



Universidade Federal
de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

SNADGYELL DAHASLEY BARROS LEAL

**GERAÇÃO SOLAR TÉRMICA: O CASO DA USINA DE
IVANPAH**

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2015

SNADGYELL DAHASLEY BARROS LEAL

GERAÇÃO SOLAR TÉRMICA: O CASO DA USINA DE IVANPAH

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2015

SNADGYELL DAHASLEY BARROS LEAL

GERAÇÃO SOLAR TÉRMICA: O CASO DA USINA DE IVANPAH

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho aos meus pais: Lucia
Maria de Sousa Barros Leal e Sebastião
Rodrigues Leal

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado saúde, uma família maravilhosa, por me dá força e me proteger em todos os momentos da minha vida e por ter feito eu chegar até aqui.

Agradeço imensamente aos meus pais, Sebastião Rodrigues Leal e Lucia Maria de Sousa Barros Leal, por todo o suporte que sempre recebi. Eles nunca mediram esforços para me ajudar, me aconselhar e participaram de maneira muito significativa e especial, para que meus sonhos se realizassem. Devo tudo e mais um pouco a eles.

Quero agradecer aos meus irmãos por todo o suporte, brincadeiras, conselhos... enfim tudo de bom e especial que vivi e vou viver com eles.

Agradecimento à minha namorada, Fabiana Dantas de Sousa, por todo o carinho, atenção e apoio dedicados a mim e sempre me estimulando para a conclusão de mais essa caminhada. Agradeço pela sua paciência em todos os momentos que por motivos de estudo, não me fiz presente ou não ofereci a minha atenção e lazer por ela merecidos. Essa é só mais uma de muitas caminhas juntos.

Agradecimento especial àqueles que ajudaram na minha formação, não só acadêmica como também, profissional e como pessoa. Eles tornaram-se muito mais que amigos, hoje considero-os como meus irmãos, Bianca Cartaxo, Elton Brasil, Ezequiel Batista, Mariana Alencar, Mikhail Antonovitch, Nelson Carlos e Victor Perone. Agradeço-os por todos os sorrisos, brincadeiras e xícaras de café, que foram de fundamental importância para a realização desta etapa. Espero levar essa irmandade por toda a minha vida.

Agradecimentos ao professor M. Sc. Leimar de Oliveira, que além de ser um grandíssimo professor, uma pessoa excepcional e ter um excelente senso de humor e paciência, me auxiliou de maneira significativa na execução deste trabalho.

Por fim, agradeço a Adail e Tchaikovsky que sempre com alegria e bom humor, estiveram sempre à disposição para ajudar, aconselhar e esclarecer sobre os mais diversos assuntos.

*“Que os vossos esforços desafiem
as impossibilidades, lembrai-vos
de que as grandes coisas do homem
foram conquistadas do que parecia
impossível”*

Charles Chaplin.

RESUMO

A crescente demanda mundial por energia, associada às preocupações ambientais e questões como segurança energética e a diversificação da matriz energética, têm sido alguns dos motivos para uma maior utilização da energia renovável. A energia solar apresenta um potencial gigantesco nesse ambiente de geração de energia renovável e seu aproveitamento tende a aumentar ao longo dos anos. O presente trabalho apresenta um estudo sobre a geração de energia elétrica por meio da tecnologia solar térmica concentrada. É apresentado um breve histórico sobre a evolução da tecnologia de utilização da energia solar, desde Arquimedes até a sua utilização para geração de energia elétrica. Também é apresentada uma análise descritiva das tecnologias CSP aplicadas à geração de eletricidade, tal como as alternativas utilizadas para o aumento da eficiência de usinas CSP, que consiste em sistemas de armazenamento térmico e sistemas de back-up. Por fim, é feito um estudo de caso para a geração solar térmica, tomando como base o sistema de geração solar elétrica de Ivanpah.

Palavras-chave: Energia solar concentrada, CSP, ISEGS, Ivanpah, energia renovável

ABSTRACT

The growing worldwide demand for energy, coupled with environmental concerns and issues such as energy security and the diversification of energy sources, have been some of the reasons for the increased use of renewable energy. Solar energy presents an enormous potential that renewable energy generation environment and its use tends to increase over the years. This paper presents a study on power generation through concentrated solar thermal technology. It is presented a brief history of the evolution of the use of solar energy technology, from Archimedes to its use to generate electricity. Also a descriptive analysis of CSP technologies applied to electricity generation is shown as the alternatives used to increase the efficiency CSP plants, consisting of thermal storage systems and back-up systems. Finally, a case study is made for solar thermal generation, based on the system of solar electric generation Ivanpah.

Keywords: Solar thermal energy, CSP, ISEGS, Ivanpah, renewable energy

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Fornalha solar de Lavoisier (1774)	19
Figura 2: Coletor parabólico de uma impressora à energia solar (Paris, 1882)	19
Figura 3: Concentrador parabólico de John Ericsson (1870).....	20
Figura 4: Planta de bombeamento de águas do Nilo (Egito, 1913)	21
Figura 5: Caminhos da radiação solar: a. Direta, b. Difusa, C. Refletida	23
Figura 6: Piranômetro	24
Figura 7: Pireliômetros	25
Figura 8: Irradiação solar direta em kWh/m ² em um ano	26
Figura 9: Cinturões de Sol (Sun belts).....	26
Figura 10: Esquema geral do processo CSP	27
Figura 11: Tipos de tecnologia CSP.	31
Figura 12: Desenho esquemático da concentração de radiação em um concentrador parabólico e concentrador parabólico real.	32
Figura 13: Esquemático de uma planta CSP de calha parabólica	33
Figura 14: Tubo absorvedor de calor	33
Figura 15: Rastreamento do sol orientado no eixo norte-sul	34
Figura 16: Usina solar de Albengoa, Espanha	35
Figura 17: Esquemático refletor Fresnel linear e refletor da usina de Kimberlina, Califórnia.	36
Figura 18: Princípio de funcionamento do refletor Fresnel linear	36
Figura 19: Diagrama esquemático de uma planta LFR.	37
Figura 20: Coletor prato parabólico.....	38
Figura 21: Usina solar que utiliza a tecnologia de pratos parabólicos, no Arizona, USA	38
Figura 22: Esquema de uma usina CSP com a tecnologia de torre solar.....	39
Figura 23: Sistema de armazenamento direto a dois tanques	42
Figura 24: Sistema de armazenamento indireto com dois tanques.	43
Figura 25: Planta solar para operação em carga intermediária	44
Figura 26: Planta solar para operação em carga intermediária atrasada	44
Figura 27: Curva típica de geração deslocado	45
Figura 28: Planta solar para operação na base.....	45
Figura 29: Geração de energia estendida para operação na base.....	46
Figura 30: Planta solar para operação em momentos de pico.....	46
Figura 31: Produção maximizada para atender demanda de pico.....	47
Figura 32: Planta CSP com caldeira auxiliar.	48
Figura 33: Planta híbrida com armazenamento térmico, layout da planta de Andasol, Espanha.	48
Figura 34: Combinação de armazenamento e hibridização em uma planta solar	49
Figura 35: Divisão dos custos de investimento de capital para uma planta de 100 MW para calha parabólica e para torre solar na África do Sul	51
Figura 36: Mapa de projetos CSP ao redor do mundo, atualizado em junho de 2015	58
Figura 37: Localização do sistema de geração solar elétrica de Ivanpah	61
Figura 38: Heliostatos da usina de Ivanpah.....	62
Figura 39: Sistema de geração solar elétrica de Ivanpah.....	62
Figura 40: Torre solar e condensador de Ivanpah.....	63
Figura 41: Método de recuperação avançada de petróleo da Chevron, Coalinga, Califórnia	64
Figura 42: Suporte de um heliostatos inserido diretamente no solo	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tipos de coletores.....	30
Tabela 2: Características de desempenho das tecnologias CSP.....	31
Tabela 3: Consolidação de custos para usinas CSP com cilindro parabólico.....	53
Tabela 4: Aumento da capacidade total instalada para a tecnologia CSP.....	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.C.	Antes de Cristo
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
CLFR	<i>Compact Linear Fresnel Reflector</i>
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
d. C.	Depois de Cristo
DCS	<i>Distributed Collector System</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i>
DOE	<i>Department of Energy</i>
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
EUA	Estados Unidos da América
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
h	hora
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ISEGS	<i>Ivanpah Solar Electric Generating System</i>
km ²	Quilômetros quadrados
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LRAD	<i>Long Range Acoustic Device</i>
LFR	<i>Linear Fresnel Reflector</i>
m	Metros
m ²	Metros quadrados
mm	Milímetros
MW	Megawatt
MWe	Megawatt elétrico
MWh	Megawatt hora
MWt	Megawatt térmico
MW/m ²	Megawatt por metro quadrado
NO _x	Óxido de Nitrogênio

O ₃	Ozônio
O&M	<i>Operating and maintenance</i>
PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company</i>
SCE corp.	<i>Southern California Edison</i>
SEGS	<i>Solar Electric Generating</i>
SO _x	Óxido de Enxofre
SRSR	<i>Solar Receiver Steam Generator</i>
SSPS	<i>Small Solar Power System</i>
TWh	Terrawatts-hora
USD	<i>United States dollar</i>
USFWS	<i>United States Fish and Wildlife Service</i>
V	Volt
W	Watt
W/m ²	Watt por metro quadrado

SUMÁRIO

Sumário	xiii
1 Introdução.....	15
1.1 Objetivos Gerais.....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 Estrutura do trabalho.....	17
2 Embasamento teórico	18
2.1 Histórico.....	18
2.2 Recurso Solar	22
2.2.1 Medição da Radiação Solar	24
2.2.2 Recurso Solar para Geração Solar Térmica	25
2.3 Tecnologia de Concentração Solar	27
2.3.1 Fluido de Trabalho.....	28
2.3.2 Coletores Solares	29
3.2.2.1 Concentradores Cilíndrico-Parabólico.....	31
3.2.2.2 Refletores Lineares de Fresnel.....	35
3.2.2.3 Pratos Parabólico	37
3.2.2.4 Torre Solar	39
2.4 Armazenamento Térmico.....	40
2.4.1 Capacidade de Armazenamento e Operação de uma Planta Solar.....	43
2.5 Hibridização.....	47
3 Aspectos Econômicos.....	50
3.1 CAPEX: Custo de Investimento de capital	50
3.2 Custos de Operação e Manutenção	51
3.3 Custos Nivelado de Energia (LCOE).....	52
3.4 Redução de Custos	54
3.4.1 Aprendizado e Desenvolvimento Tecnológico.....	54
3.4.2 Economia de Escala.....	55
3.4.3 Efeitos Agrupamento	55
4 Cenário Atual de CSP no Mundo	56
4.1 Projeto Helioterm.....	59
5 Estudo de Caso	61
5.1 Caso Ivanpah.....	61
5.2 Financiamento do Projeto	63
5.3 Aspectos Técnicos	64
5.4 Aspectos Econômicos	66
5.5 Sustentabilidade Ambiental	66
5.6 Críticas e Desafios	68

6 Conclusão	70
Bibliografia.....	72
APÊNDICE A	76
APÊNDICE B.....	80
APÊNDICE C.....	81

1 INTRODUÇÃO

Devido à crescente demanda mundial por energia elétrica e pressões de ambientalista e da sociedade como um todo, viu-se a necessidade de buscar novas formas de se produzir energia, de modo que se reduzisse uso dos combustíveis fósseis que tanto agredem o meio ambiente, assim como a redução da dependência que se há na importação de petróleo oriundo dos países do Oriente Médio.

Vários são os fatores que levam à adoção da energia renovável como uma alternativa à produção de energia, dentre eles pode-se citar: redução da emissão de gases poluentes na atmosfera, gases esses que estão relacionados ao aumento médio das temperaturas na superfície terrestre, outro fator está relacionado ao fato de que as fontes de energia utilizadas para esse tipo de geração (Sol, vento, chuva, marés e energia geotérmica) possuem a capacidade de regeneração (renovação), ou seja, não se esgotam.

A energia solar se refere à energia proveniente da luz e do calor do Sol e pode ser utilizada de diversas maneiras como, aquecimento e iluminação de ambientes, aquecimento de processos industriais, fotossíntese e para um caso mais específico para a produção de energia elétrica.

A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre de duas formas: energia solar fotovoltaica, no qual a energia solar é convertida diretamente em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos e a energia solar concentrada, também conhecida como energia solar térmica, no qual a conversão em energia elétrica se dá de maneira indireta, pois a energia do sol é utilizada inicialmente para a produção de vapor, que posteriormente aciona uma turbina e assim há a geração de energia.

A energia solar é o recurso energético mais abundante da Terra, são cerca de 885 milhões de terawatts-hora (TWh) que alcançam a superfície do planeta a cada ano, que corresponde a cerca de 6200 vezes a energia primária comercial consumida pela humanidade em 2008. (IEA, 2014a)

As primeiras plantas para a produção de energia solar térmica foram implantadas na Califórnia, EUA por volta de 1984. A partir de 2008, a Espanha começou a investir nesse tipo de tecnologia de geração tornando líder mundial nesse tipo de geração.

A partir de 2010, a geração de energia solar térmica, a partir da energia solar concentrada (CSP) cresceu fortemente em todo mundo, devido a visualização do seu potencial de geração. Além da Espanha e dos Estados Unidos, países como, Emirados Árabes Unidos, Índia, Argélia, Egito, Marrocos, Austrália, China e Tailândia também possuem investimentos nesse tipo de tecnologia de produção de energia.

A entrada desses países nesse mercado, investindo em pesquisa e desenvolvimento na geração de energia solar térmica, está sendo crucial para a redução dos custos para a implantação desse tipo de tecnologia como também no custo final da energia gerada.

1.1 OBJETIVOS GERAIS

O objetivo desse trabalho visa o estudo de alternativas à geração de energia elétrica, nesse caso a energia solar térmica.

O estudo se concentrará na tecnologia de geração solar térmica que utiliza espelhos para concentrar a energia solar e a assim gerar eletricidade, onde serão explanados todos os conceitos relacionados a essa tecnologia de geração que englobam desde a sua concepção, implantação e operação.

Serão abordados ainda a análise dos custos relacionados a essa tecnologia, eficiência desse tipo de geração e os sistemas de back-up para esse tipo de geração. Além disso, será explanado uma breve análise sobre o potencial brasileiro para esse tipo de geração.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Participa ainda o escopo deste trabalho, a análise da planta solar térmica de Ivanpah, localizada a sudoeste de Las Vegas em San Bernadino, Califórnia nos Estados Unidos. Em linhas gerais, serão abordados aspectos como a tecnologia empregada, os custos relativos à sua implantação e operação, os impactos ambientais relacionados à usina e ainda os aspectos técnicos da mesma.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2, faz-se uma revisão bibliográfica, apresentando a tecnologia de geração solar térmica, onde é apresentado as diferentes tecnologias desse tipo de geração. O capítulo inicia-se com um breve histórico sobre o desenvolvimento da tecnologia de concentração solar para as diversas aplicações até chegar especificamente à geração de energia elétrica. Em seguida são apresentadas uma fundamentação técnica e a definição dos conceitos existentes na atualidade. Também está presente neste capítulo, os conceitos de armazenamento térmico e sistemas de back-up que visam melhorar o desempenho de uma planta CSP.

No capítulo 3, tem-se a análise dos aspectos econômicos de uma planta CSP. Serão apresentados o custo de investimento inicial, custos com a operação e manutenção de uma planta CSP e também o custo nivelado de energia da mesma.

No capítulo 4, é apresentado uma visão atual da tecnologia CSP. São apresentados os dados atualizados quanto a capacidade instalada, e os investimentos realizados em projetos de energia termossolar concentrada.

No capítulo 5, tem-se um estudo de caso em relação ao sistema de geração solar elétrica de Ivanpah, onde é apresentado dados relativos à construção e operação da usina. É apresentado todos os aspectos técnicos relacionados à tecnologia empregada, os custos relativos à construção e operação, energia gerada e rendimentos da usina. Também é apresentado questões relativas aos impactos ambientais desse empreendimento.

Por fim é feita uma conclusão, com uma breve análise do que foi apresentado nos capítulos anteriores assim com uma breve perspectiva para o futuro em relação ao uso da tecnologia para geração de energia elétrica.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Nesta seção é apresentada a fundamentação teórica, apresentando uma visão geral dos sistemas de geração utilizando a tecnologia de concentração solar, os tipos básicos de tecnologia e seus principais tópicos.

2.1 HISTÓRICO

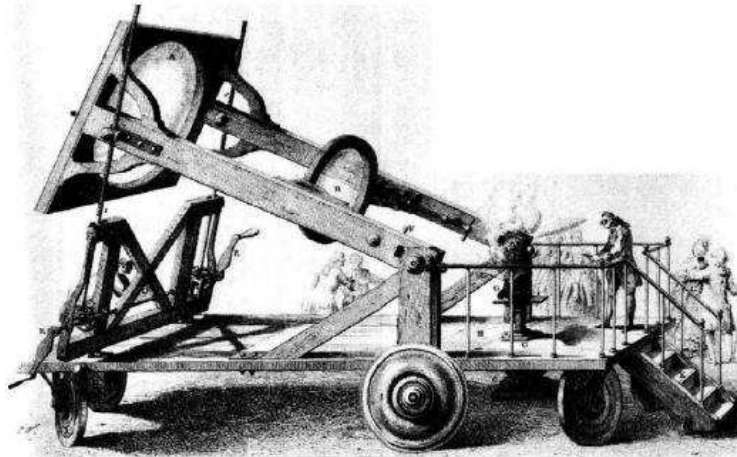
Energia solar é a fonte de energia mais antiga já usada. A primeira aplicação prática foi em secagem para preservação de alimentos (KALOGIROU, 2009).

De acordo com (KALOGIROU, 2009), a aplicação mais antiga de utilização de energia solar em larga escala, embora ainda não seja comprovada, foi a queima de uma frota romana na baía de Syracuse (hoje pertencente Itália), por Arquimedes, matemático e filósofo grego (287-212 a.C.). De 100 a.C. a 1100 d.C., vários autores fizeram referência para esse evento. E há relatos de que próprio Arquimedes escreveu um livro, *On Burning Mirrors*, mas nenhuma cópia sobreviveu. Segundo Vitelio, um matemático polonês, no seu livro *Optics* Vitelio, o instrumento que Arquimedes utilizou para queimar a frota romana era composta por 24 espelhos, ao qual convergia os raios do sol para um foco, produzindo um aumento extra de temperatura.

Outros historiadores, acreditam que Arquimedes, em vez de utilizar o conjunto de espelhos planos, fez uso de uma grande parábola com foco no local onde se encontrava os navios. Proclus repetiu o experimento de Arquimedes durante o período Bizantino e queimou a frota de guerra inimiga em Constantinopla.

Já no século XVIII, na Europa e Oriente Médio, começaram a ser desenvolvidas fornalhas solares, cuja aplicação era a fundição de metais, principalmente ferro e cobre (LODI, 2011). Segundo (KALOGIROU, 2009), foi durante esse século que surgiram a fornalha solar, desenvolvida por Lavoisier em torno de 1774, apresentada na Figura 1, capazes de derreter ferro, cobre e outros metais. Possuía poderosas lentes, uma de 1,32 metros e a outra de 0,2 metros e era capaz de obter temperaturas de 1750°C.

Figura 1: Fornalha solar de Lavoisier (1774)

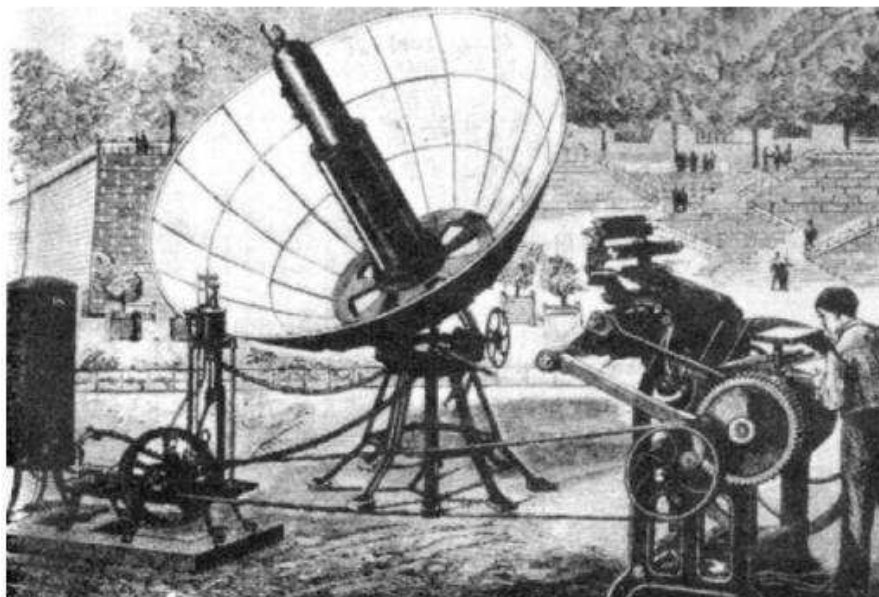


Fonte: KALOGIROU (2009)

De acordo com (KALOGIROU, 2009), durante o século XIX, foram feitas tentativas para converter a energia solar em vapor de baixas pressões para operar engrenagens. Augusto Mouchot foi o pioneiro nesse campo, construiu e operou as primeiras máquinas a vapor movidas à energia solar.

Uma de suas máquinas, uma impressora movida à energia solar foi apresentada em uma exposição internacional em Paris, em 1882 e imprimia 500 cópias por hora, é apresentada na Figura 2. Mas foi considerada pelo governo francês cara demais para ser fabricada em larga escala (RAGHEB, 2011 apud LODI, 2011).

Figura 2: Coletor parabólico de uma impressora à energia solar (Paris, 1882)

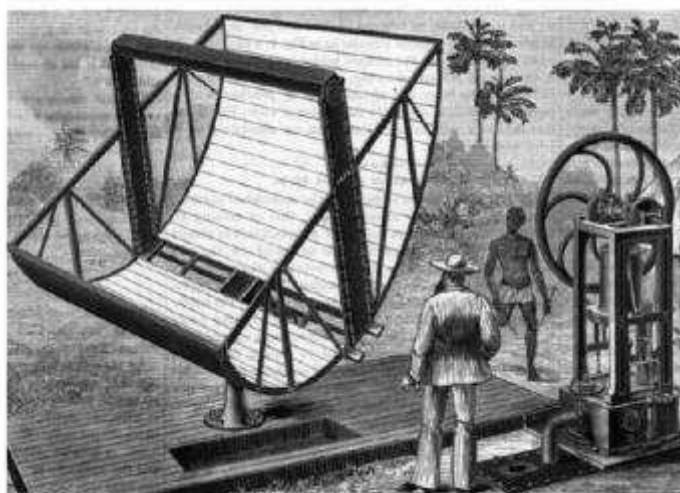


Fonte: KALOGIROU (2009)

Contudo, na época, a avaliação pelo governo francês teria mostrado que o aparelho era muito caro para ser construído. Em 1875, Mouchot fez um grande avanço no design do coletor, modificando sua forma para um refletor cônico truncado. Abel Pifre, um conhecido de Mouchot, construiu um coletor parabólico de espelhos pequenos (KALOGIROU, 2009).

Segundo (BUTTI e PERLIN, 1980), após Augustin Mouchot começar seus primeiros experimentos, um engenheiro americano chamado John Ericsson construiu o primeiro motor a vapor movido diretamente à energia solar, como apresentado na Figura 3, em que utilizava concentradores cilíndrico-parabólicos para aquecer a água ou o ar como fluidos de trabalho, ao todo foram construídos oito sistemas com esse.

Figura 3: Concentrador parabólico de John Ericsson (1870)



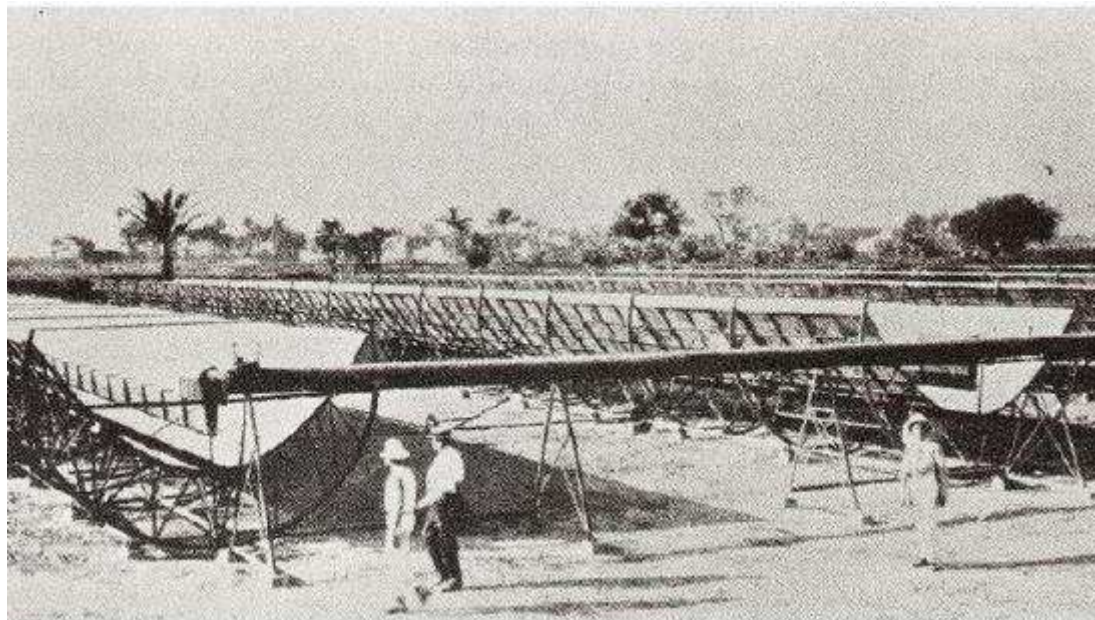
Fonte: RAGHEB (2011) apud LODI (2011)

Em 1901, A. G. Eneas desenvolveu um sistema de bombeamento de água em uma fazenda na Califórnia. A estrutura era composta por 1788 espelhos alinhados na parte interior de uma parábola. Os raios solares eram direcionados para uma caldeira, para gerar vapor e assim acionar uma bomba centrífuga.

Em 1912, Frank Shuman, em colaboração com C. V. Boys, construíram uma planta de bombeamento de água próximo ao Rio Nilo, no Egito. O sistema era formado por longas parábolas cilíndricas (62 m de comprimento e 4,5 m de largura) com foco em um tubo por onde passava água e era transformada diretamente em vapor. O sistema ocupava uma área de cerca de 1200 m² e operava uma bomba com vazão máxima de 22,7 m³ de água por minuto. O sistema entrou em operação em 1913 e apesar do sucesso desta planta, ela foi completamente desligada em 1915 devido a Primeira Guerra Mundial e os

preços dos combustíveis mais baratos (KALOGIROU, 2009). A planta é apresentada na Figura 4.

Figura 4: Planta de bombeamento de águas do Nilo (Egito, 1913)



Fonte: RAGHEB (2011) apud LODI (2011)

Frank Shuman, americano, inventor, empresário e um visionário sobre a energia solar é considerado o pioneiro em geração solar de larga escala (Ragheb, 2011).

Durante os últimos 50 anos, muitas variações foram projetadas e construídos usando coletores concentrados como um meio de aquecimento de fluido de trabalho que alimenta equipamentos mecânicos. Os modelos atuais de coletores solares começaram a ser desenvolvidos nos EUA, a partir da década de 1970, coordenados pelo Departamento de Energia (DOE).

Segundo (BUTTI e PERLIN, 1980), o genovês Giovanni Francia (1911-1980) testou o primeiro sistema de torre solar em 1965 em Sant'Ilario, próximo a Genoa na Itália. A planta foi capaz de produzir 1 MWt de vapor superaquecido a uma temperatura de 500°C e uma pressão de 100 bar (cerca de 96,7 atm).

A primeira planta solar comercial foi instalada no Novo México em 1979 pelo Sandia National Laboratory, composta por coletores cilindro parabólicos que atingiam temperaturas de até 500°C e utilizada inicialmente para fornecer calor para processos industriais (RAGHEB, 2011 apud LODI, 2011).

O desenvolvimento do cilindro-parabólico também ocorreu na Europa, tendo sido iniciado através de um projeto de demonstração de sistemas de geração solar, chamado

SSPS/DCS (Small Solar Power Systems/Distributed Collector System). O projeto foi instalado em Tabernas, na Espanha, em 1981, e consistiu em dois campos solares de espelhos cilindros-parabólicos com área total de abertura de 7.602 m². O sistema utilizou tecnologia da Acurex e da MAN, empresa alemã sediada em Munique (Ragheb, 2011).

Segundo (Ragheb, 2011), A utilização da tecnologia de concentração solar para a geração de energia elétrica começou em 1983, em um acordo fechado entre a Southern California Edison (SCE) que assinou um contrato de compra de energia com Luz International Limited (Luz) que construiu as plantas SEGS I e II (Solar Electric Generating System), com 14 MW e 30 MW, respectivamente. Posteriormente foram fechados diversos contratos entre a Luz e a SCE, levando a construção das SEGS III à IX, cuja a potência total é de 354 MW.

A década de 90, mais precisamente no período de 1991 a 2006, não houve novos investimentos nesse ramo de geração devido à falta de interesse público e aos elevados custos de geração dessa tecnologia, em relação a outras fontes de geração. Foi nesse período em que a companhia Luz decretou falência e suas plantas SEGS foram vendidas para grupos de investidores e passaram a operar de maneira independente.

Segundo (IRENA, 2012), depois de 15 anos de estagnação, a atividade reiniciou com a construção da planta SAGUARO, de 1 MW, no Arizona, que entrou em operação em Janeiro de 2006. No mesmo ano, foram iniciadas as construções das plantas NEVADA SOLAR ONE (EUA), de 72 MW, e PS10 (Espanha), de 11 MW. Em 2007 ambas iniciaram suas operações. Desde então, muitas plantas foram construídas e entraram em operação.

2.2 RECURSO SOLAR

O Sol é uma estrela composta de matéria gasosa e quente, com um diâmetro de $1,392 \times 10^6$ km, que está situado a uma distância de aproximadamente $1,5 \times 10^8$ km do planeta Terra. Segundo (BASU, 2007) sua constituição básica é formada por hidrogênio (cerca de 74% de sua massa, ou 92% de seu volume) e hélio (24% da massa solar, 7% do volume solar), com traços de outros elementos incluindo ferro, níquel, oxigênio, silício, enxofre, magnésio, néon, nitrogênio, carbono.

A energia solar é o termo que se refere à energia proveniente da luz e calor do Sol e segundo (KALOGIROU, 2009), a energia gerada pelo Sol, gira em torno de

$3,8 \times 10^{20}$ MW, equivalente a 63 MW/m^2 na superfície solar e esta energia é emitida em todas as direções, sendo que a terra recebe o valor equivalente a $1,7 \times 10^{14}$ kW dessa radiação total emitida.

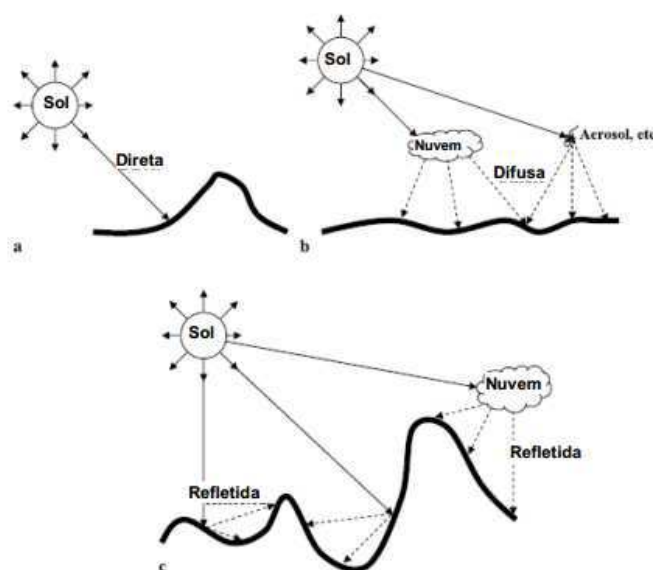
A energia solar é o recurso energético mais abundante na terra, com cerca de 885 milhões de terawatts-hora (TWh) que atingem a superfície do planeta a cada ano – 6200 vezes a energia primária comercial consumida pela humanidade em 2008 (IEA, 2014a).

(SEN, 2008) afirma que a densidade média do fluxo energético proveniente da radiação solar que chega à Terra é de 1367 W/m^2 , sendo essa medida num plano perpendicular à direção de propagação dos raios solares.

De toda a radiação que chega à parte superior da atmosfera da Terra, parte dela é refletida de volta para o espaço, por meio de nuvens, massas de gelo e neve, poluição e a própria superfície terrestre. Uma outra parte é absorvida pela própria atmosfera (a depender da sua composição), a própria camada de ozônio (O_3) absorve radiação na banda de ultravioleta, assim como o dióxido de carbono (CO_2) que absorve parte dessa radiação. Da radiação solar total que atinge as camadas superiores da atmosfera, apenas uma pequena parcela atinge realmente a superfície terrestre.

A partir da combinação de todos esses efeitos (reflexão, absorção, refração e espalhamento), a radiação solar que a atinge a superfície terrestre se divide em duas componentes distintas principais: uma componente direta, uma difusa e ainda uma refletida, conforme a Figura 5.

Figura 5: Caminhos da radiação solar: a. Direta, b. Difusa, C. Refletida



Fonte: (LODI, 2011), retirado e adaptado de (SEN, 2008)

A radiação direta ou radiação “feixe” ou ainda DNI (*Direct Normal Irradiation*) é a radiação que atinge diretamente a superfície da Terra, sem ocorrer nenhuma dispersão ou reflexão pelo caminho e varia muito ao longo do dia, em função das condições atmosféricas. A radiação difusa é resultado dos efeitos de dispersão, reflexão e atenuação em todas as direções, sofrida pelos feixes de radiação. Se a superfície for inclinada com relação a horizontal, surgirá ainda a componente refletida. A soma dessas parcelas representa a Irradiação Global Horizontal, GHI (*global horizontal irradiation*), que é a medida de toda radiação recebida por uma superfície plana horizontal.

2.2.1 MEDIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR

De acordo com (CRESEB, 2010), existem, basicamente, dois tipos principais de equipamentos de medição de radiação solar: o piranômetro e pireliômetro.

O piranômetro é um equipamento que mede a radiação global. O modelo tradicional caracteriza-se pelo uso de uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies. A expansão obtida confere uma diferença de potencial que, ao ser medida, apresenta o valor instantâneo de energia solar (LODI, 2011). Um piranômetro é apresentado na Figura 6.

Figura 6: Piranômetro

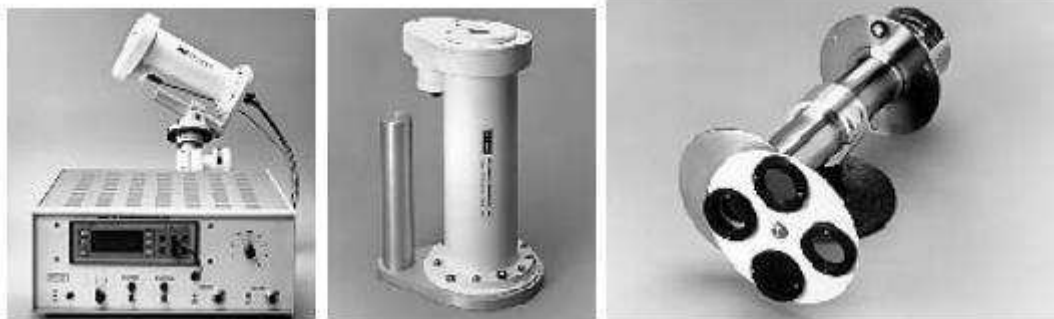


Fonte: EKO Instruments

O pireliômetro é uma ferramenta utilizada para medir a radiação solar direta. O princípio de funcionamento é semelhante ao piranômetro, é utilizado uma termopilha que converte calor em um sinal elétrico. Um fator de calibração é aplicado para converter o sinal de tensão para um fluxo de energia radiante equivalente, medida em watts por metro quadrado. O instrumento segue o movimento do Sol, onde o sensor é ajustado de modo a

receber a máxima intensidade de radiação solar. A Figura 7 apresenta alguns pireliômetros.

Figura 7: Pireliômetros



Fonte: (Cresesb, 2010)

Existem ainda três métodos de se calcular a irradiação solar direta, a saber: modelos de transferência radiativa, modelos de decomposição da irradiação solar e estimativa via satélite.

De acordo com (FREIDENRAICH et. al., 2009), o modelo de transferência radiativa é um modelo paramétrico que faz uso da modelagem física da atmosfera, levando em consideração as interações da irradiação solar direta com a atmosfera terrestre, tais como: espalhamento e absorção pelas moléculas existentes na atmosfera. Segundo o mesmo autor, os modelos de decomposição da irradiação solar são feitos sob estimativa da irradiação solar direta utilizando expressões empíricas para diversas condições de céu.

As medições de irradiação solar direta ainda podem ser feitas mediante imagens e informações de satélites.

2.2.2 RECURSO SOLAR PARA GERAÇÃO SOLAR TÉRMICA

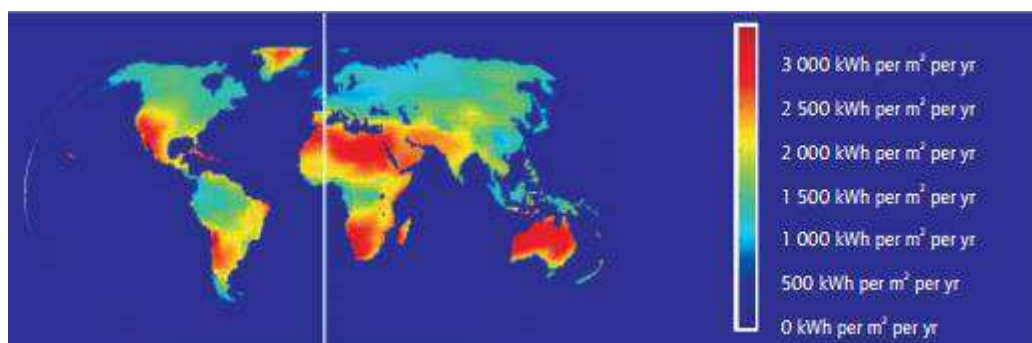
Ao contrário da geração fotovoltaica, que produz eletricidade diretamente a partir de qualquer luz ambiente, o mais estável e totalmente despachável, o método de geração de energia elétrica utilizando plantas solares térmicas requer a radiação solar direta.

Em dias claros e com ausência de nuvens, a irradiância direta representa 80% a 90% da energia solar que atinge a superfície da Terra. Em dias nebulosos ou de neblina, a componente direta é essencialmente zero. A componente direta da radiação solar direta é de maior interesse para a geração solar térmica, porque ela pode ser concentrada em

pequenas áreas utilizando espelhos ou lentes, enquanto que a componente difusa não pode.

Portanto, para aplicações que necessitem a concentração de raios solares, de modo a obter temperaturas elevadas requerem ambientes em que haja possibilidade confiável de céu claro e sem nuvens, que são geralmente encontrados em regiões semiáridas ou áridas, regiões quentes. A Figura 8 apresenta um mapa onde há os maiores índices DNI, em kWh/m²/ano, do planeta.

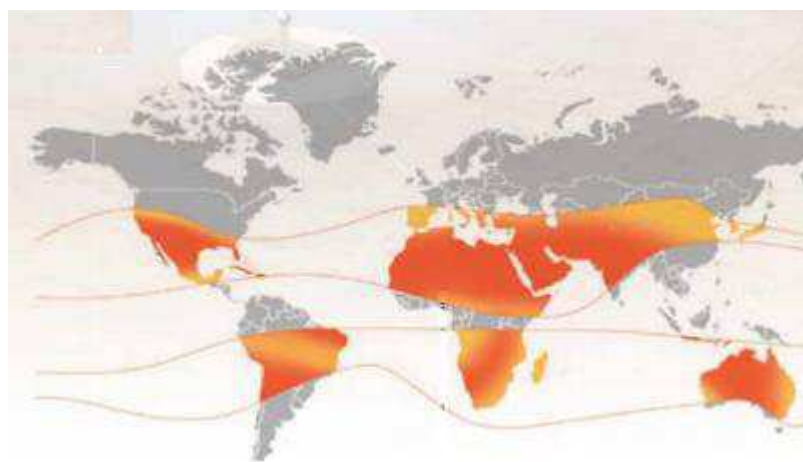
Figura 8: Irradiação solar direta em kWh/m² em um ano



Fonte: (IEA, 2014), CSP_roadmap

Plantas solares térmicas exigem, pelo menos 1900 kWh/m²/ano de DNI, índice encontrado em regiões conhecidas como cinturões de Sol (Sun Belts), apresentada na Figura 9.

Figura 9: Cinturões de Sol (Sun belts)



Fonte: Alstom Power

A faixa estreita entre os dois cinturões solares, apresenta um clima equatorial úmido, e a atmosfera espalha os raios do Sol, diminuindo assim o índice DNI.

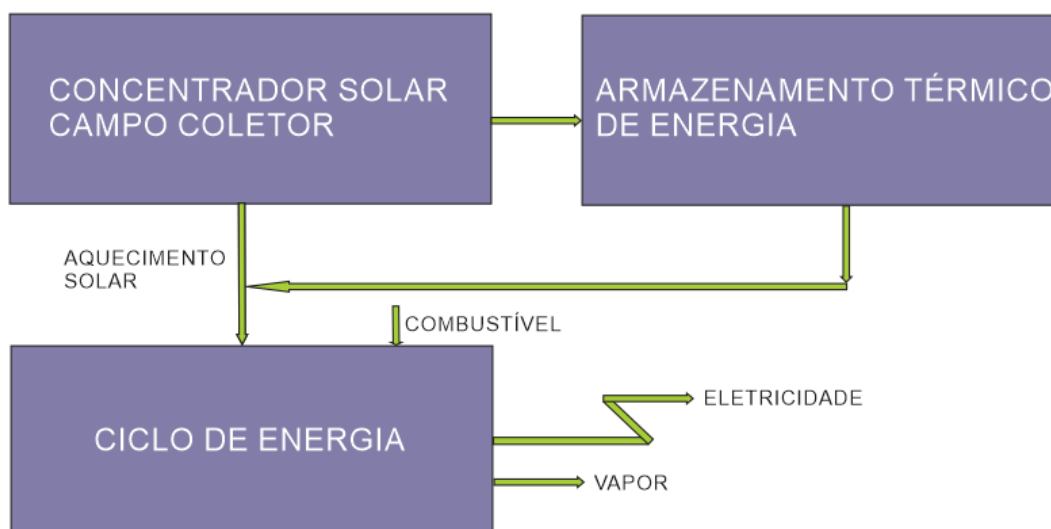
Segundo estudos recentes, pesquisadores afirmam que o Sol é tão poderoso que seria preciso somente 1% dos desertos do mundo cobertos com plantas CSP, para gerar toda a energia elétrica que o mundo precisa. Isto equivale a um quadrado de cerca de 300×300 km.

2.3 TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR

Uma usina de energia solar concentrada, também chamada de usina solar térmica, CSP (*Concentrated Solar Power*) ou ainda usina termelétrica heliotérmica, é um sistema de geração de energia elétrica que utiliza a irradiação solar direta normal (DNI) para aquecer um fluido que, em seguida, diretamente ou indiretamente, é utilizado para acionar uma turbina acoplada a um gerador e assim gerar eletricidade.

A energia solar concentrada é gerada a partir de espelhos ou lentes, que focalizam a luz solar de uma grande área para uma pequena área na qual está um receptor que contém um fluido, este fluido é aquecido a altas temperaturas (podem chegar a valores maiores do que 1000°C), e então usada como fonte de calor para um sistema de geração de energia. Os concentradores solares utilizados nos sistemas CSP pode também ser utilizado para fornecer aquecimento ou arrefecimento de processos industriais. O diagrama que ilustra o processo é apresentado na Figura 10.

Figura 10: Esquema geral do processo CSP



No diagrama da Figura 10 adicionalmente se inseriram laços de hibridização (ou de backup) e armazenamento de calor, que eventualmente pode servir para gerar eletricidade quando a intensidade de irradiação diminui ou é nula. Uma planta CSP assim descrita pode dar a sensação de simplicidade tecnológica que, não obstante, não é real à vista da complexidade que exige a concentração solar (ROMERO, 2002).

2.3.1 FLUIDO DE TRABALHO

O fluido de trabalho também conhecido como fluido de transferência de calor HTF (do inglês, *Heat Transfer Fluid*) é o componente responsável por absorver o calor vindo do sol e que é direcionado a ele pelos coletores. Ele é inicialmente armazenado, quando a usina não está gerando, a partir do momento em que a usina entra em operação, o mesmo é transportado através de tubulações e é direcionado a passar pelos coletores onde ele absorve calor.

Os fluidos de trabalho são fluidos de alta capacidade térmica. Esses fluidos devem ser capazes de absorver uma grande quantidade de calor sem perder as suas características físico-químicas.

As três principais substâncias utilizadas com fluido de trabalho são a água, o óleo mineral térmico e ainda sal fundido.

A água, quando utilizado como fluido de trabalho, ela é diretamente transformada em vapor superaquecido ao passar pelos coletores solares e então direcionada para a turbina para geração de energia elétrica.

O óleo mineral térmico é uns dos fluidos mais utilizados como HTF em usinas solares térmicas. Os dois tipos comumente utilizados são a Caloria, que atingem temperaturas em torno de 300°C e o Therminol, que chega a temperaturas de até 400 °C, sendo este último o mais utilizado por apresentar propriedades de transferência de calor melhores do que o Caloria, além de ser mais eficiente, por satisfazer à requisitos exigidos na fase de geração de vapor nos trocadores de calor. Devido ao nível de temperatura obtida ao aquecer esse fluido, os mesmos são mais utilizados em sistemas de calha parabólica e Fresnel-Linear.

Modelos mais recentes usando líquido de sódio têm sido demonstrados, e sistemas que utilizam sais fundidos (40% de nitrato de potássio, 60% de nitrato de sódio) como seu fluido de trabalho, estão agora em operação. Estes fluidos de trabalho têm alta capacidade de absorção de calor, que pode ser utilizado para armazenar a energia antes

de o utilizar para evaporar a água para acionamento das turbinas. O sal é atualmente utilizado em projetos de torre central com sistemas de armazenamento e consegue atingir temperaturas muito mais elevadas do que os óleos. Entretanto, como o ponto de congelamento destes sais é em torno de 200°C, é necessário um mecanismo para evitar que o sal derretido retorne à condição sólida em todas as partes do sistema. Por esta razão, estão sendo desenvolvidas pesquisas para encontrar menor ponto de fusão dos sais que são mais atraentes para utilização em instalações de concentradores parabólicos. No entanto, reduzir o ponto de fusão dos sais requer a incorporação de componentes de sal mais caros e de hardware, e estas desvantagens devem ser cuidadosamente ponderadas.

2.3.2 COLETORES SOLARES

Coletores solares são trocadores de calor que transformam a radiação solar em calor. O coletor capta a radiação solar, a converte em calor, e transfere esse calor para um fluido (KALOGIROU, 2009).

Com as tecnologias de concentração solar, somente a radiação solar direta é aproveitada, enquanto elas não são capazes de transformar a radiação solar difusa em calor. Por isso, não é possível gerar energia elétrica com o céu nublado.

Os coletores podem ser basicamente de dois tipos: não-concentradores e concentradores. Os coletores não concentradores possuem a mesma área de abertura (área para interceptação e absorção da radiação) e são aplicáveis para sistemas que necessitem de baixa temperatura. Em aplicações que demandem temperaturas mais elevadas, são mais adequados os concentradores solares, que possuem em geral uma superfície refletora (em alguns modelos são utilizadas lentes) que direcionam a radiação direta a um foco, onde há um receptor pelo qual escoar o fluido absorvedor de calor (KALOGIROU, 2009).

Os coletores solares podem ainda ser classificados em estacionários e rastreadores. No caso dos coletores rastreadores, ele possui sistemas para seguir o movimento do sol, podendo o mesmo ser rastreado em um ou dois eixos e os estacionários possuem posição fixa. Na Tabela 1, estão os principais tipos de coletores, bem como algumas características de cada um.

Tabela 1: Tipos de coletores

Ação Motora	Coletor	Receptor	Taxa de Concentração	Faixa de Temperatura (°C)
Estacionário	Solar Plano	Plano	1	30 a 80
	Tubular a vácuo	Plano	1	50 a 200
	Parabólico Composto	Tubular	1 - 5	60 a 240
Rastreamento em 1 eixo	Parabólico Composto	Tubular	5 – 15	60 a 300
	Refletor Fresnel Linear	Tubular	10 – 40	60 a 250
	Cilíndrico parabólico	Tubular	10 – 85	60 a 400
Rastreamento em 2 eixos	Disco Parabólico	Pontual	600 – 2000	100 a 1500
	Heliostatos (torre central)	Pontual	300 – 1500	150 a 2000

Fonte: (KALOGIROU, 2009)

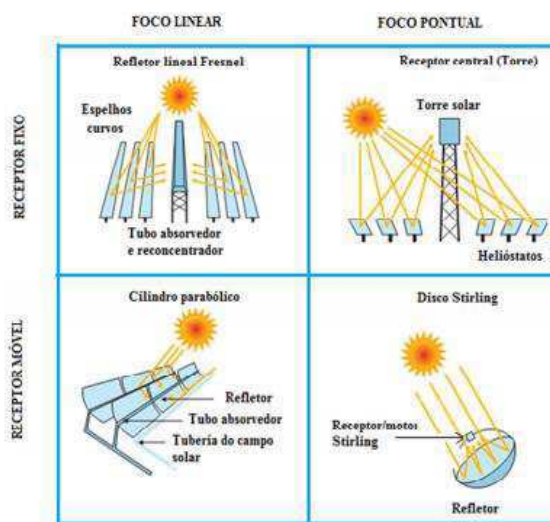
O componente principal de um concentrador é o coletor em si. É um aparelho que absorve a radiação incidente, converte-a em calor e transferindo este calor para o fluido de trabalho (ar, água, óleo e ainda sais fundidos), que circula pelo coletor (DUFFIE e BECKMAN, 1991).

Os concentradores solares usados para geração de energia elétrica, utilizam a tecnologia de rastreamento com o objetivo de obter a máxima eficiência em concentração solar durante todo o dia. O rastreamento é mais complexo usando dois eixos, mas assim obtém-se uma taxa de concentração maior e, portanto, temperaturas mais altas (IEA, 2014).

Segundo (KALIGUROU, 2009), um dos principais desafios de projeto de uma usina solar térmica é selecionar a temperatura ideal de operação, pois a eficiência da máquina térmica (turbinas) aumenta com o aumento da temperatura de operação, enquanto que a eficiência do coletor solar se reduz com o aumento da temperatura de operação.

Existem quatro tecnologias comerciais para a concentração solar com foco na geração de energia elétrica e podem ser classificadas segundo o tipo de foco e receptor, como é apresentado na Figura 11, nomeadamente concentradores cilíndrico-parabólicos, refletores lineares de Fresnel, torres solares com heliostatos (ou somente torre solar) e discos parabólicos.

Figura 11: Tipos de tecnologia CSP.



Fonte: IEA, 2010b

Também é apresentada na Tabela 2, a concentração possível de ser obtida com as diferentes tecnologias de coletores solar e a eficiência de conversão para cada tipo de coletor.

Tabela 2: Características de desempenho das tecnologias CSP

Tecnologia	Eficiência de pico solar (%)	Eficiência solar-elétrica (%)
Cilindro-parabólico	21	10-15
Fresnel Linear	20	9-11
Torre Solar	20	15-30
Disco parabólico	29	20-30

Fonte: (Kalogirou, 2009)

3.2.2.1 CONCENTRADORES CILÍNDRICO-PARABÓLICO

Espelhos parabólicos em forma calha são usados para concentrar a luz solar em um tubo receptor termicamente eficiente colocados na linha focal da calha. Ao longo da linha de foco do refletor parabólico é colocado um tubo metálico preto, coberto por um

tubo de vidro para evitar perdas de calor, denominado receptor. O sistema de calha parabólica está representado na Figura 12.

Figura 12: Desenho esquemático da concentração de radiação em um concentrador parabólico e concentrador parabólico real.



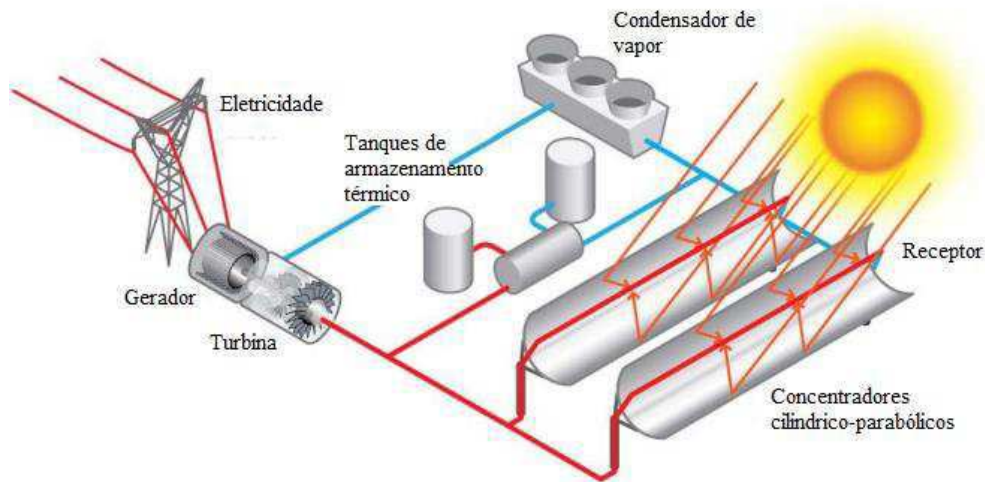
Fonte: (RICHTER C. et. al., 2009) e (CHAMBERLIN, 2008) traduzido do inglês e adaptado pelo autor

Os espelhos utilizados nos sistemas de calhas parabólicas são espelhos côncavos que apresentam alto índice de reflexibilidade (em torno de 93%) além de uma grande resistência de modo a resistir a ambientes severos, como os desertos. Eles podem ser fabricados a partir de vidro fino (cerca de 0,8 mm), que possui um preço reduzido, altas taxas de reflexibilidade além de ser mais flexível, e também de vidro grosso (3 a 5 mm), que é pré-curvado durante sua construção.

Os módulos coletores individuais ficam tipicamente a 4,5 a 6 m de altura em relação ao solo e possuem um comprimento de até 100 m e uma largura de 5 a 6m cada módulo.

Um fluido de transferência térmica também chamado de fluido de trabalho no tubo receptor e é aquecido a aproximadamente 400°C pelos raios do Sol concentrados. Posteriormente esse fluido é bombeado para trocadores de calor para produzir vapor superaquecido. Esse vapor é utilizado para acionar a turbina de um gerador e assim gerar eletricidade. Posteriormente o processo é reiniciado, com a condensação do vapor e reutilização do fluido de trabalho. Esse processo é ilustrado no diagrama esquemático da Figura 13.

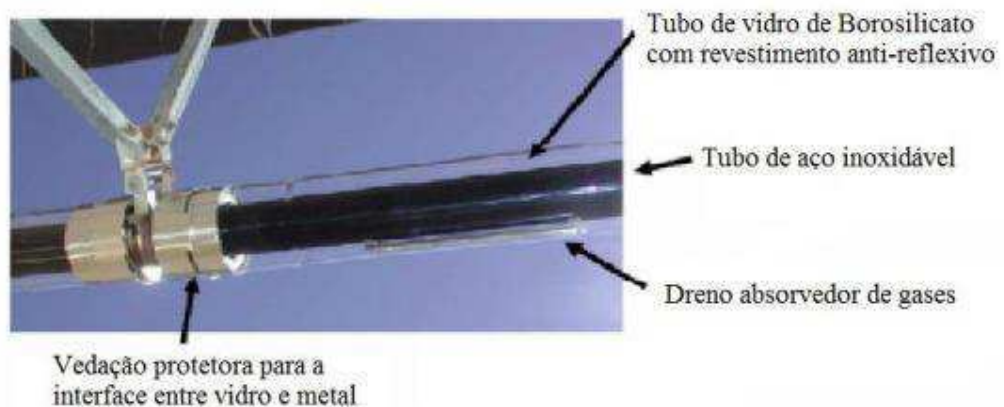
Figura 13: Esquemático de uma planta CSP de calha parabólica



Fonte: <http://energy.gov/eere/renewables/solar>, adaptado pelo autor

Em geral uma cobertura de vidro é usada ao redor do receptor para reduzir as perdas por convecção do receptor para o ar ambiente, reduzindo assim o coeficiente de perda de calor. Uma desvantagem é que a luz refletida pelo coletor tem de atravessar o vidro, adicionando assim uma transmitância (de aproximadamente 0,9 quando o vidro está limpo). Outra medida comum para redução das perdas por convecção é manter um vácuo no espaço entre o vidro e o tubo receptor (KALOGIROU, 2009). O tubo receptor é apresentado na Figura 14.

Figura 14: Tubo absorvedor de calor

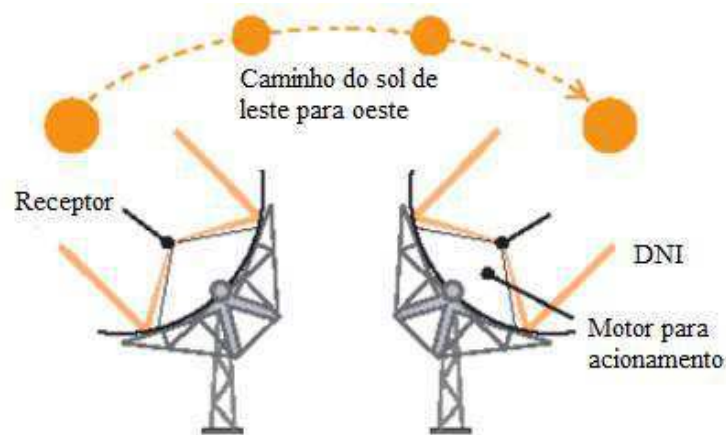


Fonte: www.elecnor.es, adaptado pelo autor.

As calhas são geralmente concebidas para acompanhar o Sol ao longo de um eixo, predominantemente norte-sul, porém podendo também ser orientado no sentido leste-oeste. O mecanismo de rastreamento deve ser confiável dentro de um limite de acuidade para rastrear o sol ao longo do dia, inclusive durante dias nublados intermitentes, e retornar à posição original ao fim do dia ou durante a noite (KALOGIROU, 2009).

- Sentido leste-oeste: possui as vantagens de mover-se pouco ao longo de todo o dia e de sempre ficar diretamente voltado para o sol ao meio-dia. A desvantagem é que sua performance é reduzida no início do dia e no fim da tarde, devido aos maiores ângulos de incidência dos raios solares sobre a superfície coletora.
- Sentido norte-sul: tem os maiores ângulos de incidência durante o meio-dia e conseqüentemente as maiores perdas de calor nessa fase do dia, enquanto aponta mais diretamente para o sol no início do dia e no fim da tarde. Esse sentido de orientação do eixo é ilustrado na Figura 15.

Figura 15: Rastreamento do sol orientado no eixo norte-sul



Fonte: (Brakmann et al.,2003), adaptado pelo autor

Durante o período de um ano, o coletor direcionado no sentido norte-sul absorve um pouco mais de energia que um orientado leste-oeste. Entretanto, o coletor norte-sul coleta mais calor no verão e menos no inverno que um leste-oeste, que possui uma produção de energia mais uniforme ao longo do ano. Portanto, a escolha da orientação depende também da aplicação e de quando há mais necessidade de energia, ou seja, se a demanda sofre significativa variação em função da estação do ano, inverno ou verão, ou se varia mais durante as horas do dia (KALOGIROU, 2009). O sistema de rastreamento

também tem a função de proteger a planta, em casos de superaquecimento, rajadas de vento e falhas no mecanismo de escoamento do fluido de trabalho.

Os sistemas de calha parabólica são a tecnologia mais desenvolvida e a mais utilizada para esse tipo de geração. Um campo típico de coletores solares contém centenas de linhas paralelas de calhas ligadas em série formando uma série de ciclos por onde o fluido de trabalho atravessa (SEIA, 2014). O conjunto de refletores possui um sistema de rastreamento solar de um eixo de modo a garantir a máxima eficiência de captação da luz do sol, assim o mesmo é colocado em um eixo norte-sul para que as calhas possam acompanhar o Sol de leste a oeste. Na Figura 16 é apresentado um coletor parabólico na usina solar de Albengoa na Espanha.

Figura 16: Usina solar de Albengoa, Espanha

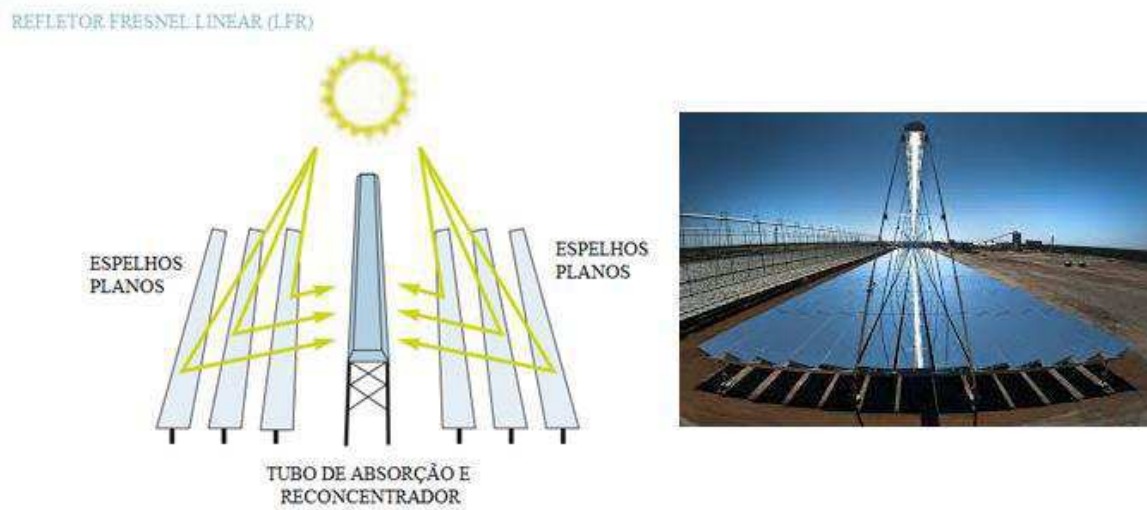


Fonte: <http://www.greenchipstocks.com/articles/is-abengoa-yield-nasdaqaby-a-buy/2235>

3.2.2.2 REFLETORES LINEARES DE FRESNEL

A tecnologia dos refletores de Fresnel foi desenvolvida em contrapartida aos elevados custos de produção dos grandes espelhos da tecnologia parabólica. Essa tecnologia emprega grandes fileiras de espelhos planos, com rastreadores em um eixo, que focam os feixes em um absorvedor fixado acima dos espelhos. Na Figura 17 é apresentado o diagrama esquemático de um coletor Fresnel-linear e um coletor instalado na planta solar de geração de vapor de Kimberlina, Califórnia.

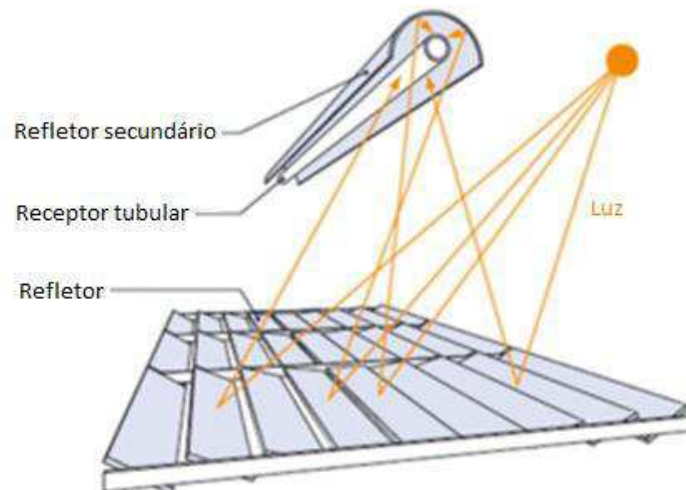
Figura 17: Esquemático refletor Fresnel linear e refletor da usina de Kimberlina, Califórnia.



Fonte: (RICHTER C. et. al., 2009) e www.aveva.com, adaptado pelo autor

O absorvedor é formado por um receptor tubular por onde passa o fluido de trabalho e possui um espelho parabólico que coleta os raios vindos dos espelhos planos e os focaliza no receptor tubular e assim aquecendo o fluido, esse sistema é apresentado na Figura 18.

Figura 18: Princípio de funcionamento do refletor Fresnel linear



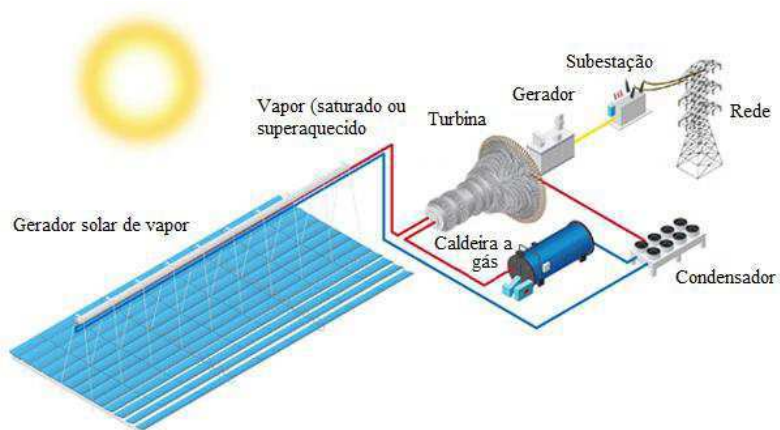
Fonte: <https://www.eac.com.cy/EL/EAC/PublishingImages/RenewableEnergySources/Fresnel.png>

Uma desvantagem fundamental dos sistemas típicos de Fresnel lineares refletores, além da menor eficiência da planta, é que a linha receptora é compartilhada entre várias fileiras de espelhos. Isto pode conduzir ao aumento do efeito de sombreamento de radiação solar e de bloqueio da radiação solar refletida pelos refletores adjacentes. O uso

da tecnologia de refletor linear compacto Fresnel (LFR), onde a inclinação dos espelhos é alternada para concentrar a energia solar em vários refletores lineares, tem sido capaz de alternar esta vantagem e, teoricamente, melhorar a eficiência do sistema.

Uma planta LFR é semelhante a uma planta de calha parabólica. Ambas necessitam de uma área de terra plana para a colocação dos espelhos e a orientação dos refletores é preferencialmente norte-sul, a fim de maximizar a luz solar capturada ao longo do dia. A mesma pode ser equipada com um sistema de rastreamento em um eixo de modo a aumentar a eficiência de captação solar. Um esquemático de uma planta LFR com os seus componentes é apresentada na Figura 19.

Figura 19: Diagrama esquemático de uma planta LFR.



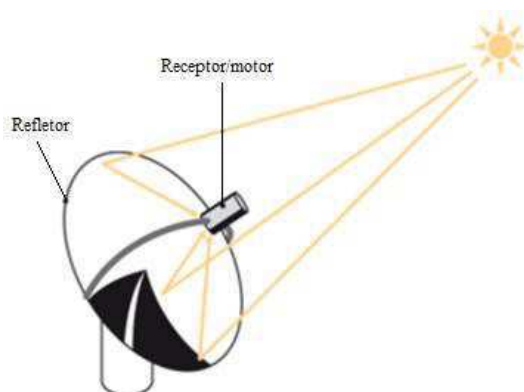
Fonte: www.areva.com, adaptado pelo autor.

O fato de os refletores serem planos e os receptores fixos reduzem bastante os custos em relação a plantas tradicionais que utilizam a tecnologia de calhas parabólicas, no entanto, as mesmas possuem uma eficiência menor em relação ao aquecimento do fluido de trabalho quando comparadas com as plantas com calhas parabólicas.

3.2.2.3 PRATOS PARABÓLICO

A tecnologia de prato parabólico é um sistema modular e versátil que reflete e concentra a luz solar, através de um espelho no formato de um prato parabólico, em um receptor localizado no ponto focal do prato. A radiação solar concentrada é utilizada para aquecer um fluido ou gás (ar) a cerca de 750 °C. Esse fluido ou gás aquecido é então usado para gerar eletricidade num pequeno pistão ou motor Stirling ou ainda numa pequena turbina localizada no receptor. O esquema desse sistema é apresentado na Figura 20.

Figura 20: Coletor prato parabólico



Fonte: <https://www.eac.com.cy/EL/EAC/PublishingImages/RenewableEnergySources/SolarDish.png>

O concentrador parabólico possui uma alta eficiência e altas taxas de concentração (600 a 2000). O tamanho do disco varia tipicamente de 5 a 15 m de diâmetro.

O motor (geralmente um motor Stirling) converte o calor a uma força mecânica, comprimindo o fluido de trabalho e, em seguida, expande o fluido através de uma turbina ou com um pistão para produzir um trabalho. O motor é acoplado a um gerador elétrico para converter a energia mecânica em energia elétrica. Cada módulo produz cerca de 5 a 25 kW de eletricidade. Uma usina localizada no estado do Arizona, EUA contendo vários módulos da tecnologia disco parabólica é apresentada na Figura 21.

Figura 21: Usina solar que utiliza a tecnologia de pratos parabólicos, no Arizona, USA



Fonte: <http://energydeals.wordpress.com/2010/06/04/tessera-solar-and-stirling-energy-systems-unveil-worlds-first-commercial-scale-suncatcher-plant-maricopa-solar-with-partner-srp/>

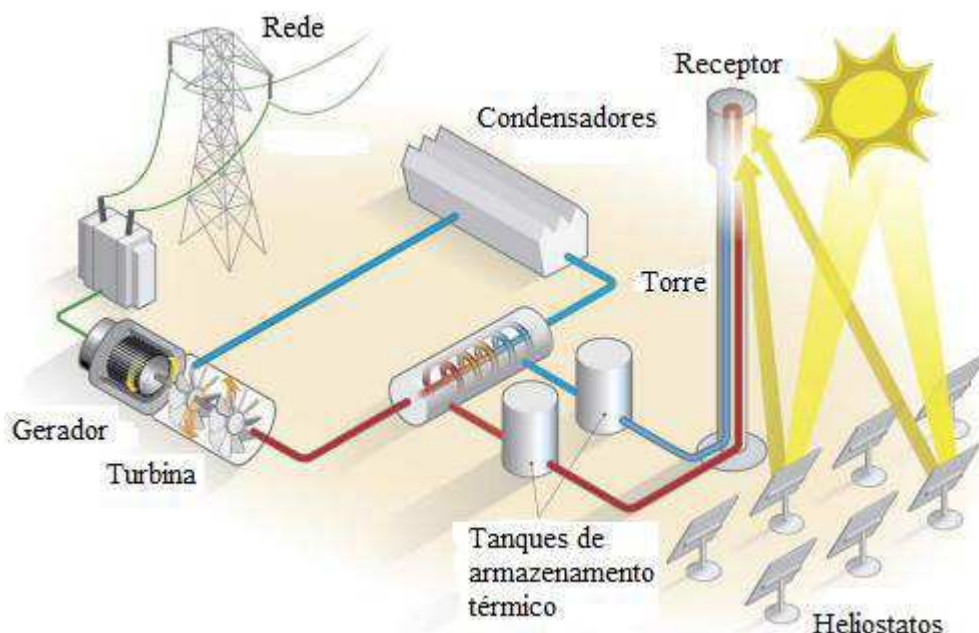
A fim de alcançar a máxima eficiência, estes concentradores também seguem o princípio de seguimento solar com uma estrutura com dois eixos, de modo que o prato possa acompanhar o Sol. Esse sistema possui a maior eficiência líquida de conversão de solar em energia elétrica dentre as tecnologias solares.

Os sistemas de pratos solares têm um potencial de se tornar uma das tecnologias solares com menor custo. Sua modularidade permite que sejam implantados individualmente para aplicações remotas, ou em grupos para aplicações de geração distribuída.

3.2.2.4 TORRE SOLAR

A torre de energia solar (muitas vezes chamado de usinas solares de receptor central) é outra tecnologia de concepção de energia elétrica através da energia solar. Ela usa uma matriz de espelhos móveis, planos (chamados de heliostatos) para focar os raios do sol em cima de uma torre que se localiza no centro do campo dos coletores. A parte superior da torre é um receptor concebido para recolher o calor do sol. A Figura 22 apresenta um esquema de uma usina solar utilizando a tecnologia de torre solar destacando cada um de seus componentes.

Figura 22: Esquema de uma usina CSP com a tecnologia de torre solar



Fonte: <http://energy.gov/>

Em operação, cada heliostatos possui um sistema de seguimento solar de dois eixos individuais e todos ficam alinhados de modo que a luz solar que atinge a superfície

do espelho seja direcionado para o receptor no topo da torre. Como o Sol se move através do céu, cada espelho deve ser movido para que os raios sejam direcionados para o alto da torre para garantir uma alta eficiência de coleta.

No receptor no alto da torre está ductos por onde o fluido de trabalho absorve a energia solar incidente, o fluido de trabalho é então bombeado para os trocadores de calor, onde é produzido vapor para acionamento das turbinas e assim produzir eletricidade.

A torre de concentração possui algumas vantagens (KALOGIROU, 2009):

- Os espelhos coletam a luz solar e a concentram em um único receptor, minimizando assim o transporte de energia térmica;
- Assim como o concentrador em disco, por concentrar os raios solares em um único receptor central e por rastrear o sol em dois eixos, possui altas taxas de concentração, de 300 a 1500, menor apenas que o disco;
- Indicados para sistemas de maior porte (de 10 MW para cima).

As temperaturas alcançáveis por essa tecnologia ultrapassam 1000°C, muito superior as que são alcançadas pelos concentradores cilíndrico parabólicos, o que permite uma facilidade maior na utilização do sal fundido como fluido de trabalho. Esses valores de temperatura alcançados pela tecnologia de torre solar favorece a utilização de turbinas de mais alta potência, garantindo assim uma alta eficiência na conversão da energia mecânica na turbina de vapor em energia elétrica no gerador.

2.4 ARMAZENAMENTO TÉRMICO

Um desafio para o uso generalizado de energia solar térmica é a diminuição da geração de energia quando o sol está bloqueado por nuvens ou a ausência de geração após o pôr do sol. O armazenamento de energia térmica fornece uma solução viável para este desafio.

Em um sistema de concentração de energia solar (CSP), os raios do sol são refletidos através de espelhos para um receptor que gera calor e é utilizado para gerar eletricidade. Se o receptor contém óleo ou sal fundido como meio de transferência de calor, então a energia térmica pode ser armazenada para uso posterior. Isso permite que os sistemas CSP sejam opções de custo competitiva para produzir energia limpa e

renovável. Por um lado, o armazenamento de calor representa custos de capital maiores, mas por outro lado assegura o incremento do fator de capacidade da planta (ARVIZU et. al., 2011).

O aumento de custos de uma planta com sistema de armazenamento térmico, não está relacionado tão somente ao custo de obtenção e instalação desses sistemas, como também deve haver um aumento do tamanho da área do coletor ou aumento no número de coletores, de modo que o mesmo possua uma carga térmica superior à capacidade nominal da turbina de geração. O excesso de calor gerado pelos coletores é direcionado para o meio de armazenamento, para então ser liberado para o ciclo de vapor e a planta continuar a gerar após o pôr do Sol ou suprir intermitência durante passagem de nuvens.

O armazenamento térmico tem um custo inerente à sua complexidade e não pode ser expandido ao infinito. Há uma tendência, por parte dos desenvolvedores de tecnologia, de aumentar bastante as temperaturas envolvidas no processo, de forma a melhorar a eficiência global da planta e reduzir custos com armazenamento (Philibert et al., 2010).

Segundo (Rocha, 2010), o armazenamento térmico possibilita a operação da usina no horário da ponta, atendendo a demanda de pico. Além disso, há um aumento da confiabilidade da planta, permitindo operação na base.

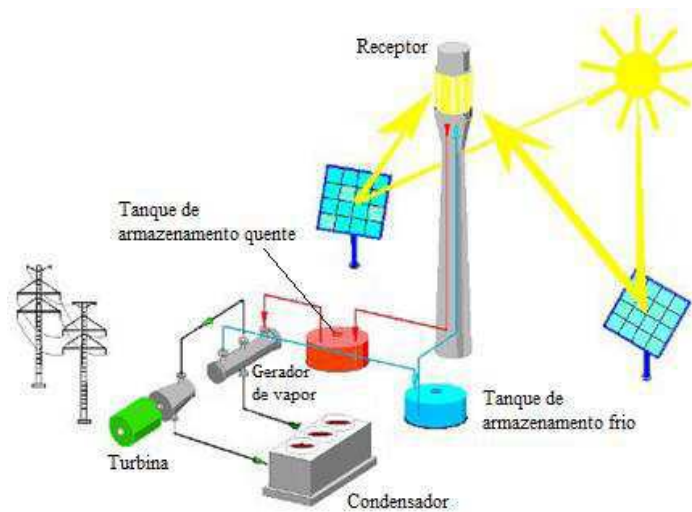
Existem dois tipos principais de armazenamento térmico aplicado a um sistema de geração de energia solar térmica, nomeadamente: sistemas direto a dois tanques e sistema indireto a dois tanques.

- Sistema direto a dois tanques:

Nesse sistema, o fluido de trabalho é armazenado em dois tanques, um com temperatura elevada e outro com temperatura baixa. O fluido proveniente do tanque de temperatura baixa flui através dos coletores ou receptores de energia solar, em que o mesmo é aquecido a temperaturas elevadas e em seguida, flui para o tanque de temperatura elevada. O fluido proveniente do tanque de alta temperatura flui através de um trocador de calor, onde se gera vapor para a produção de eletricidade. O fluido sai do trocador de calor a uma temperatura baixa e então retorna para o tanque de baixa temperatura. Esse sistema tende a ser muito eficiente.

O desenho esquemático de uma usina de torre de receptor central usando o sistema de armazenamento direto a dois tanques é apresentado na Figura 23.

Figura 23: Sistema de armazenamento direto a dois tanques



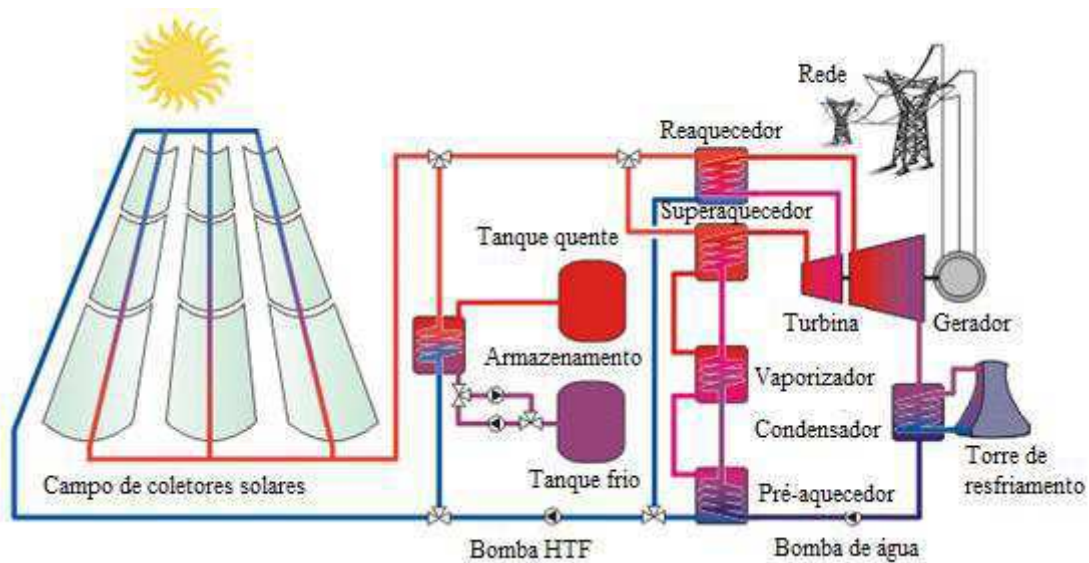
Fonte: www.solarserver.com, adaptado pelo autor

- Sistema indireto a dois tanques:

No sistema indireto a dois tanques são utilizados dois fluidos diferentes, um como fluido de transferência e o outro como fluido de armazenamento. Este sistema é utilizado quando o fluido de transferência de calor é muito dispendioso ou não adequado para utilização como fluido de armazenamento.

O fluido de armazenamento, a partir do tanque de baixa temperatura flui através de um trocador de calor adicional, onde é aquecido pelo fluido de transferência de calor de alta temperatura. O fluido de armazenamento é aquecido a altas temperatura e então armazenado no tanque de armazenamento de alta temperatura. O fluido de transferência de calor sai do trocador de calor com uma temperatura baixa e retorna ao sistema de coletores ou receptores de energia solar, onde é aquecido novamente a uma temperatura elevada. O fluido do tanque de armazenamento é usado para gerar vapor do mesmo modo como o sistema de dois tanques. Na Figura 24 é apresentado o desenho esquemático de uma planta com armazenamento indireto com dois tanques.

Figura 24: Sistema de armazenamento indireto com dois tanques.



Fonte: www.nrel.gov, adaptado pelo autor.

2.4.1 CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO E OPERAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR

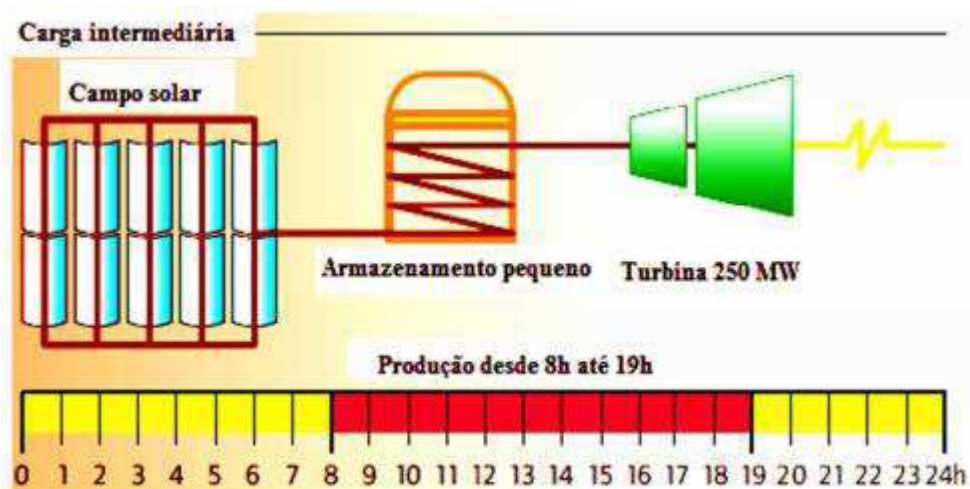
De acordo com (Rocha, 2010) é possível prever a curva de geração de uma planta heliotérmica com 24h de antecedência, com 90% de confiabilidade. Desta forma, pode-se gerenciar a operação de acordo com a necessidade de despacho.

Quanto ao dimensionamento da planta, para o mesmo tamanho do campo de concentradores solares, a proporção entre o campo, os tanques de armazenamento e a turbina de potência podem variar em função da aplicação e do regime de operação desejados (IEA, 2014).

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), existem quatro modos diferentes de operação de uma planta CSP. A partir de um campo solar pré-definido e para uma mesma produção de eletricidade, a IEA apresenta quatro plantas hipotéticas.

Na primeira planta representada na Figura 25, supondo uma baixa capacidade de armazenamento e uma turbina de 250 MW, a planta geraria eletricidade aproximadamente das 8:00 horas as 19:00 horas. Este tipo de usina é chamado pela IEA como planta de carga intermediária. O sistema de armazenamento serviria de suporte para suprir pequenas baixas de coleta quando da passagem de nuvens.

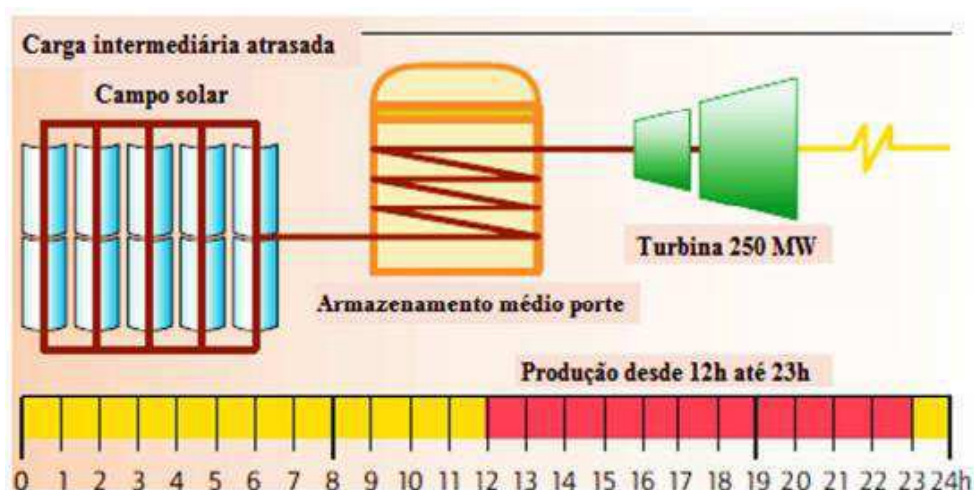
Figura 25: Planta solar para operação em carga intermediária



Fonte: (IEA, 2010b)

Já para um reservatório de médio porte e a mesma turbina de 250 MW, poderia deslocar sua geração de eletricidade para as horas da tarde e noite, acumulando energia no tanque de armazenamentos durante as primeiras horas de sol para gerar energia das 12:00 as 23:00, como ilustrado na Figura 26.

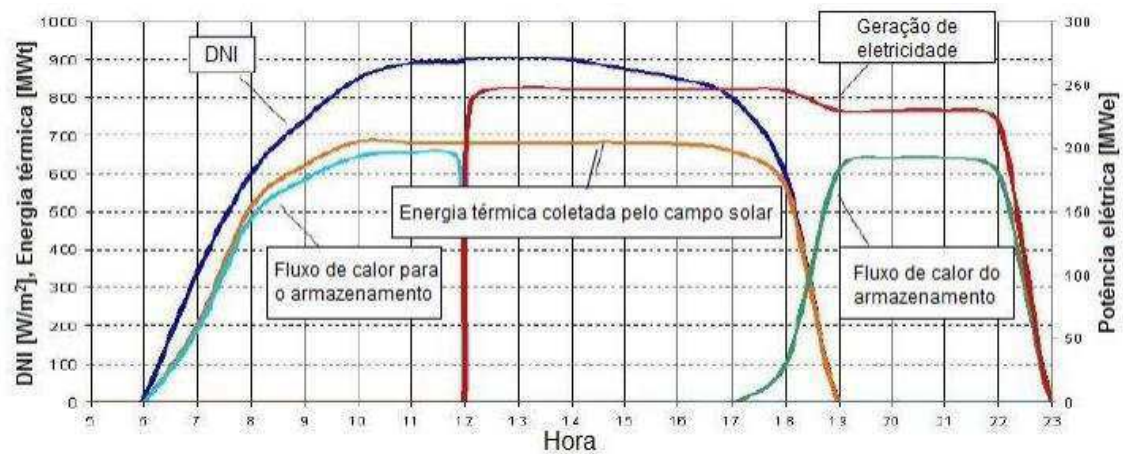
Figura 26: Planta solar para operação em carga intermediária atrasada



Fonte: (IEA, 2010b)

A Figura 27 apresenta um conjunto de curvas que demonstram bem o tipo de operação de uma planta com carga intermediária atrasada. As primeiras horas do dia são utilizadas para armazenar a energia solar coletada, ao fim do dia, essa energia armazenada é utilizada na geração. A curva vermelha representa a produção líquida de energia.

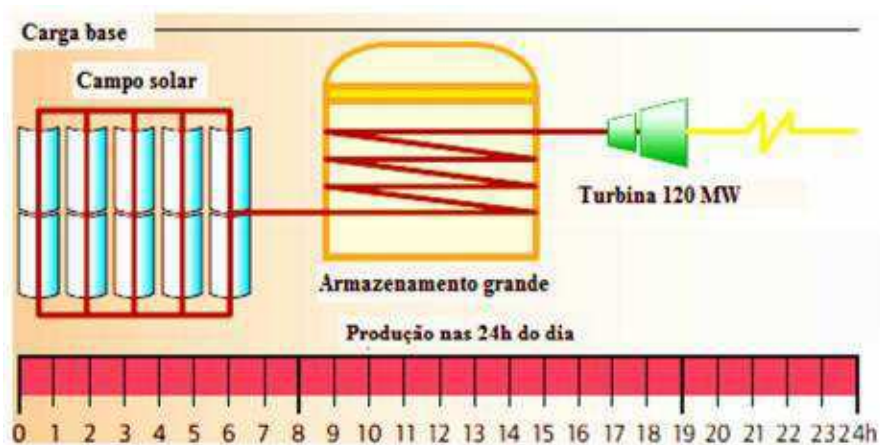
Figura 27: Curva típica de geração deslocado



Fonte: (Rocha, 2010), apud (Lodi (2011))

Para operação na base, e para a planta operar várias horas por dia ou até mesmo 24h, a capacidade de armazenamento deveria ser grande e uma turbina de pequeno porte, sistema representado na Figura 28.

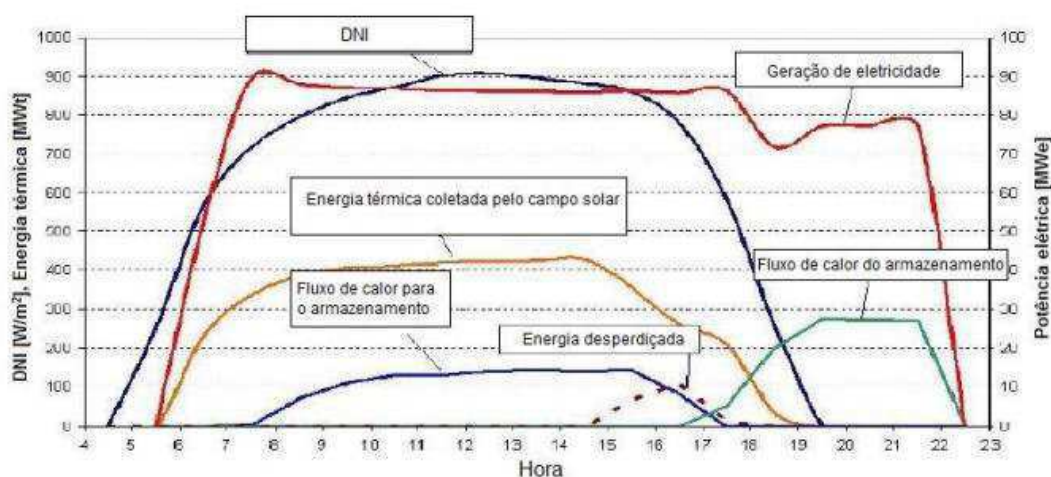
Figura 28: Planta solar para operação na base.



Fonte: (IEA, 2010b)

Um conjunto de curvas que demonstram bem o tipo de operação de uma planta para operação na base é apresentado na Figura 29. O armazenamento é feito ao longo do dia e quando chega a noite essa energia armazenada é utilizada para continuar a geração de eletricidade.

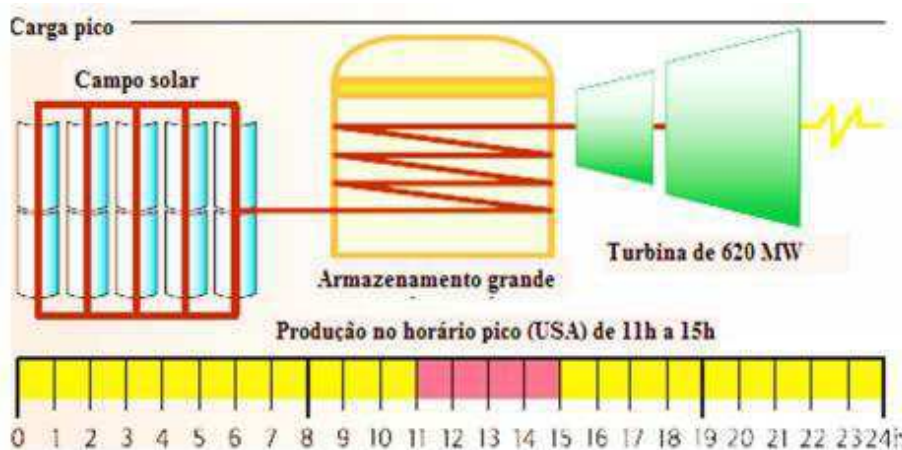
Figura 29: Geração de energia estendida para operação na base



Fonte: (Rocha, 2010), apud (Lodi (2011)

No caso de a geração CSP servir como meio de geração alternativa para horários de pico de consumo de energia elétrica, com um grande reservatório e com uma turbina bem maior, a planta seria capaz de gerar uma grande quantidade de energia em curto espaço de tempo, como ilustrado na Figura 30.

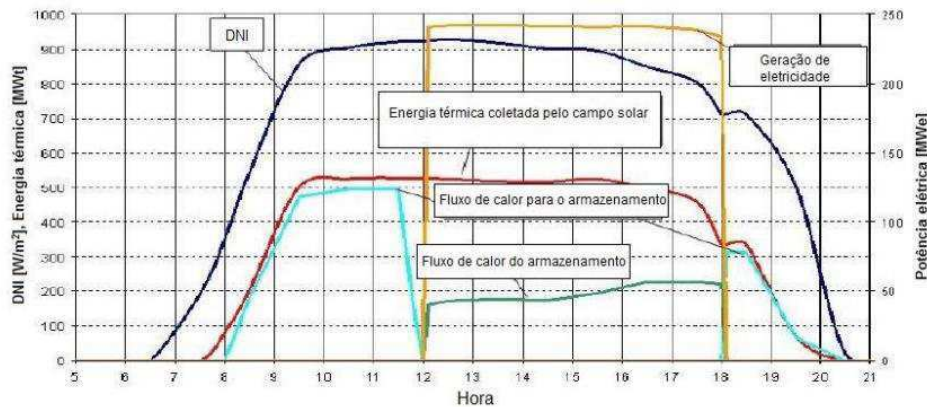
Figura 30: Planta solar para operação em momentos de pico.



Fonte: (IEA, 2010b)

É apresentado na Figura 31, um conjunto de curvas que demonstram bem o tipo de operação de uma planta para operação em picos de demanda de energia. É armazenada energia durante a manhã e posteriormente ela é utilizada para atender o horário de pico.

Figura 31: Produção maximizada para atender demanda de pico.



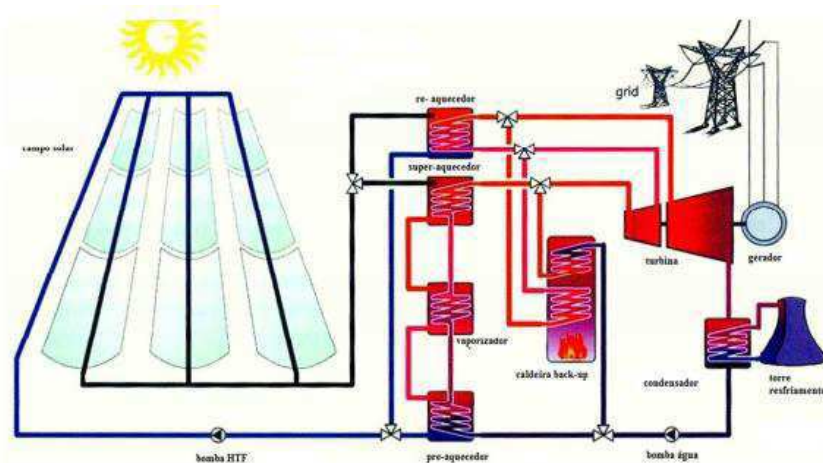
Fonte: (Rocha, 2010), apud (Lodi, 2011)

2.5 HIBRIDIZAÇÃO

Uma outra alternativa que pode ser utilizada e vem sendo utilizada é utilizar combustível fóssil (gás natural é o mais frequente) como back-up, para permanecer gerando mesmo quando o recurso solar é baixo e para garantir uma fonte térmica alternativa que pode compensar perdas térmicas à noite prevenindo a solidificação do sal fundido, no caso de usinas que utilizam o mesmo como fluido de trabalho, e ainda permitir um início mais rápido no início da manhã. Pode ainda ser utilizadas caldeiras capazes de operar com biomassa, biogás ou hidrogênio, uma alternativa à utilização de combustíveis fósseis. É ainda possível um sistema que contenha tanto o sistema auxiliar com caldeira quanto o armazenamento de calor (DGS, 2005). Há várias formas de compor um sistema híbrido solar, por exemplo, é analisada a possibilidade de um sistema integrado solar ciclo combinado (ISCC), onde o vapor seria gerado diretamente no campo solar de cilindro parabólico e posteriormente associado ao ciclo de vapor do ciclo combinado

O desenho esquemático de uma planta CSP com uma caldeira auxiliar para queima de combustível é apresentado na Figura 32.

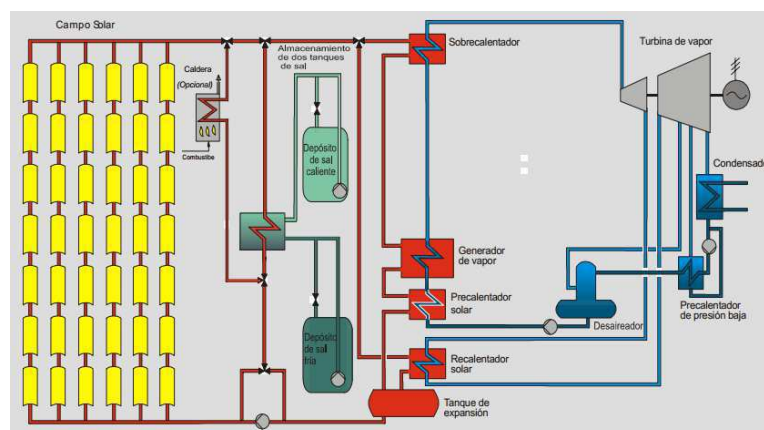
Figura 32: Planta CSP com caldeira auxiliar.



Fonte: DGS (2005)

É possível ainda integrar a uma planta híbrida, um sistema de armazenamento de calor, o que torna a planta ainda mais eficiente e fornecendo capacidades garantidas de geração, o que para plantas que possuem somente armazenamento térmico requereria significativos investimentos em campos solares de reserva e em capacidade de armazenamento, o que encareceria ainda mais a planta. A Figura 33 apresenta o esquemático da planta de Andasol na Espanha, que além de ser híbrida ainda possui um sistema de armazenamento térmico.

Figura 33: Planta híbrida com armazenamento térmico, layout da planta de Andasol, Espanha.

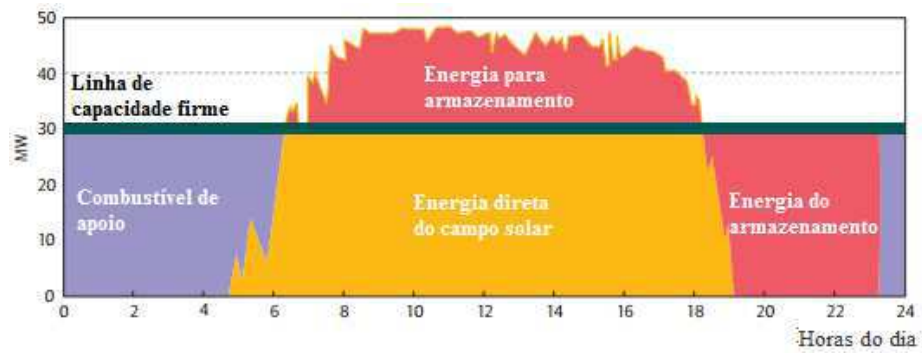


Fonte: (RICHTER, 2008)

O uso de um sistema híbrido ainda tem influência na redução dos custos de plantas que só dependem da energia provinda do campo solar e do armazenamento, pois não haveria necessidade de investir em um sistema de armazenamento muito grande o que

encareceria a planta. A Figura 34 ilustra o ciclo diário de uma usina solar híbrida que opera com armazenamento térmico e queima de combustível fóssil como fonte auxiliar de energia.

Figura 34: Combinação de armazenamento e hibridização em uma planta solar



Fonte: Philibert *et al.* (2010), adaptado pelo autor.

3 ASPECTOS ECONÔMICOS

Atualmente um dos grandes desafios da geração de energia solar térmica é o preço de sua implementação. Apesar de o recurso solar ser abundante e gratuito, o custo para se gerar eletricidade através de plantas CSP é relativamente alto, quando comparado aos outros tipos de geração como os que utilizam combustíveis fósseis, o que faz com que essa tecnologia se apoie em subsídios governamentais para ser implementada.

De acordo com o IEA e NREL, os custos de uma planta CSP podem ser agrupadas em três categoria distintas, os custos de investimento (também chamados de custos capital ou CAPEX), custos de operação e manutenção (O&M) e custos de financiamento (IRENA, 2012). Para efeito de análise, os custos de financiamento estão inclusos no CAPEX.

3.1 CAPEX: CUSTO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL

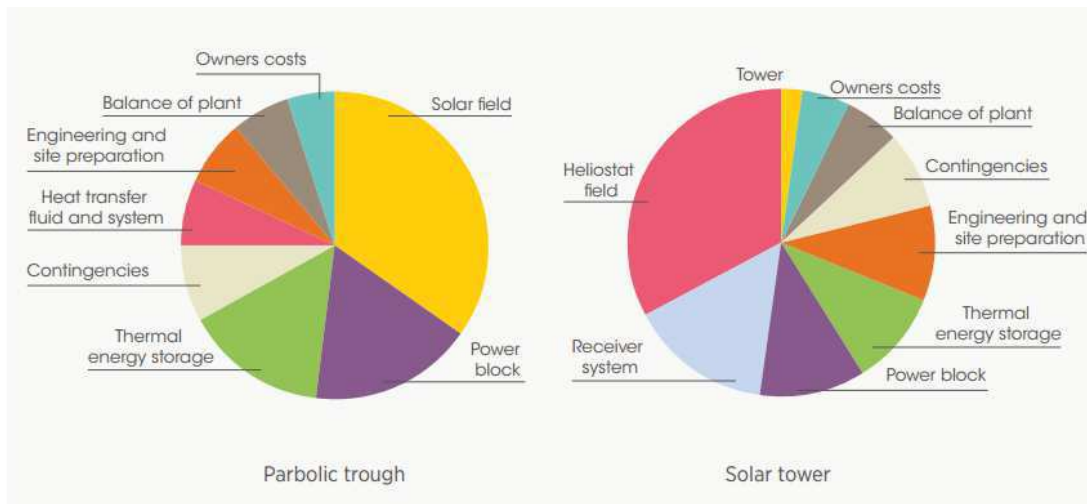
De acordo com a agência internacional de energia renovável (IRENA, 2012), o custo nivelado de energia de uma planta CSP é dominado pelo custo de investimento inicial, que é responsável por 80% desse custo total.

O mercado da energia solar concentrada é dominado pela tecnologia de calha parabólica, cerca de 80% das usinas em operação e em fase de construção utilizam esse tipo de tecnologia. Isso se deve ao fato de esse tipo de tecnologia ser a mais madura para esse tipo de geração.

Segundo (IRENA, 2012), o custo do investimento atual para plantas CSP de calha parabólica e torre solar sem armazenamento, estão entre 4500 e 7150 dólares por kW. Já plantas com armazenamento de energia térmica tendem a ser significativamente mais caras, devido ao sistema de armazenamento e um campo solar maior. Entretanto, apresentam um fator de capacidade maior e podem gerar em momentos em que não há recurso solar e ainda a capacidade de maximizar a geração em horários de pico de demanda. O custo de plantas solares com tecnologia de calha parabólica e torre solar com armazenamento de energia, varia entre 5000 e 10500 dólares por kW. Para se ter uma ideia dos custos de investimento de capital, a Figura 35 apresenta os custos de duas

plantas de 100 MW na África do Sul, para os dois tipos de tecnologia mais empregados atualmente.

Figura 35: Divisão dos custos de investimento de capital para uma planta de 100 MW para calha parabólica e para torre solar na África do Sul



Fonte: (Fichtner, 2010)

3.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos de operação e manutenção (O&M) de uma planta CSP, que são os custos de operação da planta, consumo de combustível se houver hibridização, água para resfriamento e manutenção do campo solar, correspondem a cerca de 20% dos custos totais da mesma. Esses custos são inferiores aos custos de O&M em usinas de energia movidas a combustíveis fósseis.

Segundo a agência internacional de energia renovável, os custos de O&M das últimas usinas CSP que entraram em operação não são publicamente disponíveis. Foi feito uma avaliação detalhada dos custos de O&M das plantas SEGS da Califórnia, e esses custos são de 0,04 dólares por kWh. Constituem uma componente significativa para a constituição desse custo, a substituição de receptores e espelhos danificados ou quebrados, assim como os custos com a lavagem dos espelhos, incluindo os custos com água. O seguro da planta também é uma despesa importante e, seu custo anual pode estar entre 0,5% a 1% do custo de capital inicial.

Plantas mais recentes possuem custos de O&M mais baixos do que os SEGS na Califórnia, pois apresentam melhorias tecnológicas, reduzindo assim a necessidade de

substituição de espelhos e receptores. A automação reduziu em cerca de 30%, esses custos de operação e manutenção.

Atualmente, estima-se que um sistema de calha parabólica nos Estados Unidos teria custos de O & M da ordem de 0,015 USD/kWh, composta por 70 USD/kWh/ano fixado e cerca de 0,003 USD/kWh dos custos variáveis (Turchi, 2010b), sem no entanto adicionar os custos com o seguro da planta.

Dado que seguro sozinho geralmente adiciona 0,5% a 1%, um valor de 0,02 USD/kWh a 0,03 USD/kWh parece uma estimativa sólida dos custos totais de O & M, incluindo as outras despesas variadas (IRENA, 2012).

Para torres solares, os custos de O&M são estimados para ser de 65 USD/kW/ano (Turchi, 2010b).

3.3 CUSTOS NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)

O LCOE (do inglês, *levelized cost of energy*) é um dos principais indicadores para o custo da eletricidade produzida por um sistema de geração, que é calculado contabilizando-se todos os custos de um sistema ao longo da sua vida útil, incluindo, construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros e incentivos.

De acordo com (IRENA, 2012), os parâmetros mais importantes que determina o LCOE de uma planta CSP são:

- Custo de investimento inicial, incluindo os custos de projeto, desenvolvimento, custos dos componentes e sistemas, montagem, conexão à rede e custos de financiamento;
- Fator de capacidade da planta e eficiência;
- O DNI no local da planta;
- Os custos de O&M (incluindo segurança);
- Os Custos de capital, tempo de vida econômica.

Diferentes organizações apresentam estimativas para LCOE de plantas CSP, e apresentam valores significativamente próximos.

O IPCC, através da publicação SRREN, informou que os custos LCOE para grandes usinas CSP com coletores cilíndricos, em 2009, estavam na faixa de 0,18 – 0,27

USD/kWh para sistemas com diferentes quantidades de armazenamento térmico e para diferentes níveis de irradiação solar (ARVIZU et al., 2011).

Já o IEA, apresenta em (IEA, 2010), curvas de LCOE para diferentes taxas de desconto e quantidades distintas de armazenamento de calor, sendo que o cenário base considera uma taxa de desconto de 10% ao ano e 6 horas de armazenamento de calor. Neste estudo os custos LCOE para a eletricidade gerada com CSP variam entre 0,20 – 0,29 USD/kWh.

O relatório da Greenpeace apresenta o estado da arte em questão de custos LCOE para plantas CSP de cilindro parabólico caracterizado por um valor de 0,15 USD/kWh. Aliás, ele explica como no sudoeste dos Estados Unidos o LCOE é aproximadamente 0,10 - 0,12 USD/kWh e na Espanha varia entre 0,10 USD/kWh para plantas localizada em ótimos lugares de potencial DNI e 0,29 USD/kWh para plantas em lugares com menos irradiação (RICHTER et al., 2009).

O impacto do armazenamento de calor sobre o custo LCOE não é tão simples de analisar como parece. Quando há armazenamento de calor, os custos de capital incrementam com o tamanho do campo solar e do armazenamento de calor adicional, mas ao mesmo tempo incrementa o fator de capacidade da planta e a produção anual de eletricidade, no entanto o LCOE diminui minimamente (IEA, 2010). Ainda segundo o IEA, é notável que o principal benefício do sistema de armazenamento de calor não é a redução do custo LCOE da eletricidade, mas sim o incremento do valor da planta que ganha capacidade firme e melhores características de despachabilidade, permitindo assim às plantas CSP competir com plantas termelétricas convencionais, num futuro próximo, para fornecer energia na base e inclusive no pico da demanda.

A Tabela 3 apresenta a consolidação de custos que caracteriza o estado da arte para plantas CSP de cilindro parabólico.

Tabela 3: Consolidação de custos para usinas CSP com cilindro parabólico

	Valor	Unidade
Custos diretos de capital	4,2 – 8,4	USD/We
Custos de O&M	13 - 30	USD/MWh
Custos nivelados da energia (LCOE)	0,20 – 0,29	USD/kWh

Fonte: (IEA, 2010)

3.4 REDUÇÃO DE CUSTOS

Diversos são os fatores que levam vários autores, pesquisadores e entusiastas a acreditarem na redução dos custos da tecnologia CSP e a forte tendência para que esses custos atinjam competitividade econômica. Entre os quais podemos destacar, aprendizado e desenvolvimento tecnológico, inclusive com o aproveitamento do conhecimento adquirido em outras tecnologias com maturidade comercial, economia de escala e efeitos de agrupamento.

3.4.1 APRENDIZADO E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

A perspectiva de aumento da competitividade da tecnologia CSP deriva, em parte, dos avanços tecnológicos em concentradores, receptores, armazenamento de calor e fluidos de transferência de calor (ARVIZU et al., 2011).

De acordo com (IRENA, 2012), as áreas-chave onde as reduções de custos precisam ser alcançadas são:

- Campo solar: a produção em massa e componentes mais baratos, bem como a melhoria do design, pode ajudar a reduzir os custos;
- Receptores: produção de receptores que tenham uma maior e eficiente capacidade de transferência de calor para o fluido de transferência;
- Fluido de transferência de calor: investimento na produção de novos fluidos de transferência de calor capazes de armazenar mais calor e alcançar temperaturas mais elevadas, aumentando assim a eficiência do ciclo térmico;
- Sistema de armazenamento: produção de novos sistemas de armazenamento, com baixo índice de perdas térmicas e custos menores. O sistema de armazenamento está diretamente relacionado ao fluido de transferência;

Algumas das potencialidades de redução de custos são mais genéricas, por exemplo, o aumento da concorrência entre os fornecedores de tecnologia.

Outro fator importante é o fato de se aproveitar os conhecimentos adquiridos em outras tecnologias que já apresentam maturidade comercial. A tecnologia CSP utiliza

como seu princípio básico a termodinâmica clássica, bastante conhecida e desenvolvida para geração de eletricidade como é o caso das usinas termelétricas. A tecnologia CSP se beneficia pelo atual estágio de know-how da tecnologia de geração elétrica e dos contínuos desenvolvimentos com relação a turbinas a vapor e gás que acontecem ainda hoje (ARVIZU et al., 2011). Isso faz com que se tenha vantagens no caso da hibridização desse tipo de usina, podendo ser utilizadas caldeiras auxiliares movidas a combustíveis fósseis e assim aumentar a geração de energia elétrica.

3.4.2 ECONOMIA DE ESCALA

É obtida com o desenvolvimento de projeto em larga escala, dado que já existe maturidade tecnológica suficiente para se investir em plantas com tamanhos maiores (Philibert et. al, 2010). Há uma redução potencial de custos de investimento em função dos benefícios oriundo da produção de componentes em série para a indústria solar térmica, como coletores, receptores, etc. O aumento da concorrência na produção desses equipamentos específicos da indústria solar térmica associado ao aumento da demanda por esses produtos específicos durante um longo período, também serão responsáveis pelo potencial de redução de custos de capital para as usinas CSP.

Há economia de escala também em relação ao bloco de potência, pelo fato de uma turbina a vapor é mais eficiente e mais barata para grandes capacidades instaladas.

3.4.3 EFEITOS DE AGRUPAMENTO

Os efeitos de agrupamento estão relacionados à execução de múltiplos projetos idênticos, em uma mesma área, pode reduzir os custos de capital entre 5% a 15%. Por exemplo, compartilhando o mesmo projeto de engenharia, a mesma área industrial, os mesmos estudos ambientais e licenciamentos em comum (Balagopal et. al, 2010);

4 CENÁRIO ATUAL DE CSP NO MUNDO

Como resultado de preocupações com a mudança do clima, o incremento no consumo de energia primária (majoritariamente fóssil) e tratados internacionais para reduzir emissões de gases de efeito estufa, muitos países buscam promover diversas alternativas de geração de eletricidade ambientalmente sustentáveis, que também respondam ao ritmo do crescimento da demanda de energia (SOLANGI et al., 2011; BALAGOPAL et al., 2010).

Uma política pública energética é uma estratégia de governo para promover de forma sustentável o crescimento ou mudança do setor energético do país, incluindo a geração, distribuição e consumo de energia elétrica. As políticas energéticas incluem legislações, tratados internacionais e incentivos para investimento. Elas têm um papel fundamental na mitigação dos impactos do aquecimento global e na formulação de propostas para evitar crises de disponibilidade ou suprimento de energia final (SOLANGI et al., 2011; IPCC, 2007; IEA, 2008a).

O número de países com algum tipo de política nacional, de metas e/ou de suporte às energias renováveis mais do que duplicou com relação aos 55 estimados em 2005, passando a 144 em 2014 (REN21, 2014). Uma das principais políticas utilizadas como suporte para o desenvolvimento e a ampliação no uso da energia renovável é o “feed-in-tariff”, que é um mecanismo utilizado por políticas públicas destinadas a acelerar o investimento em tecnologias de energias renováveis. Ele consegue isso através da oferta de contratos de longo prazo aos produtores de energias renováveis, normalmente com base no custo de geração de cada tecnologia.

Globalmente, a análise de políticas para promoção de energias renováveis tem enfatizado progressivamente os efeitos das externalidades negativas sobre a qualidade do meio ambiente, a saúde humana, o desenvolvimento econômico ou sobre objetivos institucionais como o gerenciamento das emissões (SOLANGI et al., 2011).

Assim, vários governos estão começando a estabelecer políticas (de metas e de suporte) à energia solar, em nível regional, nacional e local. Com esse objetivo têm definido diversas políticas para a energia solar, tanto para PV quanto para CSP (REN21, 2014).

Depois das construções das plantas de NEVADA SOLAR ONE, nos Estados Unidos e PS10 na Espanha, que entraram em operação em 2007, muitas outras plantas foram construídas e entraram em operação. O mercado de energia solar térmica concentrada continuou a avançar em 2013, após um crescimento recorde em 2012. A capacidade instalada global de CSP aumentou mais de 10 vezes desde 2004, e tal fato é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Aumento da capacidade total instalada para a tecnologia CSP

	2004	2012	2013	2015
Capacidade CSP (GW)	0,4	2,5	3,4	4,6

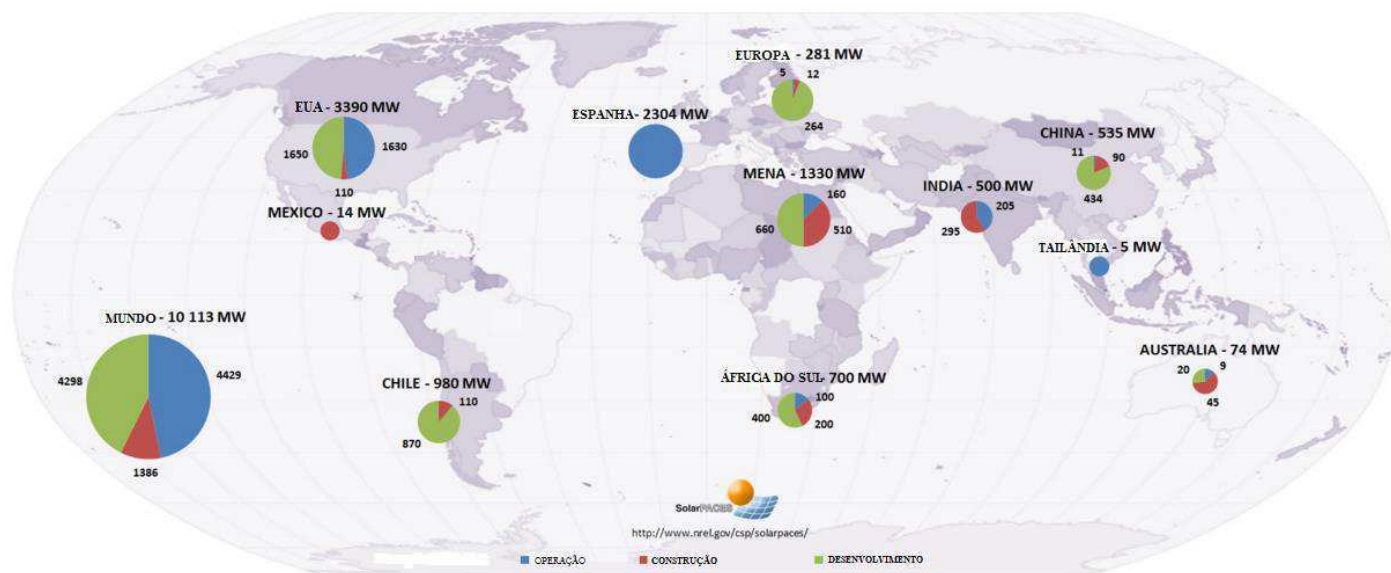
Fonte: (REN21, 2014), adaptado pelo autor

Os líderes de mercado de CSP no mundo são os Estados Unidos e a Espanha, que foram os primeiros a realizar investimentos maciços neste tipo de tecnologia, possuem uma potência total instalada de 2422,8 MW e 2304,1 MW, respectivamente. Essa liderança se deve as políticas de incentivo realizada pelo governo desses países. No entanto, devido a mudanças de política em 2012 e início de 2013, impostas pelo governo da Espanha, que colocaram uma moratória sobre novas construções no país, estagnaram o processo de implantação de novas plantas CSP na Espanha. Assim, os Estados Unidos assumiram a liderança do mercado CSP.

Enquanto os Estados Unidos e a Espanha continuaram a ser os líderes de mercado e, juntos, os EUA e a Espanha possuem mais de 90% da capacidade instalada de CSP no mundo (plantas em operação), a geração termo solar está crescendo em todos os continentes, com 24 países onde essa tecnologia já está implantada ou sendo inserida com plantas de demonstração e pesquisa e desenvolvimento, como é o caso do projeto Helioterm no Brasil. Durante 2013, CSP continuou a se expandir para novos mercados na Europa, Ásia, América Latina e, particularmente, na África e no Oriente médio. Vários países entraram no ramo de geração de eletricidade e calor de processo utilizando a tecnologia CSP, entre os quais destaca-se Alemanha, África do Sul, Arábia Saudita, Argélia, Austrália, Canadá, Chile, China, Coreia, Egito, Emirados Árabes Unidos, França, Índia, Israel, Itália, Jordânia, Kuwait, Marrocos, México, Namíbia, Tailândia, Turquia e Tunísia.

O mapa da Figura 36 apresenta o cenário mundial de projetos CSP, no qual é apresentado os perfis de plantas em operação, construção e desenvolvimento ao redor do mundo no ano de 2015.

Figura 36: Mapa de projetos CSP ao redor do mundo, atualizado em junho de 2015



Fonte: <http://www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world>, adaptado pelo autor

Segundo dados do laboratório nacional de energia renovável dos Estados Unidos, NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), atualmente a capacidade total de plantas heliotérmica no mundo é de 10.503,3 MW, sendo que em operação são de aproximadamente 4574 MW instalados, dos quais 84,12% são de tecnologia cilindro parabólico e 12,13% da tecnologia de torre solar e ainda 3,75% da tecnologia Fresnel Linear. Usinas que utilizam a tecnologia disco parabólico não estão em operação. No apêndice A, é apresentado as plantas CSP em operação no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização.

Ainda segundo o NREL, estão sendo construídas um total de 1386 MW em plantas CSP, em sua maioria 61,08% formado por plantas cilíndrico parabólicas e 34,77% de torres solares. No apêndice B, é apresentado as plantas CSP em construção no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização.

Já as plantas em desenvolvimento somam a capacidade instalada de 4543 MW, dos quais aproximadamente 22,7% são de cilíndrico parabólicos e 74,3% de torres

solares. A partir da visualização dos dados, percebe-se uma certa predominância da tecnologia cilíndrico parabólica para as plantas em operação e uma forte tendência de crescimento e maior domínio da tecnologia de receptor central nas plantas em desenvolvimento que entraram em operação nos próximos anos. No apêndice C é apresentado as plantas CSP em estágio de desenvolvimento no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização.

4.1 PROJETO HELIOTERM

No Brasil, ainda não existem plantas solares com concentração para geração de energia elétrica em operação, embora haja algumas equipes de especialistas em universidades públicas e privadas estudando o assunto. Em função das condições favoráveis de irradiação no país, particularmente no Nordeste, e com base nos estudos já realizados, entende-se que o aproveitamento do recurso solar para a geração de energia elétrica tem potencial de aplicabilidade.

Para avaliação deste potencial, o Cepel, com apoio dos ministérios de Minas e Energia (MME) e de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), desenvolveram um projeto de implantação de uma planta heliotérmica piloto utilizando a tecnologia de cilindros parabólicos. O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) desde 1996 e, a partir de 2013, esse estudo começou a tomar corpo, com o Projeto Helioterm, que prevê a instalação de uma planta piloto com capacidade instalada de 1MW nominal no semiárido brasileiro. Ao todo, a usina que utilizará a tecnologia de cilindros parabólicos receberá investimento de R\$28 milhões e deverá ser concluída em três anos.

O projeto contava com financiamento da Finep (Financiadora de Estudos e Projetos) e do Governo do Estado de Pernambuco através da Secretaria de Tecnologia e Meio Ambiente (SECTEC). Participam também diretamente deste projeto a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e a Eletrobras Chesf. A localização da planta é próxima à cidade de Petrolina (PE), em um terreno com 45 hectares cedido pela Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (Codevasf).

Esta iniciativa consiste na primeira etapa de um projeto maior que visa à construção de uma plataforma de pesquisa P&D em energia solar, nos moldes de plataformas de pesquisa existentes no exterior, como, por exemplo, a de Almería (Espanha). Com esta implantação pretende-se desenvolver capacitação nacional tanto

para a operação de plantas desta natureza quanto para a fabricação de componentes e sistemas completos de geração (captação da energia solar, concentração e geração de energia elétrica).

Será a primeira a ser instalada na América do Sul e permitirá a realização de diversos estudos de desempenho nas condições climáticas da região, além de possibilitar a formação de recursos humanos e motivar novos empreendimentos com a participação da indústria nacional.

No mesmo terreno está sendo instalada uma usina de geração fotovoltaica de energia elétrica (2,5 MWp comercial e 0,5 MWp tecnológica), sob a coordenação da Eletrobrás Chesf e com a participação do Eletrobrás Cepel. Futuramente, serão implementados um sistema de armazenamento de energia para a planta termossolar e outra planta de geração termossolar com tecnologia de torre central ou Fresnel.

O pesquisador e assistente da diretoria do Cepel Eduardo Serra comentou sobre as dificuldades que serão enfrentadas no projeto:

Como toda coisa que é nova, a gente tem sempre algumas dificuldades. Pelo fato de ser uma planta piloto com potência relativamente baixa, há mais dificuldade de encontrar fornecedores para uma escala pequena. Mas o grande objetivo do projeto é demonstrar a tecnologia no Brasil para que a gente possa motivar a indústria nacional para desenvolver componentes e treinar pessoas nessa tecnologia, permitindo plantas com potência mais elevada.

Segundo o especialista, o longo período levado entre a ideia e o desenvolvimento do projeto deveu-se a uma série de estudos e cenários de mercado, quando foram analisadas as melhores tecnologias para serem empregadas no desenvolvimento da geração, no local para instalação, com maior incidência solar, poucas nuvens, em um local com o céu permanentemente aberto. Com esse processo inicialmente estabelecido, o projeto passou então por uma nova barreira: a de atrair investimentos. Chegamos a um ponto em que não havia interessados em financiar um projeto com essas características, porque ela tem um custo muito elevado e, além disso, nós estávamos passando por um período em que o preço do petróleo estava baixo, provocando um desinteresse pelas fontes renováveis. Foi então que o projeto entrou em stand-by, explicou o pesquisador.

Apesar de o projeto seguir os passos realizados por alguns países, inclusive a Espanha, segundo maior produtor de energia a partir da geração solar térmica, o projeto não foi posto em prática.

5 ESTUDO DE CASO

Esta parte do trabalho trata do objetivo específico, serão abordados aspectos como a tecnologia empregada, os custos relativos à sua implantação e operação, os impactos ambientais relacionados à usina de geração solar elétrica de Ivanpah.

5.1 CASO IVANPAH

O sistema de geração solar elétrica de Ivanpah ou ISEGS (do inglês *Ivanpah Solar Electric Generating System*) é uma usina de energia solar térmica concentrada localizada no Deserto de Mojave na Califórnia, distante 64 km a sudoeste de Las Vegas. Sua localização é apresentada na Figura 37.

Figura 37: Localização do sistema de geração solar elétrica de Ivanpah



Fonte: <http://www.brightsourceenergy.com/>, adaptado pelo autor

Ivanpah emprega a tecnologia de geração de torre solar. Ela possui 173.500 heliostatos, cada um com dois espelhos, como apresentado na Figura 38. Cada espelho é controlado por software e direciona a energia solar em caldeiras localizadas em três torres solares com 140 metros cada uma, ocupando uma área de 3500 acres. A usina de Ivanpah é apresentada na Figura 39: Sistema de geração solar elétrica de Ivanpah.

Figura 38: Heliostatos da usina de Ivanpah



Fonte: <http://www.brightsourceenergy.com/>

Figura 39: Sistema de geração solar elétrica de Ivanpah



Fonte: www.nrg.com/

A capacidade de geração do ISEGS é de 377 MW nominais (392 MW brutos), sendo por isso, a maior usina de energia solar térmica no mundo, sendo capaz de fornecer energia suficiente para abastecimento de cerca de 140 mil casas na Califórnia.

Cada campo de heliostatos é utilizado para concentrar a luz solar em receptores localizado no topo de cada uma das três torres. Quando a luz solar concentrada atinge os tubos da caldeira, a água é aquecida para gerar vapor superaquecido. Este vapor de alta temperatura é então canalizado para uma turbina padrão onde a eletricidade é gerada. Depois de utilizado no processo de geração de eletricidade, esse vapor passa por condensadores, onde é novamente transformado em água e reutilizado no processo. Na

Figura 40, estão evidenciadas umas das torres onde o calor é concentrado e um condensador da usina.

Figura 40: Torre solar e condensador de Ivanpah



Fonte: <http://www.ivanpahsolar.com/>

5.2 FINANCIAMENTO DO PROJETO

O projeto foi desenvolvido pela BrightSource Energy e construído pela Bechtel e custou 2,2 bilhões de dólares. Contou com investimentos da NRG Energy, uma grande empresa de energia americana com sede em Nova Jersey, do Google, uma empresa multinacional de serviços online e software dos Estados Unidos, além de investimentos da própria BrightSource. O projeto ainda contou com três empréstimos cedidos de DOE (Departamento de Energia dos Estados Unidos) que garantiu um montante de 1,6 bilhões de dólares de garantia de empréstimo para o projeto. Em 2011, o Google anunciou que deixaria de investir em CSP devido ao rápido declínio dos preços dos sistemas fotovoltaicos.

Antes de ser construída, a BrightSource testou a tecnologia empregada em Ivanpah, nas suas instalações de pesquisa e desenvolvimento e em um projeto de

recuperação avançada de petróleo, como apresentado na Figura 41, que produzia 29 MWt (megawatt térmico) e localizado próximo a Coalinga, Califórnia.

Figura 41: Método de recuperação avançada de petróleo da Chevron, Coalinga, Califórnia



Fonte: <http://www.brightsourceenergy.com/>

A empresa do projeto, que é formada pela NRG Energy, Google e a BrightSource, mantém um acordo de longo prazo, cerca de 25 anos, para venda da totalidade de energia que produz a um preço fixo. Sendo que dois terços da energia gerada em Ivanpah vai para a PG&E (Pacific Gas and Electric Company) e o restante para a SCE corp. (Southern California Edison).

A primeira unidade do projeto foi ligada à rede em setembro de 2013 em um teste inicial de sincronização com a rede. A instalação foi formalmente inaugurada em 13 de fevereiro de 2012, e é a maior usina de energia solar térmica concentrada no mundo.

5.3 ASPECTOS TÉCNICOS

A usina solar térmica de Ivanpah localizada no deserto Mojave, na Califórnia com uma área de 3500 acres (14,2 km²). A irradiação local nessa área é de cerca de 7,4 kWh/m²/dia (média anual) para um fluxo total de energia solar no espectro visível de 2.717 kWh/m² por ano. A usina tem uma potência instalada de 392 MW e energia média de 123,31 MW o que faz com que a planta tenha um fator de capacidade operacional de 31,4%, o que é excelente para uma usina de energia solar CSP sem armazenamento de energia.

Com esse fator de capacidade estimado, implica que a planta opera por 2.751 horas por ano, como sua capacidade nominal líquida é de 377 MW de potência constante,

isso significa uma geração de 1.037.127 MWh por ano ou aproximadamente 1,037 TWh por ano.

Área refletida por cada heliostato que é formada por dois espelhos é de aproximadamente 15 m², como a planta possui 173.500 heliostatos, então a área total de abertura do campo solar é de 2.602.500 m². Tomando como base a irradiação solar de 2.717 kWh/ m² por ano, então o fluxo total interceptado pelo campo solar e direcionado para o receptor é de 7.070.992,5 MWh anualmente. O rendimento térmico, depois de se considerar as diversas perdas existentes, como perdas de reflexão, transmissão, radiação e de absorção é cerca de 55%, assim a energia térmica entregue à turbina é de 3889045,875 MWh_{th}. A eficiência bruta da planta de vapor segundo o laboratório nacional de energia renovável dos Estados Unidos (NREL) é de 28,72%, assim a produção esperada de energia elétrica é de aproximadamente 1,1 TWh por ano. A média de domicílios atendidos anualmente é de 140.000.

Os 377 MW nominais (392 MW brutos) são produzidos pelas três unidades que constituem o projeto:

- Ivanpah 1: 126 MW;
- Ivanpah 2: 133 MW;
- Ivanpah 3: 133 MW.

Cada uma das torres possui aproximadamente 140 m de altura e, no alto de cada torre, está presente uma caldeira do tipo receptor solar gerador de vapor ou SRSG (sigla do inglês, Solar Receiver Steam Generator), que transforma a água em vapor. O vapor que sai do receptor e é conduzido até as turbinas possui uma temperatura aproximada de 566 °C. As turbinas a vapor são da fabricante Siemens da série SST-900.

Após o vapor ser utilizado pelas turbinas para gerar eletricidade, o mesmo é direcionado para condensadores refrigerados a ar, dito refrigeração à seco.

O ISEGS requer a queima de gás natural diariamente para o início da operação da planta nas primeiras horas de sol, assim como, para manter o desempenho durante a cobertura de nuvens e para produzir energia por algumas horas após o pôr-do-sol, são cerca de 328 milhões de pés cúbicos de gás natural.

5.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

Ivanpah, tem se mostrado um importante gerador de benefícios econômicos desde a sua fase de projeto até os dias de hoje, benefícios esses, que se acumulam em nível local, regional, nacional e até internacional.

No pico de sua construção, o projeto contava com 2636 trabalhadores da construção civil e de pessoal de apoio (ao longo de um período de 3 anos) no local do projeto, região essa, que possui uma das mais altas taxas de desemprego do país. O projeto incluía uma gama gigantesca de trabalhadores qualificados como encanadores, eletricitistas, engenheiros, soldadores técnicos, operadores de equipamentos pesados, mecânicos, técnicos para reparos e manutenção de maquinário industrial. Ivanpah ainda inclui 90 trabalhadores permanentes para manutenção e operação da planta.

Estimasse que a conclusão da construção de Ivanpah movimentou cerca de 250 milhões de dólares em ganho para esses trabalhadores da construção e há uma perspectiva de que a longo prazo (em torno de 30 anos) que o projeto gere cerca de 650 milhões em ganhos para os trabalhadores e 350 milhões em impostos locais e estaduais.

No entanto, o projeto não se limitou a criar postos de trabalho local, houve uma maciça geração de empregos para a fabricação e fornecimento de equipamentos e materiais necessários para a construção de Ivanpah, criando inúmeros postos de trabalho em 17 estados norte-americanos. No total da cadeia de abastecimento de Ivanpah totalizaram 42 milhões de componentes heliostáticos, incluído 22 milhões de rebites, mais de 7500 toneladas de aço, 2000 quilômetros de cabos e mais de 27000 metros cúbicos de concreto.

5.5 SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL

O projeto de Ivanpah incorpora características e estratégias para reduzir os impactos ambientais dos mais diversos tipos e ao mesmo tempo redução dos custos para realização do mesmo.

Ivanpah foi projetada com um profundo compromisso com o uso da terra e atendendo a um conjunto de critérios, a saber:

- Teria que ser uma área com alta insolação direta natural, o que fez com que diminuísse a quantidade de terras necessárias para o projeto;
- Áreas próximas a regiões desenvolvidas e que já tiveram impactos humanos pré-existente;
- E de fácil acesso a infraestrutura de transmissão, para escoamento da geração.

As torres de heliostatos foram inseridos diretamente no solo, eliminando a necessidade de terraplanagem e peneiração para a área do campo solar, como apresentado na Figura 42, o que é necessário em outras tecnologias solares como a fotovoltaica e a CSP de calha parabólica. Isto permitiu que os contornos naturais e a vegetação local permanecessem, exceto no local do bloco de potência que foi necessário a terraplanagem.

Figura 42: Suporte de um heliostatos inserido diretamente no solo



Fonte: <http://www.ivanpahsolar.com/>

A água é utilizada de duas maneiras em Ivanpah: para limpar os espelhos heliostatos e para produzir vapor para a geração de eletricidade. A parcela que é utilizada para produção de vapor, não é perdida após a geração de energia. Ao fim do processo, o vapor de água passa por um processo de resfriamento a seco, para condensar o vapor e assim retornar a água para o estado líquido, que é então direcionada para a caldeira, fechando assim o ciclo.

O fato de Ivanpah utilizar o ar para arrefecer e condensar o vapor, reduz significativamente a quantidade de água utilizada, quando comparado com o sistema de refrigeração que utiliza água para condensação do vapor.

O total anual de água consumida em Ivanpah é de aproximadamente 123 megalitros, quantidade equivalente ao uso em 300 casas típicas da Califórnia.

Por ser uma usina que utiliza a energia solar como combustível, Ivanpah evita a emissão de milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂), além de outros poluentes atmosféricos, tais como os óxidos de nitrogênio (NO_x) e óxidos de enxofre (SO_x) que são liberados por uma usina a gás natural ou a carvão mineral.

5.6 CRÍTICAS E DESAFIOS

O projeto de ISEGS, vem sofrendo várias críticas de ambientalistas e autoridades desde a sua fase de construção. O projeto original da usina contava com uma área de cerca de 6 milhas quadradas (15,54 km²) e uma potência estimada de 440 MW, a mesma teve que ser reduzida para evitar a construção sobre o habitat de uma espécie de tartarugas de deserto. Sua construção foi temporariamente interrompida na primavera de 2011, devido a suspeitas de impactos sobre o habitat natural das tartarugas. A construção foi retomada quando o órgão norte americano USFWS (do inglês, United States Fish and Wildlife Service) não corriam risco de extinção.

A BrightSource instalou cercas no entorno da usina para manter animais selvagens fora do local. Muitas das tartarugas do deserto encontradas foram transferidas para outras partes do deserto de Mojave, no entanto, os ambientalistas levantaram a preocupação de que realocadas, as tartarugas estariam mais propensas a morrer.

Outro problema amplamente discutido, e citado em algumas matérias do jornal americano *The Wall Street Journal* e em outros veículos de informação, é o fato de aves estarem morrendo ao se chocarem com os heliostatos e até mesmo queimadas pelo fluxo solar criado pelo campo de espelhos. Foram registradas inúmeras mortes de aves no local do projeto, muitas das quais foram queimadas em voo pela radiação dos espelhos. Segundo um relatório da Associated Press, Ivanpah funcionaria como uma megarmadilha para a vida selvagem, pois a luz brilhante da planta atraía insetos que sua vez atraía as aves para o local. Desde então algumas medidas foram tomadas, como o emprego de radares de pássaros e LRADs, para evitar a passagem de aves pelo local, como também

a limpeza da terra ao redor da planta e assim torna-la menos atraente e mais visível para as aves.

Segundo a Comissão de Energia da Califórnia, publicado no relatório anual do plano de monitoramento de aves e morcegos da usina Ivanpah, a estimativa de 3504 mortes de aves que foram registradas no primeiro ano de operação é bem abaixo das 28 mil prevista pelo Centro para Diversidade Biológica dos Estados Unidos para o primeiro ano de operação de Ivanpah e que da totalidade de mortes registradas, menos de 1500 foram causadas diretamente pela usina.

Outro problema relatado é que pilotos de companhias aéreas estão reclamando do brilho dos espelhos, que causam efeitos de cegueira temporária ao passar pela região da usina.

Em carta aberta ao *The Wall Street Journal*, Joe Desmond, Vice-presidente Sênior de Marketing e Relações governamentais da BrightSource Energy, rebateu as informações publicadas e em um dos trechos citou:

Ao contrário do que foi noticiado, um plano de mitigação de impactos ambientais para a instalação da usina foi planejado e exigido pela licença. Isso não causou excessos de custos ou atrasos no cronograma. Na verdade, Ivanpah foi entregue no prazo e dentro do orçamento, um feito incrível para qualquer projeto de infraestrutura nessas proporções. Além disso, Ivanpah minimiza os impactos sobre os ecossistemas nativos e estabelece as melhores práticas para seleção de terrenos, design de baixo impacto, uso de água, qualidade do ar e proteção de espécies.

Outro sinal de problemas operacionais da planta é que os proprietários da planta solicitaram e obtiveram permissão para usar 60% a mais de gás natural do que foi previsto para a planta. O consumo de gás natural passou de 328 para 525 milhões de pés cúbicos.

6 CONCLUSÃO

Com este estudo pôde-se perceber a importância do uso de novas fontes de energia e, o aumento na participação de energias renováveis tem sido motivado por diferentes razões, tais como: volatilidade no preço dos combustíveis fósseis, aumento na demanda energética mundial, preocupações com problemas ambientais, desenvolvimento socioeconômico, instabilidade nas relações políticas com os principais produtores de petróleo e gás natural, segurança energética, políticas governamentais e aumento da competitividade em relação à geração elétrica convencional.

Ficou evidenciado que a utilização da tecnologia CSP para geração de eletricidade apresenta várias vantagens em relação as fontes de energia tradicionais, que incluem a não necessidade de grandes áreas, para a construção da planta, que por sua vez, é instalada em regiões inóspitas, quente e secas, a disponibilidade gratuita de sua fonte de energia, que para ser utilizada não é necessário nenhum tipo de intervenção, tão somente a melhor maneira de captar a luz emitida pelo Sol, ao contrário de usinas hidrelétricas que necessitam de alterações significativas no leito dos rios, além da construção de barragens que geram grandes impactos sociais e ambientais.

Outros fatores que podem ser citados e que torna a energia solar concentrada, uma aplicação economicamente viável e sustentável é o uso do calor gerado nestes tipos de plantas para uso doméstico e industrial, dessalinização de água, recuperação avançada de petróleo, além de trazer benefícios na questão de criação de oportunidades de desenvolvimento e de emprego local.

Constata-se que apesar dos benefícios em se utilizar a energia solar concentrada, a mesma ainda apresenta uma série de desvantagens em relação às outras fontes de geração de energia. Uma das principais desvantagens dessa alternativa de geração, é o custo de instalação da usina e não é preciso lembrar que, quanto maior for o custo de instalação, maior será o custo da energia gerada, o que torna outras fontes de energia mais atrativas. Além disso, tal como outras fontes, como a eólica e a hidrelétrica, a solar concentrada apresenta elevada dependência climática, o que limita sua localização e, em caso de anomalias no comportamento da atmosfera, essas usinas solares podem ter problemas na

sua geração, visto que, as mesmas dependem de um bom índice de radiação solar direta, para serem eficientes.

Verificou-se também que apesar do custo ser uma barreira, a perspectiva de aumento da competitividade da tecnologia CSP deriva, em parte, dos avanços tecnológicos em concentradores, receptores, armazenamento de calor e fluidos de transferência de calor. Cita-se também como fatores para tornarão a tecnologia CSP competitiva em relação a outras fontes de energia, a economia de escala, o aproveitamento do conhecimento adquirido em outras tecnologias com maturidade comercial.

Fica comprovado, a partir do estudo da usina solar térmica de Ivanpah, que a mesma ainda apresenta alguns desafios a serem contornados, fruto da tecnologia ainda em desenvolvimento e do pioneirismo relativo ao tamanho do empreendimento. Um dos principais problemas que é o custo da usina, que gera uma energia cara quando comparada a outras fontes de energia, custo esse que é repassado para os consumidores, seja pelo aumento na tarifa de energia ou aumento no preço de serviços que de alguma forma utilizam essa energia. Outro problema é o fato de a usina gerar muito pouco quando comparada à outras fontes, um exemplo é quando comparamos Ivanpah com usinas hidrelétricas como Itaipu ou Xingó, que possuem uma potência nominal em uma única turbina de 700 MW e 527 MW, respectivamente, maior do que toda a potência instalada em Ivanpah.

Sendo assim, uma usina como Ivanpah não pode ser utilizada como base para sustentar o sistema de geração de energia e sim como uma fonte de energia complementar e como alternativa à picos de demanda por energia.

Apesar disso, não se pode descartar a importância do uso de fontes renováveis de energia, visto que, as mesmas produzem menos impactos ambientais, e possuem fontes de energia praticamente inesgotáveis, como vento, sol, chuva, biomassa, marés, energia geotérmica entre outras.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L. *et al.* **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)**. , Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Acesso em: 22 set. 2011. , 2011
- [2] BALAGOPAL, Balu, PARANIKAS, Petros, ROSE, Justin. **What's Next for Alternative Energy?**. The Boston Consulting Group (BCG). Boston, 2010. Disponível em: http://www.bcg.pt/expertise_impact/Industries/Energia/PublicationDetails.aspx?id=tcm:84-65669.
- [3] BASU, S. **Helioseismology and Solar Abundances**. Elsevier Ltd., 2007
- [4] BEZUTTI, N. **Cepel desenvolve termossolar no semiárido pernambucano**. *Jornal da Energia*, 2013. Disponível em: <http://www.isebvmf.com.br/index.php?r=noticias/view&id=262938>. Acesso em: 11 de novembro de 2015.
- [5] BRAKMANN, G., RAINER, A., TESKE, S., *et al.* **Solar Thermal Power 2020: exploiting the heat from the sun to combat climate change**. Greenpeace, 2003. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/solarthermal-power-2020/>>. Acesso em: junho de 2015.
- [6] BrightSource Energy. Disponível em: <http://www.brightsourceenergy.com/>. Acesso em: junho de 2015
- [7] BUTTI, K; PERLIN, J. **A Golden Thread: 2500 Years of a Solar Architecture and Technology**. Cheshire Books, 1980.
- [8] California Energy Commission. **The Ivanpah project is currently the world's largest operational solar thermal power plant**. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/tour/ivanpah/>>. Acesso em: junho de 2015.
- [9] CAVALCANTI, E., BRITO, R. **Geração heliotérmica: uma nova opção de energia limpa para o Brasil**. VIII Congresso Brasileiro de Energia – CBE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 30 de novembro a 2 de dezembro, 15p, 1999.
- [10] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, **Energia Solar**. Disponível em: <http://www.cepel.br/main.jsp?lumPageId=4028E49E2FE048EC012FF952D1D47C72&CodLinhaPesquisa=4028B88136E3DBC70136E40476463ABA&lumItemId=4028B88136E3DBC70136E404764C3ABC>. Acesso em: 11 de novembro de 2015
- [11] CHAMBERLIN, S. **Concentrating Solar thermal Power (CSP) – a step in the right direction, but no panacea**, 2008. Disponível em: <<http://www.darkoptimism.org/2008/05/19/concentrating-solar-thermal-power-csp/>>. Acesso em: junho de 2015.
- [12] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. CEPEL – Sistema Eletrobrás, 2006. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: junho de 2015.
- [13] DANKO, P. **A Solar Bird Death Story Ignites Controversy**, 2014. Disponível em: <<http://breakingenergy.com/2014/08/27/a-solar-bird-death-story-ignites-controversy/>>. Acesso em: junho de 2015.

- [14] DANKO, P. **More Problems for CSP: Ivanpah Solar Plant Falling Short of Expected Electricity Production.** Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/ivanpah-solar-plant-falling-short-of-expected-electricity-production>>. Acesso em: junho de 2015.
- [15] DGS, 2005. **Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects, and engineers.** Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), James & James Ltd, UK and USA.
- [16] DUHAMEL, J. **Ivanpah Solar Plant Wants to Burn More Natural Gas,** 2014. Disponível em: <<https://arizonadailyindependent.com/2014/08/22/ivanpah-solar-plant-wants-to-burn-more-natural-gas/>>. Acesso em: junho de 2015.
- [17] DUFFIE, John A. & BECKMAN, William A. **Solar engineering of thermal processes.** United States: A Wiley Interscience, 1991.
- [18] DOE, 2011. **Solar Vision Study (draft).** U.S. Department of Energy (US DOE), Washington DC, USA
- [19] EASAC. **Concentrating Solar Power: its potential contribution to a sustainable energy future.** Novembro, 2011. Disponível em: http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/Easac_CSP_Web-Final.pdf. Acessado em: abril de 2015.
- [20] EIA, 2008. **Federal financial interventions and subsidies in energy markets,** 2007. Disponível em: <www.eia.doe.gov/energy_in_brief/energy_subsidies.cfm>. Acesso em: abril de 2015.
- [21] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: julho de 2015.
- [22] FICHTNER, **Technology Assessment of CSP Technologies for a Site Specific Project in South Africa Final Report,** 2010. The World Bank and ESMAP, Washington D.C.
- [23] FRAIDENRAICH, N, MACEDO, N. G. L., TIBA, C. **Plano Nacional de Desenvolvimento das Tecnologias Solar Térmica de Médias e Altas Temperaturas** - Documento Base, Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília 2009.
- [24] GIANT. **Ivanpah solar plant south of Las Vegas falls short,** 2014. Disponível em: <<http://www.reviewjournal.com/business/energy/giant-ivanpah-solar-plant-south-las-vegas-falls-short>>. Acesso em: julho de 2015.
- [25] IEA, **Energy Balances of Non-OECD Countries.** Paris, France, 2010a.
- [26] IEA. **Technology Roadmap: Concentrating Solar Power.** . Paris: International Energy Agency (IEA), Paris, France, 2010b. Disponível em:<http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: abril de 2015.
- [27] IEA, **World Energy Outlook 2010. Energy Poverty: how to make modern energy access universal.** International Energy Agency, Paris, France, 2010c.
- [28] IEA, **Technology Roadmap Solar Thermal Electricity 2014 edition.** International Energy Agency, Paris, France, 2014a. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: abril de 2015
- [29] IEA, **Concentrating solar power roadmap.** International Energy Agency, Paris, France, 2014b. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: abril de 2015.
- [30] IEA, **Renewable Energy Essentials: Concentrating Solar Thermal Power.** International Energy Agency. Paris, France, 2014c. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CSP_Essentials.pdf>. Acesso em: abril de 2015.

- [31] IRENA, **Concentrating Solar Power**. IRENA, 2012. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf>. Acesso em: abril de 2015.
- [32] Ivanpah Solar Electric Generating System. Disponível em: <http://www.ivanpahsolar.com/>. Acesso em: junho de 2015
- [33] BrightSource Energy, **Ivanpah Project Facts**, 2013. Disponível em: <http://www.brightsourceenergy.com/stuff/contentmgr/files/0/8a69e55a233e0b7edfe14b9f77f5eb8d/folder/ivanpah_fact_sheet_3_26_14.pdf>. Acesso em: abril de 2015.
- [34] KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and system**. 1ª. ed. EUA: Academic Press, Elsevier, 2009.
- [35] KURAVI, S., et. al. **Thermal Energy Storage for Concentrating Solar Power Plants**. 2013. Florida Institute of Technology, Melbourne, FL, USA.
- [36] LODI, C. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.
- [37] **Mortalidade de aves em Ivanpah (EUA) fica abaixo das previsões**, 2015. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/noticias/mortalidade-de-aves-em-ivanpah-eua-fica-abaixo-das-previsoes>>. Acesso em: abril de 2015.
- [38] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Advanced Reflector and Absorber Materials**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48662.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [39] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Collector/Receiver Characterization**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48659.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [40] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Concentrating Solar Power**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48658.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [41] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Concentrating Solar Power Projects**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>>. Acesso em: novembro de 2015.
- [42] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Modeling and Analysis of CSP Systems**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48661.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [43] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Thermal Storage and Advanced Heat Transfer Fluids**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48660.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [44] NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Modeling and Analysis of CSP Systems**. Agosto de 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/48661.pdf>>. Acesso em: abril de 2015.
- [45] NRG. Disponível em: www.nrg.com/. Acesso em: abril de 2015
- [46] PACHECO, J., SHOWALTER, S., KOLB, W. “**Development of a Molten-salt Thermocline Thermal Storage System for Parabolic Trough Plants**”. **Solar Energy: The Power Choose**. 24 de Abril, 2001. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>. Acesso em: junho de 2015
- [47] PETTI, Ana Carla Gomes. **Modelagem de uma Planta de Geração Heliotérmica de Eletricidade, Localizada no Semi-Árido Nordeste Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

- [48] PHILIBERT, C., FRANKL, P., DOBROTKOVA, Z. **Technology roadmap: Concentrating Solar Power**. International Energy Agency (IEA), 2010. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: junho de 2015
- [49] PRICE, H. **A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Hawaii, 2003. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs_models_tools.html>. Acesso em: junho de 2015
- [50] RAGHEB, M. **Historical Perspective**. University of Illinois at Urbana-champaign, Estados Unidos, 2011. Disponível em: <<https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20498ES%20Energy%20Storage%20Systems/Historical%20Perspective.pdf>>. Acesso em: junho de 2015
- [51] RAGHEB, M. **Solar Thermal Power and Energy Storage Historical Perspective**. Illinois: University of Illinois at Urbana-Champaign, 2011. Disponível em: <<http://www.solarthermalworld.org/node/3303>>. Acesso em: junho de 2015.
- [52] RICHTER, Christoph, TESKE, Sven, SHORT, Rebecca. **Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009: Why Renewable Energy is Hot**. Greenpeace International. Amsterdam, 2009. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solarpower-2009.pdf>>. Acesso em: junho de 2015
- [53] RICHTER C., **Focus on Concentrating Solar Power. The state of the art of the technology**. 2008. Roma, Itália. Disponível em: <http://www.futures-e.org/WS-Rome/CRichter_CSP_State_of_the_Art.pdf>. Acesso em: junho de 2015
- [54] ROCHA, Alberto Rodrigues. **Eletricidade Solar**. Workshop sobre Usinas Solar Termoelétrica. Califórnia, 2010
- [55] ROMERO, M. **Energía Solar Termoeléctrica**. [S.l.]: CIEMAT. Disponível em: <http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRome/CSP_Termoelectrica.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2011. , 2002
- [56] SEN, Zekai. **Solar energy fundamentals and modeling techniques: atmosphere, environment, climate change and renewable energy**. London: Springer, 2008.
- [57] CSP Projects Around the World. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world>>. Acesso em: novembro de 2015
- [58] SWEET, C. **Evolução tecnológica da energia solar tropeça**. The Wall Street Journal, 2015. Disponível em: <<http://br.wsj.com/articles/SB12607879463517393677504581050402573467810>>. Acesso em: junho de 2015.
- [59] SWEET, C. **High-Tech Solar Projects Fail to Deliver**, 2015. Disponível em: <<http://www.wsj.com/articles/high-tech-solar-projects-fail-to-deliver-1434138485>>. Acesso em: junho de 2015.
- [60] TURCHI, et. al, **Current and future costs for Parabolic trough and power tower systems in the US market**, 2010a. National Renewable Energy Laboratory (NREL), CO.
- [61] TURCHI, C., **Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model**, 2010b. NREL, Boulder, CO.

APÊNDICE A

Plantas CSP em operação no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização. (Fonte: NREL)

Nome da planta	Início da Operação	Tecnologia	Potência (MW)	País
ACME Solar Tower	2011	Torre solar	2,50	Índia
Airlight Energy Ait-Baha Pilot Plant	2014	Cilindro parabólico	3,00 MW	Marrocos
Andasol-1 (AS-1)	2008	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Andasol-2 (AS-2)	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Andasol-3 (AS-3)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Archimede	2010	Cilindro parabólico	5,00	Itália
Arcosol 50 (Valle 1)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Arenales	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
ASE Demo Plant	2013	Cilindro parabólico	0,35	Itália
Aste 1A	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Aste 1B	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Astexol II	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Augustin Fresnel 1	2012	Linear Fresnel	0,25	França
Borges Termosolar	2012	Cilindro parabólico	25,00	Espanha
BrightSource SEDC	2008	Torre solar	6,00	Israel
Caceres	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Casablanca	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
CESA 1 (PSA)	1983	Torre solar	1,20	Espanha
City of Medicine Hat ISCC Project	2014	Cilindro parabólico	1,10	Canadá
Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	2015	Torre solar	110,00	EUA

Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	2015	Torre solar	110,00	EUA
Dahan Power Plant	2012	Torre solar	1,00	China
Dhursar	2014	Linear Fresnel	125,00	Índia
Enerstar (Villena)	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Extresol-1 (EX-1)	2010	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Extresol-2 (EX-2)	2010	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Extresol-3 (EX-3)	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Gemasolar Thermosolar Plant (Gemasolar)	2011	Torre solar	20,00	Espanha
Genesis Solar Energy Project	2014	Cilindro parabólico	250,00	EUA
Godawari Solar Project	2013	Cilindro parabólico	50,00	Índia
Greenway CSP Mersin Tower Plant	2012	Torre solar	1,40	Turquia
Guzmán	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Helioenergy 1	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Helioenergy 2	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Helios I (Helios I)	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Helios II (Helios II)	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Holaniku at Keahole Point	2009	Cilindro parabólico	2,00	EUA
Ibersol Ciudad Real (Puertollano)	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
ISCC Ain Beni Mathar	2010	Cilindro parabólico	20,00	Marrocos
ISCC Hassi R'mel (ISCC Hassi R'mel)	2011	Cilindro parabólico	25,00	Argélia
ISCC Kuraymat	2011	Cilindro parabólico	20,00	Egito
ISCC Yazd	2010	Cilindro parabólico	17,00	Irã
Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)	2014	Torre solar	377,00	EUA
Jülich Solar Tower	2008	Torre solar	1,50	Alemanha
KaXu Solar One	2015	Cilindro parabólico	100,00	África do Sul
Kimberlina Solar Thermal Power Plant (Kimberlina)	2008	Linear Fresnel	5,00	EUA
La Africana	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
La Dehesa	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
La Florida	2010	Cilindro parabólico	50,00	Espanha

La Risca (Alvarado I)	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Lake Cargelligo	2011	Torre solar	3,00	Austrália
Lebrija 1 (LE-1)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Liddell Power Station	2012	Linear Fresnel	9,00	Austrália
Majadas I	2010	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Manchasol-1 (MS-1)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Manchasol-2 (MS-2)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Martin Next Generation Solar Energy Center (MNGSEC)	2010	Cilindro parabólico	75,00	EUA
Megha Solar Plant	2014	Cilindro parabólico	50,00	Índia
Mojave Solar Project	2014	Cilindro parabólico	250,00	EUA
Morón	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
National Solar Thermal Power Facility	2012	Cilindro parabólico	1,00	Índia
Nevada Solar One (NSO)	2007	Cilindro parabólico	72,00	EUA
Olivenza 1	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Orellana	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Palma del Río I	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Palma del Río II	2010	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Planta Solar 10 (PS10)	2007	Torre solar	11,00	Espanha
Planta Solar 20 (PS20)	2009	Torre solar	20,00	Espanha
Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant (PE1)	2009	Linear Fresnel	1,40	Espanha
Puerto Errado 2 Thermosolar Power Plant (PE2)	2012	Linear Fresnel	30,00	Espanha
Rende-CSP Plant	2014	Linear Fresnel	1,00	Itália
Saguaro Power Plant	2006	Cilindro parabólico	1,00	EUA
Shams 1 (Shams 1)	2013	Cilindro parabólico	100,00	EUA
Sierra SunTower (Sierra)	2009	Torre solar	5,00	EUA
Solaben 1	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solaben 2	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solaben 3	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solaben 6	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solacor 1	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solacor 2	2012	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solana Generating Station (Solana)	2013	Cilindro parabólico	280,00	EUA

Solar Electric Generating Station I (SEGS I)	1984	Cilindro parabólico	14,00	EUA
Solar Electric Generating Station II (SEGS II)	1985	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station III (SEGS III)	1985	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station IV (SEGS IV)	1989	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station V (SEGS V)	1989	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station VI (SEGS VI)	1989	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station VII (SEGS VII)	1989	Cilindro parabólico	30,00	EUA
Solar Electric Generating Station VIII (SEGS VIII)	1989	Cilindro parabólico	80,00	EUA
Solar Electric Generating Station IX (SEGS IX)	1990	Cilindro parabólico	80,00	EUA
Solnova 1	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solnova 3	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solnova 4	2009	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Solugas	2013	Torre solar	4,60	Espanha
SSPS-CRS (PSA)	1981	Torre solar	2,70	Espanha
Termesol 50 (Valle 2)	2011	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Termosol 1	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Termosol 2	2013	Cilindro parabólico	50,00	Espanha
Thai Solar Energy 1 (TSE1)	2012	Cilindro parabólico	5,00	Tailândia
Themis solar tower	1983	Torre solar	1,00	França
Yanqing Solar Thermal Power (Dahan Tower Plant)	2012	Torre solar	1,00	China

APÊNDICE B

Plantas CSP em construção no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização. (Fonte: NREL)

Nome da planta	Operação Prevista	Tecnologia	Potência (MW)	País
Abhijeet Solar Project	2015	Cilindro parabólico	50,0	Índia
Agua Prieta II	2015	Cilindro parabólico	14,0	México
Alba Nova I	2015	Linear Fresnel	12,0	França
Ashalim Plot B	2017	Torre Solar	121,0	Israel
Atacama-1	2018	Torre Solar	110,0	Chile
Bokpoort	2015	Cilindro parabólico	50,0	África do Sul
Delingha Solar Thermal Power Project	2017	Cilindro parabólico	50,0	China
Diwakar	2013	Cilindro parabólico	100,0	Índia
Gujarat Solar One	2014	Cilindro parabólico	25,0	Índia
Jemalong Solar Thermal Station	2014	Torre solar	1,1	Austrália
Khi Solar One	2014	Torre solar	50,0	África do Sul
Kogan Creek Solar Boost (Kogan Creek)	2016	Linear Fresnel	44,0	Austrália
KVK Energy Solar Project	2013	Cilindro parabólico	100,0	Índia
NOOR I	2015	Cilindro parabólico	143,0	Marrocos
NOOR II	2017	Cilindro parabólico	200,0	Marrocos
NOOR III	2017	Cilindro parabólico	150,0	Marrocos
Stillwater GeoSolar Hybrid Plant	-	Cilindro parabólico	17,0	EUA
Supcon Solar Project Tooele Army Depot	-	Torre solar	50,0	China
Tooele Army Depot	-	Prato Parabólico	1,5	EUA
Xina Solar One	2017	Cilindro parabólico	100,0	África do Sul

APÊNDICE C

Plantas CSP em desenvolvimento no mundo, com informações quanto ao início da operação, a tecnologia empregada, a capacidade e a localização. (Fonte: NREL)

Nome da planta	Operação Prevista	Tecnologia	Potência (MW)	País
Ashalim	2018	Cilindro parabólico	110,0	Israel
Ilanga I	2017	Cilindro parabólico	100,0	África do Sul
IRESEN 1 MWe CSP-ORC pilot project	2017	Linear Fresnel	1,0	Marrocos
Kathu Solar Park	2018	Cilindro parabólico	100,0	África do Sul
Palen Solar Electric Generating System	2016	Torre Solar	500,0	EUA
Pedro de Valdivia	2015	Cilindro parabólico	360,0	Chile
Qinghai Delingha Solar Thermal Generation Project	2017	Torre Solar	270,0	China
Redstone Solar Thermal Power Plant	2018	Torre Solar	100,0	África do Sul
Rice Solar Energy Project (RSEP)	2016	Torre Solar	150,0	EUA