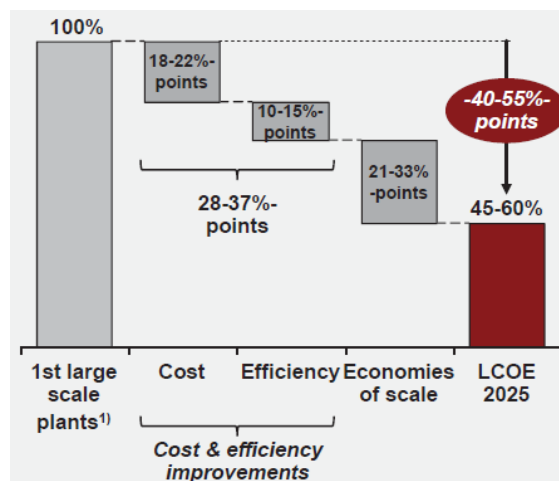


Figura 30 – Estimativa de redução do custo de investimento em função do custo dos componentes, rendimentos e fabricação em massa  
 Fonte: [6]

Este dado vai depender fundamentalmente do crescimento no uso do CSP ao nível global. Na figura 31 podemos analisar 3 diferentes estimativas, feitas por 3 organizações, que estimas entre 5 a 22 GW de potência instalada em 2020. Mesmo na previsão mais pessimista nota-se um crescimento. Esta poderá ser a previsão mais realista, tendo em conta a situação económica actual. No entanto, todos os estudos mostram um claro crescimento na implementação do CSP mundialmente.

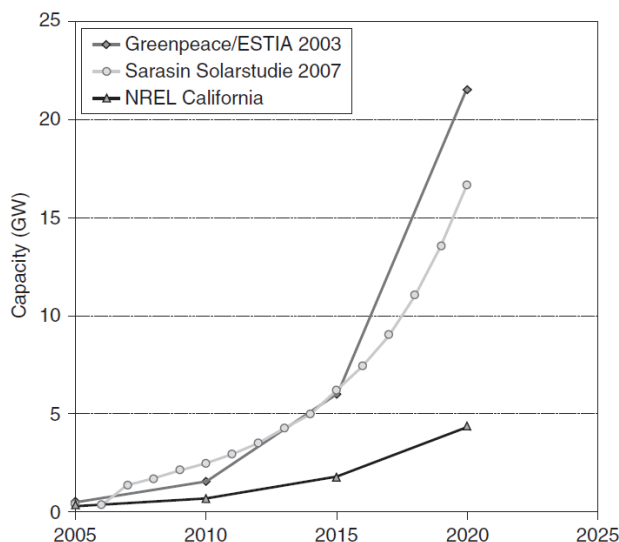


Figura 31 – Estimativas de crescimento do CSP em 3 cenários  
 Fonte: [5]

Existem também boas perspectivas para a redução do custo de operação e manutenção das centrais CSP. Actualmente a experiência é ainda limitada. Actualmente, ainda se está a aprender com as primeiras centrais construídas nos EUA nos anos 80.

O custo de operação e manutenção é também considerável e tido em conta na análise económica e de viabilidade da central. Os aspectos a ter em conta para a melhoria dos custos de O&M são:

- Reduzir a quantidade de espelhos reflectores partidos (a maior causa é o vento) [9];
- Reduzir avarias no absorvedor e receptor;
- Optimizar as actividades de manutenção preventiva;
- Aumentar a automatização;
- Melhorar o desenho dos componentes para evitar as falhas.

A redução nos custos de O&M podem ser de 35% até 2020 para centrais com concentrador parabólico linear e de 23% para torres solares [22]. Estima-se que até 2015 estes custos sejam reduzidos entre 5% e 10% [6].

Quanto o custo poderá reduzir é ainda uma estimativa. Têm sido feitos cálculos onde se estima que o custo de produção poderá reduzir de uns 0,15 EUR/kWh actuais para uns 0,03 EUR/kWh em 2050 [18]. Esta estimativa na redução no custo é muito importante na hora de fazer a análise de viabilidade financeira do investimento.

Outro factor em que se estima uma melhoria considerável é no rendimento global das centrais, resultado dos avanços tecnológicos. Estima-se que uma central com concentradores parabólicos lineares possa ver o seu rendimento aumentar em 18% [23]. Este dado tem que ser considerado quando se analisar o potencial do CSP ao longo do tempo, uma vez que a energia produzida vai aumentar para a mesma infra-estrutura, reduzindo o custo do investimento e aumentando as receitas de operação da central.

Na figura 32 podemos analisar a evolução dos custos em relação à potência instalada. Nitidamente notara-se uma redução no custo com o aumento do número de instalações. Mas também se estima uma estabilização a partir de 2030. Ou, seja, de acordo com este estudo, os próximos 15 anos vão ser fundamentais para a optimização de custos.

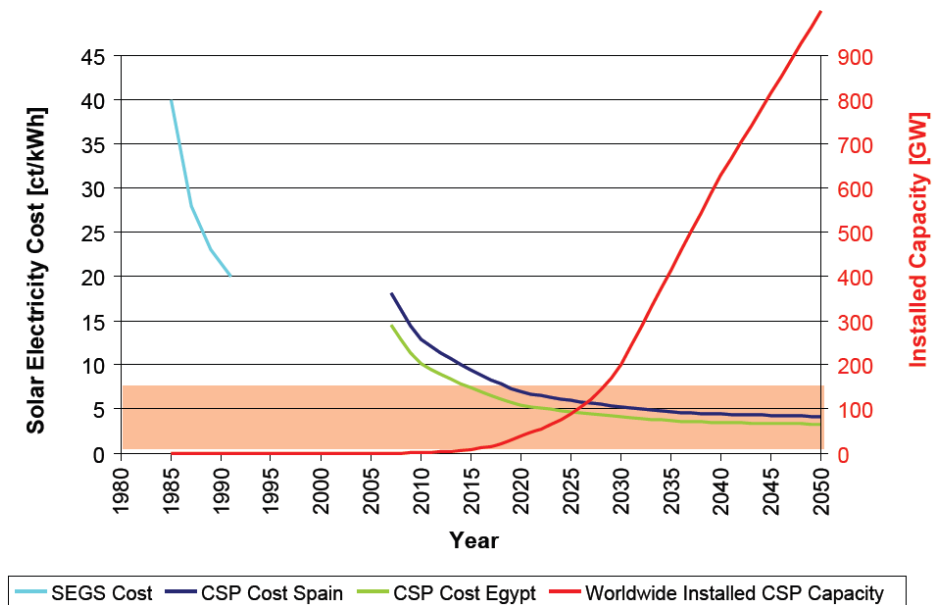


Figura 32 – Estimativa de custo de produção de electricidade com CSP  
Fonte: [27]

#### 4.9 A Quantidade de Energia Produzida

A energia debitada pela central está relacionada com a potência disponível na rede num determinado momento e local, e que poderá ser igualmente usada noutro local, não considerando as perdas de transmissão.

A central CSP não pode funcionar permanentemente já que a concentração solar se dá apenas durante o período do dia. O número de horas pode aumentar com a capacidade de acumulação térmica mas, em aplicações actuais, o débito nunca é permanente.

O factor de capacidade de uma central de geração de energia eléctrica é a proporção entre a produção efectiva da central num período de tempo e a capacidade total máxima nesse mesmo período, se estivesse em permanente funcionamento com a sua potência máxima. Tipicamente uma central CSP tem um factor de capacidade de entre 25% e 40% com armazenamento [11].

Considere-se como exemplo a central de torre solar PS10, da *Abengoa Solar*, a operar perto de Sevilha, Espanha. Esta central tem uma capacidade de armazenamento de 1 hora. A potencia instalada é de 11 MW e tem um factor de carga de 24%, ou seja, gera anualmente 23,4 GWh de energia eléctrica [11].

Num cenário da construção de uma central CSP em Portugal, com uma potência de 100 MW e um factor de capacidade de 80% (com armazenamento de 15 horas), a energia produzida seria de 700,8 GWh. Este valor representa aproximadamente 50% do saldo importador actual de energia eléctrica. Esta central necessitaria, aos custos actuais, de um investimento de 754 milhões de EUR.

Retirar esta produção das centrais térmicas resulta numa vantagem ambiental. Por exemplo, poder-se-ia reduzir o consumo de carvão em 248784 kg (Calculado com base em [26]).

Considerando o enquadramento energético de Portugal analisado no capítulo 3, para se ter uma energia produzida equivalente à produção eólica, ter-se-ia de construir aproximadamente 10 centrais. Neste cenário, a contribuição do CSP, considerando os valores actuais de consumo, seria de 11%.

Este investimento poderia ser gradual e a construção das centrais não seria em simultâneo mas de uma forma sequencial. Como se irá abordar adiante, os custos deverão reduzir com o tempo e o aumento da capacidade mundial de CSP.

Olhando estrategicamente para uma implementação de 10 centrais CSP em Portugal até 2050, podemos calcular um conjunto de parâmetros apresentados na tabela 9, tendo em conta informação recolhida neste trabalho e os seguintes dados:

- Aumento anual no consumo de energia eléctrica em Portugal de 3%;
- Factor de Carga: 40%;
- Potência da central: 100 MW;
- Número de centrais: 10;
- Custo investimento específico actual: 6500 EUR/kW;
- Aumento gradual do rendimento da central de 18% até 2050;
- Potencial de redução de custos do investimento de 16% em 2025 e 25% em 2050.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Consumo de energia eléctrica [GWh]	30243,0	31150,3	32084,8	33047,3	34038,8	35059,9	36111,7	37195,1	38310,9
Capacidade CSP Construída [MW]	0,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Capacidade CSP Cumulativa [MW]	0,0	125,0	250,0	375,0	500,0	625,0	750,0	875,0	1000,0
Aumento da eficiência da central	0%	2%	5%	7%	9%	11%	14%	16%	18%
Energia produzida [GWh]	0,0	447,9	915,4	1402,7	1909,7	2436,4	2982,8	3548,9	4134,7
% do produção total	0%	1%	3%	4%	6%	7%	8%	10%	11%
Potencial de redução dos custos	0%	6%	12%	16%	19%	21%	23%	24%	25%
Custo do CSP [EUR/kW]	6500	6110	5720	5460	5265	5135	5005	4940	4875
Investimento Anual [milhões EUR]	0,00	763,75	715,00	682,50	658,13	641,88	625,63	617,50	609,38
Investimento Cumulativo [milhões EUR]	0	763,75	1.478,75	2.161,25	2.819,38	3.461,25	4.086,88	4.704,38	5.313,75

Tabela 9 – Energia produzida e investimentos necessários para a construção de 10 centrais CSP em Portugal até 2050

Este cenário representaria investimentos de entre 763,75 milhões de EUR até 609,38 milhões de EUR cada 5 anos. É um investimento muito elevado considerando as actuais condições económicas de Portugal.

Contudo, devemos avaliar este cenário de uma forma estratégica:

- Em 2050 seria possível obter 11% da energia eléctrica produzida em Portugal de fonte renovável solar, a acrescentar à quota de renováveis que existe actualmente;
- A partir de 2050, seria possível continuar a produzir electricidade a partir do CSP sem custos adicionais, excepto os custos de O&M;
- O investimento poderá desenvolver a indústria local e aumentar consideravelmente os postos de trabalho, o que poderá representar ingressos de impostos;
- Possibilitaria o incentivo a participação académica com a investigação e desenvolvimento;
- Tornaria potencialmente Portugal na liga dos países líderes na tecnologia CSP, com capacidade de exportar conhecimento, produtos e serviços.

As emissões CO<sub>2</sub> resultantes da operação de uma central CSP foram calculadas em 17 g/kWh, enquanto o valor médio de emissões para uma central térmica a carvão é de 776 g/kWh e GN 396 g/kWh [14].

Sem o CSP, Portugal só poderia colmatar o aumento do consumo com energia eléctrica proveniente da hidroeléctrica ou aumento da capacidade instalada de fontes térmicas. Ao ter 4,1 TWh produzidos a partir do CSP, a redução de emissões poderia ser considerável.

#### **4.10 Investimento e Investidores**

Os incentivos para as energias renováveis tem como objectivo diminuir a dependência energética e reduzir as emissões e outros impactos ambientais. Estes incentivos são projectados para ajudar o mercado do sector e para permitir uma transição para investimentos de larga escala. Os programas de incentivo são habitualmente transitórios e vão diminuindo ao longo do tempo, com o fim de promover e acompanhar a inovação tecnológica, e avançar para a competitividade no mercado.

A tecnologia de concentradores parabólicos é a mais usada em todo o mundo e a que apresenta uma maior eficácia de conversão solar. Também é a tecnologia mais estudada e que tem mais informação disponível. Logo, esta seria a tecnologia aconselhada para Portugal para a construção de uma primeira central CSP.

O custo geral de uma instalação de uma central poderia ser reduzido através da investigação e desenvolvimento de novos materiais ou melhoramento dos materiais actuais, usados nos concentradores, equipamentos de armazenamento, fluidos térmicos, etc.

Contudo, actualmente, nos países onde existem centrais CSP, os fundos públicos apenas estão disponíveis para instalação e operação das centrais. A investigação e desenvolvimento são financiados com capitais privados. Resultado desta situação, há uma escassez de fundos para a inovação, que atrasa os desenvolvimentos tecnológicos.

O tempo necessário para o desenvolvimento de um projecto de implementação de uma central CSP é muito grande. Esta duração causa um aumento do custo total de investimento. Há aspectos do projecto que dependem de decisões governamentais e de órgãos reguladores, que tipicamente são morosos. Devido ao longo tempo de desenvolvimento do projecto, poderá haver uma flutuação no preço das matérias-primas que pode igualmente afectar negativamente o custo.

Ao contrário da tecnologia de produção eólica, onde se tem observado uma redução dos preços dos equipamentos, o CSP não apresenta uma elevada procura, não causando, portanto, uma optimização na produção e consequente redução de preços.

Uma central solar térmica com uma potência de 100 MW com capacidade de armazenamento requer aproximadamente o seguinte [27]:

- Área de terreno de 400 ha;
- 25000 Toneladas de aço;
- 12000 Toneladas de vidro;
- 30000 Toneladas de fluido térmico para acumulação;
- 20000 m<sup>3</sup> de betão armado.

Para o transporte destes materiais são necessários 4000 veículos pesados com capacidade de 20 toneladas [27].

Uma central com 100 MW e 9 horas de capacidade de armazenamento representa um investimento de 400 milhões de Euros, 1000 postos de trabalho durante a construção e 100 postos de trabalho durante um tempo de operação de 25 anos [3].

Em Portugal o governo definiu um plano de incentivo com compra de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis. Esta metodologia é adequada para a ajuda no arranque da implementação de centrais CSP em Portugal. Contudo, o desafio é definir uma tarifa que garanta a viabilidade do negócio e motive os investidores. A tarifa não só deve ser um incentivo como também deve garantir retorno positivo ao investimento, ou os investidores vão preferir outras tecnologias ou investimentos noutros sectores.

O tempo de duração do incentivo é também, outro aspecto a considerar cuidadosamente. Quanto mais longo, maior será o tempo que o investidor tira partido e o risco financeiro é reduzido.

O incentivo na compra de electricidade de fontes de energias renováveis a uma tarifa pré definida tem os seguintes objectivos:

- Assegurar a viabilidade económica dos projectos;
- Reduzir o risco do investimento.

As tarifas de compra devem ter em conta os seguintes aspectos:

- Custo do investimento da central por MW;
- Custo de operação e manutenção;
- Outros custos como a aquisição do terreno, infra-estrutura, etc.;
- O DNI e o factor de carga estimado em função da localização;
- A expectativa de receitas dos investidores.

Os produtores de energia eléctrica com base em fontes de energias renováveis são remunerados com base numa fórmula estabelecida na legislação [28]. A forma como a remuneração por energia entregue está desenhada em Portugal também encoraja a produção em horas de mais consumo. Esta forma de remuneração tem também em

consideração uma parcela ambiental que varia de acordo com a tecnologia associada à fonte de energia renovável.

O conceito de remuneração das energias renováveis não só se baseia nos custos evitados, mas também tem em conta os custos diferenciados de acordo com as tecnologias, resultando numa remuneração diferenciada por tecnologia, como se pode analisar na tabela 10.

Tecnologias	Tarifas Médias Indicativas (€/MWh)	Observações
Eólicas	74-75	33 GWh/MW ou 15 anos
Hídrica até 10 MW	75-77	52 GWh/MW ou 20 anos. Em casos excepcionais 25 anos
Fotovoltaico > 5 kW	310-317	21 GWh/MW ou 15 anos
Fotovoltaico ≤ 5 kW	450	
Solar termoelétrico ≤ 10 MW	267-273	
PV microgeração ≤ 5 kW	470	Quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial. 15 anos
PV microgeração > 5 kW e ≤ 150 kW	355	
Biomassa florestal	107-109	25 anos
Biomassa animal	102-104	
Biogás digestão anaeróbia RSU, ETAR e de efluentes e resíduos da agro-pecuária e agro-alimentar	115-117	Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional o Z passa a 3,8. 15 anos
Gás de aterro	102-104	
RSU (vertente queima)	53-54	15 anos
CdR (vertente queima)	74-76	
Ondas (Demonstração até 4 MW)	260	15 anos
Ondas (Pré-comercial até 20 MW)	191	O factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia tendo em consideração as valências do projecto entre os valores de 16 e 22. 15 anos
Ondas (Comercial)		O factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia tendo em consideração as valências do projecto. 15 anos
primeiros 100 MW	131	
150 MW seguintes seguintes	101 76	

Tabela 10 – Tarifas médias indicativas – Energias Renováveis  
Fonte: Adaptada de [28]

A tarifa é, portanto, diferente para as diferentes tecnologias, que é correcto se tivermos em conta o nível de desenvolvimento de cada tecnologia. A tarifa para CSP é aproximadamente 0,27 EUR, que é diferente do da eólica e fotovoltaica. Tal parece correcto porque cada tecnologia tem um custo de investimento diferente e o estado de desenvolvimento e curva de aprendizagem é também diferente. Este custo adicional exige diferentes regimes de apoio do governo.

Apesar do CSP requerer uma tarifa mais elevada do que, por exemplo, a energia eólica, ainda se coloca a questão se, mesmo assim, a tarifa está adequadamente calculada. Basicamente, o cálculo e definição das tarifas é um exercício responsável e tem como objectivo pré-definir a margem de lucro dos investidores.

Um aspecto criticável é o facto de a legislação limitar a potência da central que irá beneficiar do incentivo. O incentivo deveria ser também para centrais a grande escala (superior a 10 MW) ou mesmo ter tarifas diferentes para capacidades também diferentes. Como já foi referido, a viabilidade financeira aumenta com a dimensão da central, já que os custos de implementação e operação diminuem. O tempo de vida útil da central é superior a 25 anos, logo a duração dos contratos deve acompanhar este tempo de amortização como mínimo.

A duração e valor da tarifa ao longo do tempo é uma informação muito importante para os investidores uma vez que lhes vai permitir calcular o retorno e lucros da operação. O investimento para a construção da central é habitualmente um empréstimo a uma determinada taxa de juro. O capital da dívida vai portanto reduzir com o tempo. Logo, faz sentido a tarifa ser ajustada em função da amortização. A inflação e taxa de juro são também factores importantes. A tarifa pode ser revista periodicamente e, no seu cálculo, considerar estes factores.

## 5 Conclusões

Este estudo faz uma análise do CSP em Portugal desde uma perspectiva de mercado e não do ponto de vista técnico. Pretende-se que os decisores tenham informação suficiente sobre as vantagens e custos da implementação do CSP em Portugal.

As energias renováveis, limpas, seguras e fiáveis podem ajudar Portugal no desenvolvimento sustentável. A energia solar térmica tem um futuro próspero porque a tecnologia existe, está disponível e está a melhorar continuamente. Contudo, o custo não é ainda atractivo quando comparado com as centrais que queimam combustível barato como o carvão e o gás natural.

O actual programa de incentivo apenas contempla centrais CSP de baixa potência, com fins experimentais e académicos. Este conhecimento já existe, tornando este investimento pouco útil. Os dados recolhidos no âmbito deste estudo permite concluir que deveríamos focar o incentivo em centrais de funcionamento comercial.

Portugal deveria mudar o regulamento actual de ajuda às energias renováveis, tornar atractivo o investimento privado e permitir a instalação de uma ou mais centrais CSP a média ou grande escala com incentivos à sua operação sustentável.

O sul de Portugal – Alentejo e Algarve – tem um enorme potencial para o CSP se se tiver em conta o DNI, longos dias de sol, boas condições meteorológicas, área disponível a um custo potencialmente baixo e uma rede eléctrica nacional com capilaridade e de boa qualidade.

Devido ao potencial do CSP deveria ser criado um departamento especial com autoridade para a energia solar para a produção de energia eléctrica. Este departamento teria como objectivo principal promover o sector, criar campanhas de medidas de DNI e identificar locais de elevado potencial e fazer estudos de viabilidade. Esta organização poderia também ser o interface com o governo na legislação, dar apoio técnico e legal aos investidores, promover o contacto entre a indústria e os operadores em Portugal, assim como outras funções necessárias ao desenvolvimento do CSP.

Promover o aumento da queima de combustíveis fósseis e emitir mais carbono é uma decisão irresponsável. Também é evidente que os combustíveis fósseis não permitem uma independência energética e estão a escassear. A orientação energética actual passa

pelo uso mais habitual de carros eléctricos entre outras fontes de consumo, que vão exigir ainda mais potência eléctrica disponível.

A opção pelo CSP em Portugal poderia permitir a participação de várias partes: governo, investimento privado e envolvimento académico. Permitiria um desenvolvimento de conhecimento que poderia colocar o nosso país numa melhor posição para fazer face ao futuro.

Existem recursos e capacidades para fabricar e desenvolver a tecnologia, para implementar o CSP em Portugal, mas também para depois exportar. A nossa massa tecnológica e indústria poderiam igualmente ser usadas noutros países.

O CSP tem características de valor únicas. Trata-se de um projecto em que basicamente toda a energia é paga antecipadamente, através do investimento inicial, e depois extrai-se energia sem custos de combustível. Mas o investidor tem que ter garantias para reduzir o risco, ter uma remuneração adequada para cobrir os custos e ter uma margem atractiva.

As principais conclusões que tiramos na elaboração deste trabalho podem ser apresentadas como se segue:

- Mostrou-se que a tecnologia funciona. É viável tecnicamente e comercialmente e nos EUA está em operação há mais de 20 anos;
- O CSP é praticamente isento de emissões de carbono e usa um combustível grátis e ilimitado na escala de tempo da nossa existência no planeta;
- Com o armazenamento de energia térmica, o CSP pode funcionar depois do sol se pôr, classificando esta energia como despachável;
- O CSP tem a capacidade de criar emprego, directo e indirecto, nas várias fases de implementação. Este factor é muito importante no enquadramento laboral que o país actualmente atravessa;
- O CSP exige uma componente local na produção, incentivando a indústria Portuguesa e promovendo o investimento;
- A elaboração de um plano estratégico de implementação do CSP em Portugal a longo prazo mostrou que esta forma de geração de energia permite um elevado nível de sustentabilidade e diminui a dependência dos combustíveis fósseis, da flutuação de preços, entre outros problemas associados;

- A existência desta infra-estrutura poderá incentivar o investimento académico e privado na investigação e desenvolvimento, podendo potencialmente colocar Portugal na mesma liga de outros fornecedores;
- Os resultados resultantes da venda da electricidade geram lucros e impostos, que podem igualmente contribuir para a sustentabilidade do nosso sistema fiscal.

Conclui-se no estudo que, uma vez que os investimentos iniciais são recuperados e os juros pagos, a electricidade solar é mais cara do que electricidade proveniente de centrais de energia alimentadas com recursos fósseis. Este inconveniente pode ser reduzido com taxas de juros mais baixas e maiores períodos de amortização. Poderão também ser criados instrumentos legais para incentivar o investimento. O mais óbvio é através da compra da energia eléctrica com uma remuneração legal que atraia os investidores, como acontece em Espanha.

Como resultado da análise feita, podemos afirmar que os investimentos no CSP são altos. Por isso a electricidade tem um custo de produção superior. Poder-se-ia iniciar a construção duma central com potência 125 MW em 2015 com um investimento de 763,75 milhões de EUR. Este custo é financiado e o governo apenas tem de criar mecanismos financeiros de suportar, a longo prazo, o retorno no investimento. Podemos afirmar que o CSP representa uma oportunidade em Portugal e o custo adicional de produção são ultrapassados com os benefícios ambientais e potencial industrial e tecnológico que Portugal poderia arrecadar.

## **5.1 Desenvolvimentos Futuros**

Os custos de implementação e operação das centrais CSP estão a mudar, com tendência a serem reduzidos com a massificação da tecnologia. A análise abordada neste trabalho é necessariamente baseada em custos à data de elaboração do estudo, considerando uma redução baseada em pesquisas e estimativas. Torna-se necessário refazer a análise usando custos actualizados na época de implementação, usando o mesmo modelo ou outro melhorado, para permitir fazer comparações e melhor avaliar o risco financeiro do investimento.

Um dos componentes de maior importância no CSP são os espelhos. Este material representa aproximadamente 16% do investimento total [6]. Existe a necessidade de reduzir o custo e aumentar a reflectividade. Há aqui um grande potencial para investigação do estado da arte actual e potencial para o futuro.

O fluido de transferência de calor é também um importante componente no sistema termodinâmico. Há potencial de redução de custos e aumentar as temperaturas de funcionamento. São necessários estudos que ajudem a atingir estes objectivos.

O CSP só é uma energia despachável com ao armazenamento térmico. O fluido que acumula esta energia é actualmente o sal fundido. Estudos podem ser feitos para desenvolver outros fluídos que tragam melhores propriedades de acumulação térmica a custos mais baixos.

Os sistemas mecânicos de suporte dos espelhos e orientação necessitam de uma diminuição de complexidade e custo, mantendo a eficiência e tolerâncias adequadas. Devem ser avaliadas novas estruturas.

## Referências

[1]

Duffie, J. e Beckman, W., 1991, “*Solar Engineering of Thermal Processes*”, John Wiley & Sons Second Edition, Second Edition, páginas 147 a 184 e 250 a 330

[2]

Site internet NREL – *National Renewable Energy Laboratory*  
www.nrel.gov, link “*Concentrating Solar Power Projects*”  
Consultado em 23/10/2012

[3]

*Concentrating Solar Power Technology – Principles, Developments and Applications*  
Edited by Keith Lovegrove and Wes Stein  
2012, Woodhead Publishing Series in Energy

[4]

Paul Denholm, Yih-Huei Wan, Marissa Hummon, and Mark Mehos  
*An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario*  
NREL – National Renewable Energy Laboratory, March 2013

[5]

Trevor M. Letcher, Future Energy, 2007, Ed. Elsevier  
Parte II – “*Renewable Energy*”, capítulo 10 – “*Concentrating Solar Power*”, páginas 171 a 192 (by Robert Pitz-Paal)

[6]

A. T. Kearney, *Solar Thermal Electricity 2025 – Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production*, June 2010

[7]

Brochura CSP, 2008  
*CSP – Global Market Initiative, The Concentrating Solar Power*

[8]

*CSP Today – The design challenges of stop-start turbines for the CSP industry*  
Jenny Muirhead, May 3, 2013

[9]

*IRENA – International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Technologies:  
Cost analysis Series, Volume 1 – Power Sector*  
Versão 2/5, Junho 2012

[10]

George M. Kaplan, *Understanding Solar Concentrators*  
Vita, 1985, ISBN: 0-86619-239-5

[11]

*Concentrating Solar Power: Projects – “Planta Solar 10” Seville*  
NREL – National Renewable Energy Laboratory  
Agosto 2012

[12]

Jornal on-line “Portal Ambiente Online Notícias” – Primeira central solar térmica  
nacional em consulta pública  
2008-07-18

[13]

Site internet REN  
[http://www.ren.pt /](http://www.ren.pt/)  
Consultado em 29/8/2013

[14]

*Renewable Energy Essentials: Concentrating Solar Thermal Power*  
IEA, 2009

[15]

*CSPA – Benefits of CSP with Thermal Storage*  
Versão 1.0, Dezembro 2012

[16]

Diário da República, 2.<sup>a</sup> série – N.º 157, 14 de Agosto de 2009

[17]

Site internet : *Emerging Energy Research* (EER)

<http://www.emerging-energy.com/>

Consultado em 26/6/2013

[18]

*IEA – International Energy Agency, World Energy Outlook 2010*

[19]

Nota Explicativa da Informação Sobre Produção em Regime Especial

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Agosto 2009

[20]

Site internet EDP

<http://www.edp.pt/>

Consultado em 5/3/2013

[21]

Site internet European Commission

[http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

Consultado em 5/1/2013

[22]

*An Overview of CSP in Europe and MENA*

Outubro 2008

[23]

*EASAC policy report 16, “Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future”*

Novembro 2011, ISBN: 978-3-8047-2944-5

[24]

Número 2602, *New Scientist Magazine*,  
5 de Maio 2007, página 16

[25]

*MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*

[26]

EDP Direcção de Produção Térmica, Declaração Ambiental 2011 – Central Termoelétrica de Sines, Página 54

[27]

Prof. Hans Muller-Steinhagen, *Solar Thermal Power Plants – On the Way to Commercial Market Introduction*, Institute for Thermodynamics, German Aerospace Centre (DLR), Stuttgart (data não especificada)

[28]

Decreto-Lei n.º 225/2007, Diário da República, 1.ª série – N.º 105 – 31 de Maio de 2007

[29]

Site internet CSP World  
[www.csp-world.com](http://www.csp-world.com)  
Consultado em 15/8/2013

[30]

Site internet Universität Oldenburg  
<http://www.uni-oldenburg.de/>  
Consultado em 15/8/2013

[31]

Site Internet DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (<http://www.dgeg.pt/>)  
Consultado em 5/1/2013

[32]

Site internet Solar Millennium “[www.solarmillennium.de](http://www.solarmillennium.de)”, link “Parabolic Trough Technology – The Facts”

Consultado em 23/10/2012

[33]

Site internet SPIE

[www.spie.com](http://www.spie.com)

Consultado em 15/8/2013

[34]

*Plataforma Solar de Almeria, Informe Annual 2010, Gobierno de España, Ministério de Economía y Competitividad*

[35]

Site internet Solar Cell Central

<http://www.solarcellcentral.com/>

Consultado em 15/8/2013

[36]

Site Internet European Commission – EUROSTAT

Energy production and imports

[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Energy\\_production\\_and\\_imports](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_production_and_imports)

Consultado em 5/1/2013