

CUSTOS ASSOCIADOS À ENERGIA TERMO SOLAR DE RECEPTOR CENTRAL



Escola Politécnica
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Rafael Alves Madeira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JANEIRO DE 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

CUSTOS ASSOCIADOS À ENERGIA TERMO SOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

Rafael Alves Madeira

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Jorge Luiz do Nascimento, Dr. Eng.
(Orientador)

Prof. Silvio Carlos Anibal de Almeida, D.Sc.

Prof. Roberto Christiano Petersen, B.Sc.

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
JANEIRO DE 2009**

MADEIRA, RAFAEL ALVES. **Custos Associados à Energia Termo Solar de Receptor Central**. Rio de Janeiro, RJ – Brasil, 2008. 99 páginas. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Aos meus pais pelo carinho e dedicação
durante toda minha vida.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente aos meus pais, Carlos Miguel e Élia Maria, por todo o seu amor e os anos suportando os meus estudos, e sem eles com certeza não teria chegado até este momento. Mesmo durante as dificuldades financeiras que enfrentamos ao longo dos anos, eles sempre me deram a força necessária para continuar em frente, e de cabeça erguida, batalhar pelos meus objetivos. Agradeço também a minha irmã, Raquel, por todo o seu amor e carinho dedicados a um irmão tão impaciente quanto eu.

Agradeço aos meus avós maternos, Amaro e Élia, e os avós paternos, Miguel e Iedda, por todas as palavras de incentivo, e por todos os anos de dedicação e amor. Agradeço a todos os meus familiares que também estiveram presentes ao meu lado, e todo o seu apoio.

Agradeço aos meus grandes amigos, Luciano Tardock, Leandro Travassos e Thiago Araújo, por todos estes anos aturando minhas ausências devido a compromissos acadêmicos, e por todo o suporte e os momentos de alegria e descontração.

Agradeço também, aos meus queridos amigos de graduação, Leonardo Nunes, Leonardo Coutinho, Felipe Maia, Marcelo Aguirre e Mário Nosoline, pelos 5 anos de amizade, por compartilhar os momentos tristes e alegres, pessoais ou acadêmicos. Sem sua amizade eu não teria chegado até aqui, e por isto eu só tenho a dizer: Muito Obrigado.

Agradeço ao Professor Jorge Luiz por ter me auxiliado neste árduo caminho que é o projeto de graduação, e por toda a sua paciência durante esta jornada.

Por fim, agradeço aos meus companheiros da Oi/Telemar Daniel Bellas, Elmo Romão, Jean Garrido, e principalmente ao meu chefe Marco Antônio Coutinho, pelo apoio, conselhos e compreensão durante este um ano de trabalho.

MADEIRA, RAFAEL ALVES. **Custos Associados à Energia Termo Solar de Receptor Central**. Rio de Janeiro, RJ – Brasil, 2008. 99 páginas. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Resumo

Este projeto de graduação tem como objetivo apresentar as tecnologias de aproveitamento termo solar, principalmente a tecnologia de Receptor Central, suas características principais e seus custos associados. A tecnologia de Receptor Central vem se mostrando uma excelente alternativa para produção de energia limpa, poderá ser uma importante peça nas matrizes energéticas dos países, principalmente os que se encontram próximas a faixa do equador. Entretanto, é uma tecnologia ainda em testes, que não conta com nenhuma central comercial de larga escala até o momento, o que, devido a uma série de fatores, com a economia de escala, a torna uma opção cara para geração de eletricidade. Neste trabalho, além de apresentarmos os custos através das técnicas que visam o retorno financeiro, introduziremos a Análise de Custos Completos, que poderá viabilizar projetos com características benéficas ao meio ambiente e conseqüentemente ao bem estar do ser humano.

Palavras-chaves: Análise de Custos Completos, Geração Termo Solar, Energia Solar, Energia Limpa

Sumário

1. Introdução	1
1.1. aPRESENTAÇÃO	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Organização do Trabalho	3
2. A Energia do Sol	5
2.1. Introdução	5
2.2. Breve Histórico	5
2.3. A Energia do Sol	9
2.3.1. A Radiação Solar Extraterrestre	13
2.3.2. A Radiação Solar Terrestre	16
2.3.3. Medição	18
2.4. Os recursos solares	21
2.4.1. O Potencial Solar Brasileiro	23
2.4.1.1. O Projeto SWERA	25
2.5. Conclusão	29
3. Receptor Central	31
3.1. Introdução	31
3.2. Os sistemas de energia solar	31
3.3. A Energia Termo Solar no Mundo	32
3.4. A Energia Termo Solar no Brasil	35
3.5. As Tecnologias Termo Solares	36
3.6. Receptor Central	40
3.6.1. Heliostátos	41
3.6.2. A Torre Central	43
3.6.3. O Receptor	43
3.6.4. Fluido de Trabalho	44
3.6.5. Características do Projeto do Campo de Heliostátos	45
3.6.6. Desempenho Térmico do Sistema de Receptor Central	48
3.7. Ciclo de Potência	50
3.7.1. O Ciclo de Rankine	51
3.8. Armazenamento de Energia	53

3.9.	Plantas Híbridas	55
3.10.	Conclusão	56
4.	<i>Custos e meio ambiente</i>	57
4.1.	Introdução	57
4.2.	Análise de custos de uma planta de receptor central	57
4.2.1.	Custos de Investimento	59
4.2.2.	Custos de Operação e Manutenção	60
4.2.2.1.	Equipe de Apoio	61
4.2.2.2.	Materiais e Serviços	61
4.2.3.	Redução de custos	63
4.2.3.1.	Redução de custos de investimento	65
4.2.3.2.	Redução de custos de Operação e Manutenção	67
4.2.4.	Custo Equalizado de Energia – LEC	67
4.2.5.	Curva de Aprendizagem ou Experiência	68
4.2.6.	Análise de Sensibilidade	69
4.2.7.	Comparação com outras fontes de Energia	71
4.3.	Considerações Ambientais	72
4.3.1.	Análise Líquida dos Gases de Efeito Estufa	74
4.4.	Análise dos Custos Completos	77
4.4.1.	Conceitos	78
4.4.2.	Elementos Constituintes de uma ACC	80
4.4.3.	Passos para Realização de uma ACC	81
4.5.	Conclusão	82
5.	<i>Conclusão</i>	84
5.1.	Conclusão e Recomendações	84
5.2.	Sugestões de Trabalhos Futuros	85
6.	<i>Refências Bibliográficas</i>	86

Índice de Figuras

Figura 1. O motor solar de Frank Shuman em Tacony, Pensilvânia.	7
Figura 2. Planta Solar de Irrigação construída por Frank Shuman no Cairo em 1912.	7
Figura 3. Camadas Solares.	10
Figura 4. Redução da Radiação Solar (Stine e Geyer 2001).	13
Figura 5. As Estações do Ano.	14
Figura 6. Projeção dos raios solares sobre uma superfície paralela a atmosfera terrestre (Stine e Geyer 2001).	14
Figura 7. A irradiância nas latitudes maiores é menor em função ao ângulo de incidência com a normal à superfície (Lei de Lambert, ou Efeito Cosseno).	15
Figura 8. Ilustração da atuação da atmosfera sobre os raios solares. Retirado de (Stine e Geyer 2001).	18
Figura 9. Piranômetro de Eppley.	19
Figura 10. Actinógrafo Bimetálico, sendo um instrumento bastante utilizado no Brasil.	19
Figura 11. Esquema básico de um Pireliômetro (Stine e Geyer 2001).	20
Figura 12. Radiação solar diária média no mundo em W/m^2 (Center for a Global Development 2008).	22
Figura 13. Atlas de Irradiação Solar no Brasil - Média Anual da Radiação Solar Global Diária em Wh/m^2 (ANEEL 2005).	24
Figura 14. Atlas Solarimétrico do Brasil - Média Anual da Radiação Solar Global Diária em Wh/m^2 (ANEEL 2005).	25
Figura 15. Mapa da localização das Estações de Medição do Projeto SWERA (Pereira, et al. 2006).	26
Figura 16. Mapa da Média Anual da Radiação Global Horizontal (Pereira, et al. 2006).	27
Figura 17. Média Anual da Radiação Solar Direta (SWERA 2005).	28
Figura 18. Bacia do São Francisco. Região com altos índices de radiação solar direta (Vale Business S/C Ltda. s.d.).	29
Figura 19. Diagrama básico dos sistemas de conversão da energia solar (Stine e Geyer 2001).	32
Figura 20. Exemplo de Heliostato.	42
Figura 21. Receptor Externo (à esquerda) e o Receptor de Cavidade (à direita) (Stine e Geyer 2001).	44
Figura 22. Ilustração do Efeito Cosseno em uma Central de Receptor Central (Stine e Geyer 2001).	46
Figura 23. Disposição dos Heliostatos em um campo (Stine e Geyer 2001).	47
Figura 24. Porcentagem dos custos de investimento para a planta Solar Três (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).	59
Figura 25. Exemplo de curva de aprendizagem integrada ao LEC (Enermodal Engineering Limited 1999).	69
Figura 26. Comparação do custo da eletricidade para planta convencionais e renováveis (Charles, Davis e Smith 2005).	72
Figura 27. Relação entre o Fator de Capacidade e o GGC de uma planta termo solar (Casals 2001).	76
Figura 28. Relação entre o LEC e o GGC em uma planta termo solar (Casals 2001).	76

Índice de Tabelas

<i>Tabela 1. Características do Sol.</i>	12
<i>Tabela 2. Projetos de Plantas Termo Solares em Desenvolvimento.</i>	34
<i>Tabela 3. Características dos Fluidos de Transferência.</i>	44
<i>Tabela 4. Perdas do Campo.</i>	49
<i>Tabela 5. Perdas do Receptor.</i>	49
<i>Tabela 6. Comparações entre Plantas Termo Solares para o Ciclo de Rankine.</i>	53
<i>Tabela 7. Características das plantas termos solares de Receptor Central utilizadas no estudo.</i>	58
<i>Tabela 8. Projeção de Custos em Curto, Médio e Longo Prazo para o Receptor Central.</i>	60
<i>Tabela 9. Estimativa do quantitativo da Equipe de Apoio para Curto, Médio e Longo Prazo.</i>	61
<i>Tabela 10. Resumo de Custos para Materiais e Serviços em uma planta termo solar.</i>	62
<i>Tabela 11. Comparação de custos de Operação e Manutenção para as plantas de Curto, Médio e Longo Prazo, respectivamente.</i>	63
<i>Tabela 12. Eficiência Anual dos Componentes de uma planta de Receptor Central.</i>	64
<i>Tabela 13. Principais melhorias para redução de custo de investimento em uma planta de Receptor Central.</i>	66
<i>Tabela 14. Projeções do LEC de investimento e de operação e manutenção de plantas de Receptor Central para Curto, Médio e Longo prazo.</i>	68
<i>Tabela 15. Análise de Sensibilidade.</i>	70
<i>Tabela 16. Custo da Eletricidade Termo Solar em comparação a fontes a Carvão, Nuclear e Fotovoltaico.</i>	71
<i>Tabela 17. Comparação dos custos da LEC para fontes renováveis de energia.</i>	72
<i>Tabela 18. Emissão de CO₂ para diferentes combustíveis fósseis.</i>	74
<i>Tabela 19. Valores típicos de GGC para diferentes tecnologias.</i>	75
<i>Tabela 20. Exemplo de Inventário de Custos Internos.</i>	80

1. INTRODUÇÃO

1.1. APRESENTAÇÃO

A crescente preocupação mundial com as mudanças climáticas que vem acontecendo nos últimos anos, tem proporcionado o aumento do interesse em projetos de geração de energia mais limpos, que possam substituir as fontes convencionais a combustíveis fósseis, causando um menor impacto sócio-ambiental.

O modelo energético mundial está baseado, principalmente na queima de combustíveis fósseis como o carvão, o gás natural, o petróleo e etc., e, em menor proporção, mas não menos significativo, a utilização de material nuclear para geração de energia. Estes tipos de fontes de energia apresentam impactos significativos ao meio ambiente e a saúde humana, seja através da liberação de poluentes nocivos como o CO₂ na atmosfera, seja através do risco de um acidente nuclear como o ocorrido em 1986, na cidade de Chernobyl, Ucrânia. Sem mencionar que nenhuma destas fontes de energia são fontes renováveis, ou seja, o seu intenso consumo ocasionará o fim da disponibilidade do recurso em um futuro relativamente próximo.

A energia hidroelétrica, considerada por muitos com uma alternativa limpa mais eficiente para produção de energia apresenta sérios impactos ambientais que podem inviabilizar um projeto. Seu principal impacto é a inundação de grandes áreas para utilização como reservatório de água, acarretando em problemas como a perda da fauna e flora naturais da região e deslocamento de grandes populações ribeirinhas ao rio em questão.

Devido a estes problemas, torna-se inviável a sustentabilidade do atual modelo energético mundial. É necessário encontrar alternativas as plantas convencionais que sejam não só economicamente viáveis, mas também sócio-ambientalmente corretas. Com isto, as energias alternativas renováveis de energia, como a energia termo solar, tornam-se interessantes do ponto de vista energético.

O sol é a nossa principal fonte de energia, suprimindo nossas necessidades energéticas direta ou indiretamente. Boa parte das atuais fontes alternativas são energias derivadas da energia solar, como, por exemplo, a energia eólica que é resultado das diferenças térmicas entre camadas de ar que foram aquecidas pelo sol, provocando o seu deslocamento. Portanto, o aproveitamento da energia solar de

forma direta torna-se óbvio devido ao alto índice energético que esta fonte apresenta. Entretanto, é importante salientar que apesar da energia solar ser a energia mais abundante do planeta, ela também é a energia mais diluída e intermitente (Camêlo Cavalcanti e Brito 1999).

Dentre as alternativas de aproveitamento solar para produção de energia, destacam-se a energia fotovoltaica e a termo solar. A primeira apresenta uma série de problemas de eficiência, como a ineficiência na coleta da luz solar e no armazenamento da eletricidade. Outra dificuldade está em sua baixa capacidade de produção de energia em grandes quantidades, sua distribuição de forma centralizada, sendo recomendado sua utilização de forma distribuída ou local, evitando assim perdas na distribuição. As plantas termo solares são plantas com impacto mínimo ao meio ambiente e apresentam o potencial de produção de energia bastante elevada (100-300MW), mas que também apresentam uma série de problemas técnico-econômicos que os tornam menos competitivos que as plantas convencionais.

É neste contexto que apresentamos a tecnologia termo solar de Receptor Central como uma alternativa a produção de energia em larga escala e também alternativas para viabilização de investimento com o foco em seu principal benefício: Geração de Energia em larga escala com emissão mínima de poluentes.

1.2. OBJETIVOS

A energia solar é uma das energias mais promissoras, podendo tornar-se uma das principais fontes de energia nas matrizes energéticas dos países. Porém, existem inúmeros entraves técnico-econômicos que diminuem a competitividade das plantas termo solares.

Os elevados preços dos equipamentos e a falta de incentivos por parte dos governos torna a energia provinda do sol mais cara em relação às fontes convencionais, e conseqüentemente menos atrativa para os investidores. As análises convencionais, que focam apenas em conceitos técnicos e econômicos de uma usina de geração de energia, não são capazes de identificar todos os benefícios e impactos de uma fonte de energia, bem como não são capazes de mensurar muitos destes impactos financeiramente.

Dentro dos vários projetos envolvendo a geração de energia utilizando a luz solar direta, destaca-se a tecnologia de Receptor Central, que apesar de atualmente apresentar custos mais elevados que as demais fontes termo solares, esta planta apresenta um maior potencial de redução de seus custos, e conseqüentemente tornar-se mais competitiva em longo prazo.

Com isto, o objetivo deste trabalho consiste em apresentar a energia solar térmica de Receptor Central, suas características, benefícios e custos, bem como explicitar algumas técnicas de análise que focam na principal vantagem deste tipo de tecnologia: Geração de Energia com emissão quase nula de poluentes. Estas técnicas podem favorecer as fontes termo solares de modo a se tornarem economicamente interessantes.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é composto por cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução com a apresentação dos principais problemas das fontes de energia convencionais e o pano de fundo da questão ambiental. Este primeiro capítulo apenas introduz a importância da geração de energia limpa, seus benefícios ao planeta e principalmente a saúde do homem.

O segundo capítulo consiste em uma apresentação do breve histórico da origem da utilização da energia solar térmica para geração de energia. Em seguida é apresentado a energia do sol e todo o seu potencial para produção de energia. Por último, é explicitado os recursos solares pelo mundo, bem como o potencial solar no Brasil, analisado através do Projeto SWERA.

O terceiro capítulo entra diretamente no ponto central do trabalho apresentando primeiramente a energia termo solar no mundo e no Brasil. Em seguida é dada uma breve introdução as tecnologias de aproveitamento solar e o detalhamento da tecnologia de aproveitamento termo solar de Receptor Central, os ciclos de potência mais comuns bem como o armazenamento da energia coletada. Por último, são apresentadas as plantas híbridas e seus benefícios.

No quarto capítulo, são exibidas a estratificação dos custos de investimento, operação e manutenção das plantas termo solares de Receptor Central, bem como seu potencial de redução dos custos. Ao final da análise de custos é realizada uma análise de sensibilidade desta tecnologia explicitando os principais fatores que

influenciam no preço final da energia gerada. Após os custos são apresentados os aspectos ambientais das plantas de Receptor Central, seus benefícios como a redução das emissões de CO₂ através da substituição de plantas convencionais poluentes. Neste item é apresentado a Análise Líquida dos Gases de Efeito Estufa e o Custo dos Gases de Efeito Estufa como forma de valorar as emissões dos gases nocivos ao ambiente pelas plantas convencionais. Para finalizar, é introduzido a Análise de Custos Completos como um complemento as análise de viabilidade de projeto de plantas de geração de energia e visa identificar, valorar e incorporar os fatores externos e impactos sócio-ambientais, incluindo todos os custos diretos e indiretos, tangíveis e menos tangíveis e de contingência envolvendo a operação da planta.

Finalmente, no quinto e último capítulo são apresentadas as conclusões e recomendações, objetivando melhorar não só a viabilidade de usinas termo solares de energia, mas como incorporar o valor dos danos ambientais ao projeto. Após este capítulo seguem as informações bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2. A ENERGIA DO SOL

2.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentado todo o potencial energético mundial, em especial o Brasil. O capítulo é dividido em um breve histórico da utilização da energia solar, em seguida suas principais características do sol extraterrestres e terrestres. No item de Medição será exemplificado os principais instrumentos usados para medir a radiação solar, e por fim, será explicitado toda a energia solar disponível no Brasil e no Mundo.

2.2. BREVE HISTÓRICO

Durante toda a sua história o homem tem usado a energia provinda do sol para suprir suas necessidades energéticas, seja apenas aquecendo volumes de água ou gerando eletricidade para realização de trabalho.

Os antigos gregos e romanos, por exemplo, perceberam grandes benefícios do que chamamos hoje de energia solar passiva. Eles usavam seus conhecimentos em arquitetura para construir edificações que fizessem um bom uso da capacidade do sol de iluminar e aquecer interiores. Para isto, eles posicionavam as casas para o sul e cobriam as paredes abertas nesta direção com vidro ou mica, conservando o calor do sol de inverno em seu interior. Uma citação do filósofo grego Sócrates descreve o domínio deste conhecimento: “Nas casas que olham para o sul, o sol penetra o pórtico no inverno” (Southface s.d.).

O primeiro motor movido a energia solar foi inventado por Auguste Mouchout, matemático francês que iniciou seu trabalho sobre energia solar em 1860 após demonstrar uma grande preocupação com a dependência ao carvão desenvolvida por seu país. Ele escreveu:

“Seria prudente e sensato não adormecer apesar desta quase-segurança. Eventualmente, a indústria não encontrará mais na Europa os recursos para satisfazer sua grande expansão. O carvão continuará, sem sombra de dúvidas, a ser amplamente utilizado. O que fará a indústria então?”

No ano que se seguiu, Mouchout patenteou o seu primeiro motor movido a energia solar onde continuou a desenvolvê-lo até 1880. Durante este período, o inventor formou as bases do conhecimento moderno em transformar a radiação

solar em energia mecânica a vapor, e ele também exibiu durante a exposição de Paris, uma máquina de refrigeração utilizando energia solar.

Apesar de ter sido considerada um sucesso na teoria, a máquina de Mouchout foi considerada um fracasso na prática devido ao alto custo da invenção frente ao baixíssimo preço do carvão, o que acabou inviabilizando sua utilização em larga escala.

Entretanto, a energia solar continuou a intrigar e atrair os cientistas europeus durante todo o século XIX. Dezenas de outros experimentos foram desenvolvidos durante este período. Nos Estados Unidos, John Ericsson desenvolveu o coletor cilindro Parabólico, uma tecnologia que funciona a mais de 100 anos basicamente da mesma maneira. Impulsionado também pelo medo do término do carvão, ele escreveu:

“Em punhado de milhares de anos soltos no oceano do tempo os campos de carvão da Europa irão se exaurir, a menos que, neste tempo, o calor do sol seja empregado”.

Ericsson morreu 20 anos depois de ter iniciado seus experimentos com energia solar. Devido ao seu caráter desconfiado, ele nunca registrou patentes de seus inventos, fazendo com que as versões aprimoradas de suas máquinas morressem com ele.

No início do século XX, Frank Shuman construiu o maior, e com o melhor custo-benefício, sistema de conversão solar de seu tempo. Após uma série de experimentos iniciais, sua persistência levou a construir um sistema de conversão que interceptava mais de três mil metros quadrados de radiação solar. Com um motor redesenhado para funcionar com vapor a baixa pressão e ele conseguiu desenvolver 33 HP e bombear 3.000 galões de água por minuto. Shuman calculou que esta planta custava US\$ 200 por HP em comparação aos US\$ 80 dos sistemas convencionais a carvão. No Cairo, Shuman construiu uma versão maior e mais complexa de sua máquina em 1912. Apesar de temer que, devido à complexidade, o sistema fosse impraticável, a planta do Cairo superou com folga o sistema antecessor produzindo 88 HP, com um excelente custo de US\$ 150 por HP (Smith 1995). Infelizmente, dois meses após finalizar os testes com a planta, estourou a Primeira Grande Guerra, que acabou por provocar a destruição do sistema. Frank Shuman morreu antes de o armistício ser assinado.

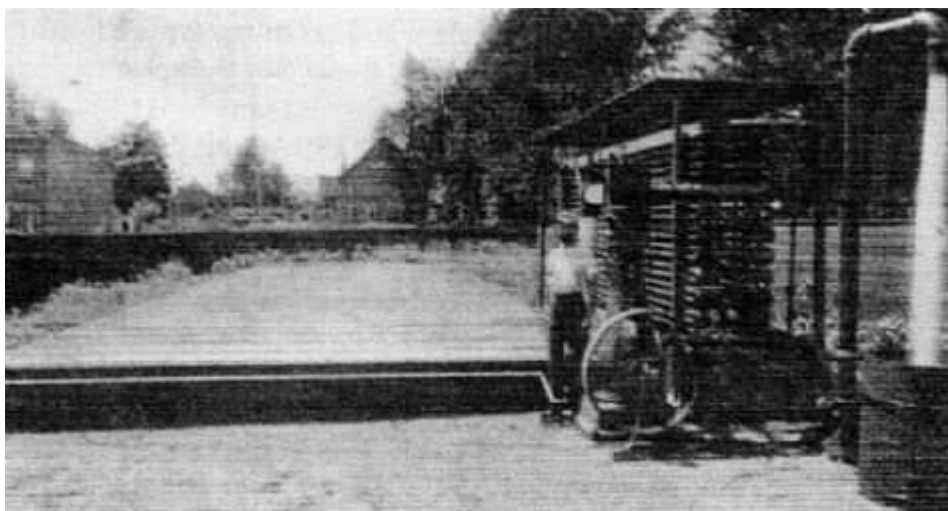


Figura 1. O motor solar de Frank Shuman em Tacony, Pensilvânia.



Figura 2. Planta Solar de Irrigação construída por Frank Shuman no Cairo em 1912.

Em 1921, Albert Einstein ganhou o prêmio Nobel de Física, com sua pesquisa sobre o efeito fotoelétrico, 50 anos depois que William Grylls descobriu que quando o selênio era iluminado ele emitia elétrons, criando eletricidade. Estes fenômenos foram cruciais para geração de energia através das células solares.

Em 1953, os cientistas dos laboratórios Bell (atualmente Laboratórios AT&T) Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller desenvolveram a primeira célula solar de silicone capaz de gerar energia elétrica. Em 1956, a célula fotovoltaica estava longe de ser economicamente viável, gerando eletricidade em torno de US\$ 300 por watt.

As maiores contribuições para geração Termo Solar foram feitas pelos cientistas entre 1860 e 1914. Após este período, ela teve pouco desenvolvimento devido aos baixíssimos custos dos combustíveis fósseis. As companhias de Petróleo e Carvão haviam desenvolvido massivamente suas infra-estruturas e seus

mercados, tornando a eventual necessidade de um novo sistema de geração de energia nula.

Mas durante a década de 70, as nações que detinham o poder sobre as reservas de petróleo resolveram mostrar todo o seu poder. O preço do petróleo dobrou da noite para o dia, deixando os líderes do mundo inteiro desesperados. Esta crise demonstrou toda a dependência do petróleo das nações. Com o aumento nos preços do petróleo, e o crescimento dos movimentos ambientalistas e anti-nucleares, os governos passaram a investir em fontes alternativas de energia mais eficientes e renováveis. Conseqüentemente, os sistemas de geração termo solar obtiveram novamente um pico de desenvolvimento.

Nos anos 80, a empresa Californiana Luz Co. construiu uma planta de 80 MW com coletores solares Cilindro Parabólico. Somados aos outros nove projetos com desenhos similares eles forneciam um total de 275 MW de energia. A planta seguinte seria construída em 1994 com 300MW de potência e um custo de energia aproximado de R\$ 6 por kW-h, mas a empresa abriu falência em 1991 impossibilitando a construção. Newton Becker, diretor da Luz concluiu:

“O fracasso da maior companhia elétrica solar do mundo não se deu por falhas tecnológicas ou administrativas, mas sim por falhas da entidade regulatória do governo (Norte Americano) em reconhecer os benefícios econômicos e ambientais das plantas termo solares”.

Dezenas de outros projetos de plantas solar iniciaram seus testes provando que a tecnologia é viável tecnicamente, mas o grande desafio tem sido em transformar essas fontes economicamente competitivas. Mesmo com valores do kW-h ainda muito superiores aos das fontes convencionais, e impulsionados pelo grande crescimento dos movimentos ambientalistas nos últimos anos, muitos governos tem experimentado com sucesso dezenas de tecnologias de geração de energia limpa. Como é o caso da Alemanha e seu projeto que consiste em implantar células fotovoltaicas nos telhados das casas, ou como os projetos Solar Two, no deserto de Mojave, e a Planta Solar PS10 da empresa Abengoa, nos arredores de Sevilha, Espanha.

Recentemente, uma nova crise mundial do petróleo vem se figurando no cenário mundial. Os preços do combustível se aproximaram de impressionantes US\$ 140 por barril em Junho de 2008 (Folha Online 2008), fazendo com que as fontes de energia renováveis, como as fontes termo solares, estivessem novamente em voga.

Como isso, novos e ambiciosos projetos de construção de usinas termo solares tem surgido, como a recém anunciada usina Solana da Abengoa, perto da cidade de Phoenix, Arizona. Esta super usina gerará incríveis 280 MW de eletricidade (Inovação Tecnológica 2008). Sem dúvida, as melhoras tecnológicas futuras reduzirão os custos mais ainda, além de contribuir para melhorar os níveis de desempenho. Estes avanços, junto com reduções de custo viabilizadas pela escala de produção, possibilitarão a construção de uma sucessão de plantas termo solares, prometendo tornar o custo de geração competitivo em relação às plantas de combustível fóssil.

2.3. A ENERGIA DO SOL

O Sol é a maior fonte de energia que temos disponível ao nosso planeta. A grande maioria das outras fontes de energia são conseqüências da grande influência que este astro tem sobre a terra. Até mesmo a fonte de energia mais utilizada no mundo, o Petróleo, é resultado de milhares de anos de energia do sol acumuladas em matéria orgânica de animais e plantas pré-históricas, sob imensa pressão e calor em armadilhas geológicas.

Do ponto de vista astronômico, a estrela não é uma das maiores nem a mais importante das estrelas, até então, encontradas no Universo. Ela é considerada pelos especialistas como uma estrela de tamanho e brilho médios (pode ser considerada uma estrela anã), e é classificada como estrela de Classe Espectral G. O Sol está situado no centro do sistema solar, que por sua vez está situado em um braço espiralado de nossa galáxia, a Via Láctea. Em sua órbita, encontram-se dezenas de corpos entre eles oito planetas, três planetas anões, 1600 asteróides, 138 satélites e um grande volume de cometas (Guimarães 2006).

Sua massa é cerca de 333 mil vezes a massa da Terra, o seu volume é igual a $1,41 \times 10^{27} \text{ m}^3$ (cerca de 1.400.000 vezes o volume do planeta). O Sol possui diversas camadas ao longo de sua composição. Sua energia é gerada em sua camada mais interior chamada de núcleo solar. Seu raio mede 20% do raio total da estrela, e sua composição é basicamente de hidrogênio que atua como combustível para geração de energia: através da Fusão Termonuclear de dois núcleos de hidrogênio forma-se o hélio, liberando uma imensa quantidade de energia para o seu exterior (aproximadamente $3,8 \times 10^{26} \text{ W}$). A temperatura em seu interior alcança

valores próximos a 15 milhões de K. As camadas mais exteriores dividem-se em: fotosfera, cromosfera e coroa.

A Fotosfera é a camada mais profunda em relação às outras, com cerca de 300 km de espessura, diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m e uma temperatura mínima de 6.000 K. A camada é responsável por grande parte da radiação solar que a Terra recebe diariamente. Esta radiação emitida é o elemento chave para os sistemas de geração termo solar. As camadas mais rasas além a Fotosfera são chamadas de cromosfera e coroa, respectivamente, e suas principais características são a existência de gases de baixa intensidade, altas temperaturas em relação à Fotosfera, e sua energia liberada e seu diâmetro variam consideravelmente. A Cromosfera tem cerca de 8.000 km de espessura e a Coroa tem uma altura de 1.000.000 km e uma temperatura de 1.000.000 de graus Celsius. Outra característica é que estas camadas possuem uma produção uniforme de Raios X e Ultravioletas (UV), que têm pouca importância para aplicações termo solares. Sua rotação não é uniforme, sendo a região próxima ao equador igual a 27 dias, e próximo as regiões polares igual a 32 dias.

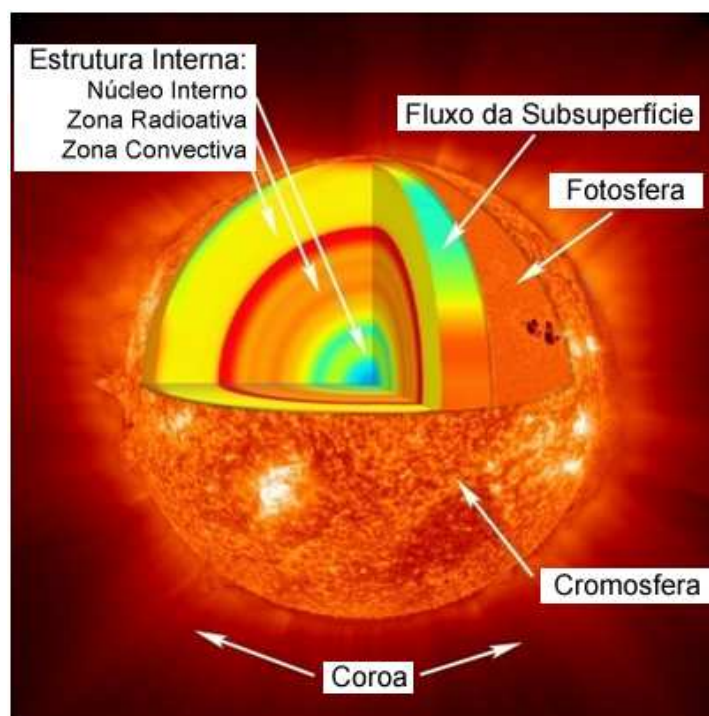


Figura 3. Camadas Solares.

A Radiação Solar demora cerca de 8 minutos para alcançar a Terra, pois a distância é igual a $1,496 \times 10^{11}$ m, ou 1 Unidade Astronômica (UA). O montante de energia que chega ao nosso planeta por unidade de área é relativamente constante, conhecida como constante solar (I_{sc}), e seu valor aceito é de 1367 W/m^2 . Ao atravessar a atmosfera, esta energia sofre atenuações consideráveis, fazendo com que apenas uma pequena porcentagem seja aproveitada. Esta energia que alcança uma unidade de área da superfície terrestre é chamada Irradiância ou Insolação, e sua unidade é W/m^2 . Seu valor máximo é usado para medir os picos de energia introduzidos em um sistema, e pode variar no tempo. A soma desta variação da energia solar incidente em um período no tempo é conhecida com *Radiação Solar*, e sua unidade de área é J/m^2 , ou Wh/m^2 .

Tabela 1. Características do Sol.

Característica	Valor
Idade Atual:	4,5 bilhões de anos
Expectativa de Vida:	10 bilhões de anos
Distância da Terra:	$1,496 \times 10^{11} \text{ m} = 1 \text{ UA}$
Variação	1,016735 a 0,98329 UA
Diâmetro (Fotosfera)	$1,39 \times 10^9 \text{ m}$
Diâmetro Angular (a partir da Terra):	$9,6 \times 10^{-3} \text{ radianos}$
Variação	$\pm 1,7\%$
Volume (Fotosfera):	$1,41 \times 10^{27} \text{ m}^3$
Massa:	$1,987 \times 10^{30} \text{ kg}$
Composição:	
Hidrogênio	73,46%
Hélio	24,85%
Oxigênio	0,77%
Carbono	0,29%
Ferro	0,16%
Néon	0,12%
Nitrogênio, Silício, Magnésio, Enxofre, etc.	<0,1%
Densidade:	$14,1 \text{ kg/m}^3$
Centro	1.600 kg/m^3
Radiação Solar:	
Total	$3,83 \times 10^{26} \text{ W}$
Unidade de área de Superfície	$6,33 \times 10^7 \text{ W/m}^2$
A 1 UA	$1,367 \text{ W/m}^2$
Temperatura:	
Centro	15.000.000 K
Superfície (Fotosfera)	6.050 K
Cromosfera	4.300-50.000 K
Coroa	800.000-3.000.000 K
Rotação:	
Equador Solar	26,8 dias
30° latitude	28,3 dias
60° latitude	30,8 dias
75° latitude	31,8 dias

Fonte: (Stine e Geyer 2001)

2.3.1. A Radiação Solar Extraterrestre

A superfície solar possui uma irradiância muito superior ao que efetivamente chega a terra, porque ela tem de percorrer uma distância ($1,496 \times 10^{11}$ m) muito grande até alcançar o nosso planeta. Com isto a energia irradiada pelo sol, que é igual a aproximadamente $6,33 \times 10^7$ W/m² em sua superfície, é reduzida a cerca de 1367 W/m² (Constante Solar - I_{sc}).

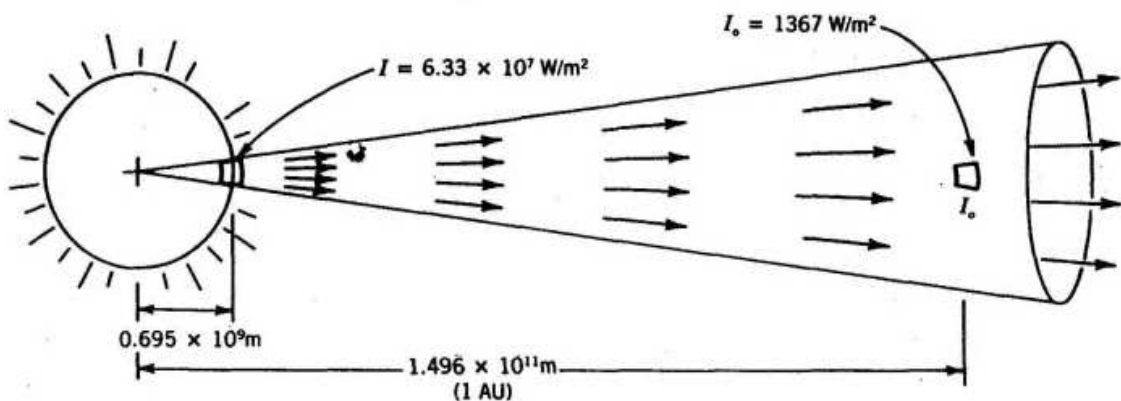


Figura 4. Redução da Radiação Solar (Stine e Geyer 2001).

A irradiância I_{sc} tem uma variação de aproximadamente $\pm 3,4\%$ ao longo do ano. Devido a órbita elíptica da terra em torno do sol, suas distâncias relativas variam, fazendo com que o planeta receba mais ou menos energia em determinadas épocas do ano. Entre 3 a 6 de julho, o sol se encontra mais distante da terra (152,1 milhões de km), sendo o período denominado Afélio. Entre 2-4 de janeiro, o sol está mais próximo (147,1 milhões de km), sendo o período denominado Periélio. Para calcular a energia por unidade de área que atinge o globo em um determinado dia do ano, usa-se a equação:

$$I_0 = I_{sc} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360N}{365,5} \right) \right] (W/m^2)$$

Onde,

I_0 é a irradiância fora da terra em um determinado dia do ano,

N é o número do dia, iniciando com 1º de janeiro,

I_{sc} é a constante solar igual a 1367 W/m².



Figura 5. As Estações do Ano.

Supondo uma superfície normal aos raios que chegam do sol, a máxima energia por unidade de área desta superfície é igual a I_0 . Agora supondo uma superfície paralela a atmosfera e normal ao raio da terra em um determinado ponto, a energia que alcança a atmosfera será igual a projeção da superfície normal aos raios solares sobre a superfície paralela a atmosfera terrestre, e calculada através da seguinte equação:

Onde,

$I_{o,h}$ é a irradiância que chega a terra sobre uma superfície paralela a atmosfera,

θ_z é o ângulo zênite solar entre as duas superfícies.

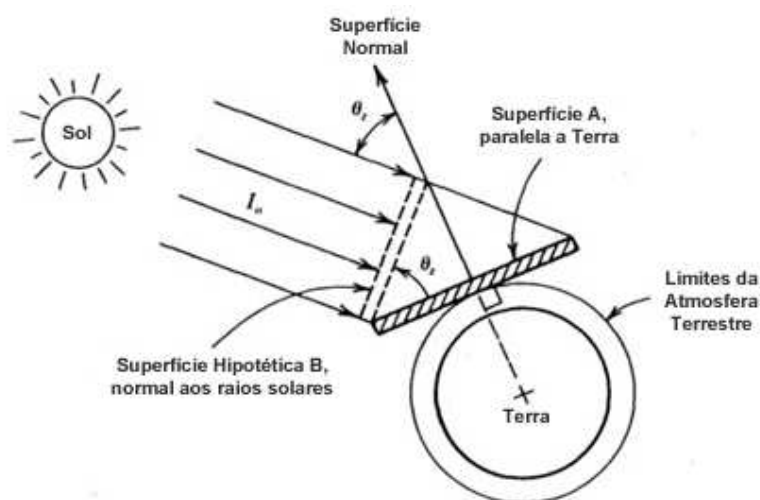


Figura 6. Projeção dos raios solares sobre uma superfície paralela a atmosfera terrestre (Stine e Geyer 2001).

O conceito descrito anteriormente é conhecido como a Lei do cosseno de Lambert, ou Efeito Cosseno, que diz que a energia recebida é proporcional ao cosseno do ângulo formado entre a normal da superfície e a radiação solar, fazendo com que a medida que este ângulo aumenta menor será a quantidade de energia recebida (Ferreira, et al. 2005). O efeito cosseno é um conceito muito importante para otimização da orientação dos coletores solares.

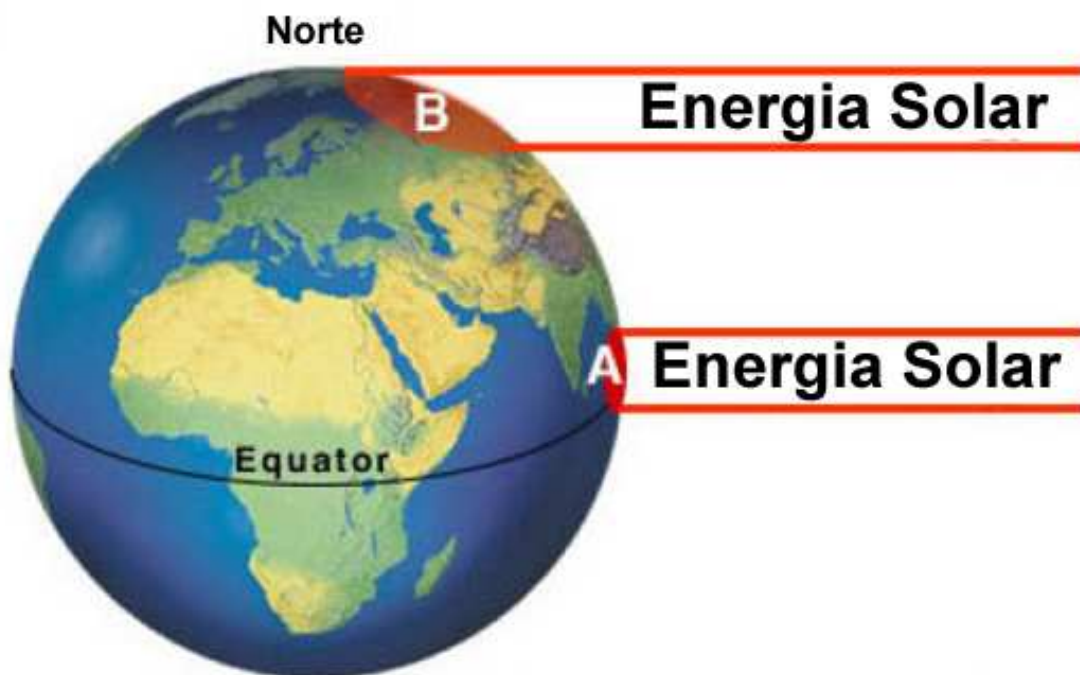


Figura 7. A irradiância nas latitudes maiores é menor em função ao ângulo de incidência com a normal à superfície (Lei de Lambert, ou Efeito Cosseno).

De posse da irradiância $I_{0,h}$, definida anteriormente, podemos obter a radiação solar que atinge a atmosfera em um determinado ponto por um período de tempo. Conforme definido anteriormente, a Radiação Solar $H_{0,h}$ é a soma da Irradiância que atinge uma unidade de área durante um período de tempo, e pode ser calculada pela seguinte equação:

$$H_{0,h} = \int_{nascerdosol}^{pordosol} I_{0,h} dt \text{ (J/m}^2\text{)}$$

Com esta equação, encontramos o total de energia por unidade de área que alcança a atmosfera terrestre em um dia inteiro. A Radiação Solar Extraterrestre

Diária sobre uma superfície paralela a atmosfera da terra é dada por (Stine e Geyer 2001):

$$H_{0,h} = \frac{86.400 I_0}{\pi} (\omega_s \sin \phi \sin \delta + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) (J/m^2)$$

Onde,

Os ângulos ϕ e δ correspondem a latitude e declinação, respectivamente, ω_s é o ângulo horário do por do sol.

A média anual da radiação solar em um dia é aproximadamente 12 vezes a constante solar, o que proporciona 59,1 MJ/m². Ao longo do ano, o efeito cosseno reduz a radiação solar sobre uma superfície horizontal em 39% no equador, 52% a 40° de latitude e 74% a 80° de latitude. A partir destas equações, podemos obter a energia que incide sobre a superfície terrestre com maior precisão. No item seguinte iremos descrever os efeitos da atmosfera sobre energia que a atravessa.

2.3.2. A Radiação Solar Terrestre

A radiação extraterrestre, definida no item anterior, atravessa a atmosfera terrestre onde ela é absorvida, refletida, espalhada e transmitida diretamente ao solo. Todas essas transformações provocam uma redução da energia que pode chegar a mais de 90% em dias nebulosos ou um pouco menos que 30% em dias muito claros.

A irradiância solar que alcança a superfície da terra pode ser dividida em: direta, que são os raios provenientes diretamente do disco solar e são muito importantes para os sistemas concentradores em pequenas áreas (sistemas termos solares de geração de energia), e difusa, provocada pelo espalhamento dos raios solares diretos pela atmosfera e muito importante para os sistemas que utilizam os coletores planos. A soma dessas duas componentes dos raios solares é chamada de Irradiância Total ou Global (Stine e Geyer 2001).

Em dias claros, a componente direta representa em média 80% a 90% da energia que alcança o solo, e em dias muito nublados, a componente difusa representa mais de 90% desta energia. O espalhamento da luz pela atmosfera nos permite ver em locais onde o disco solar não está visível diretamente, e é causado pela interação da energia solar com moléculas de Nitrogênio, Oxigênio, água e partículas de poeira presentes na composição da atmosfera. Esta energia espalhada tem pouquíssima importância para os sistemas termo solares, alvo deste estudo,

mas conforme dito anteriormente, ela tem uma grande influência sobre os sistemas com coletores planos de baixa temperatura.

O espectro solar não é somente influenciado pelos componentes presentes na atmosfera citados acima, mas um dos principais fatores que provocam sua modificação e ou atenuação é o modo ou ângulo em relação a superfície terrestre com que os raios solares atravessam a atmosfera. Esta atenuação é medida através do conceito de massa de ar (do inglês, *air mass*), é a razão entre a radiação solar que passa pela atmosfera pela radiação que passaria se o sol estivesse completamente perpendicular ao plano terrestre. O cálculo da massa de ar é dado pela seguinte equação 2.5, desenvolvida por F. Kasten e A. T. Young em 1989 (Stine e Geyer 2001):

$$Massadeair = \frac{1}{\cos \theta_z + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}} \quad (2.5)$$

Um dos principais efeitos visíveis da influência do ângulo de entrada no espectro solar é a cor “avermelhada” que a luz solar, em geral, adquire durante o por do sol (ângulo θ_z próximo de 90°).

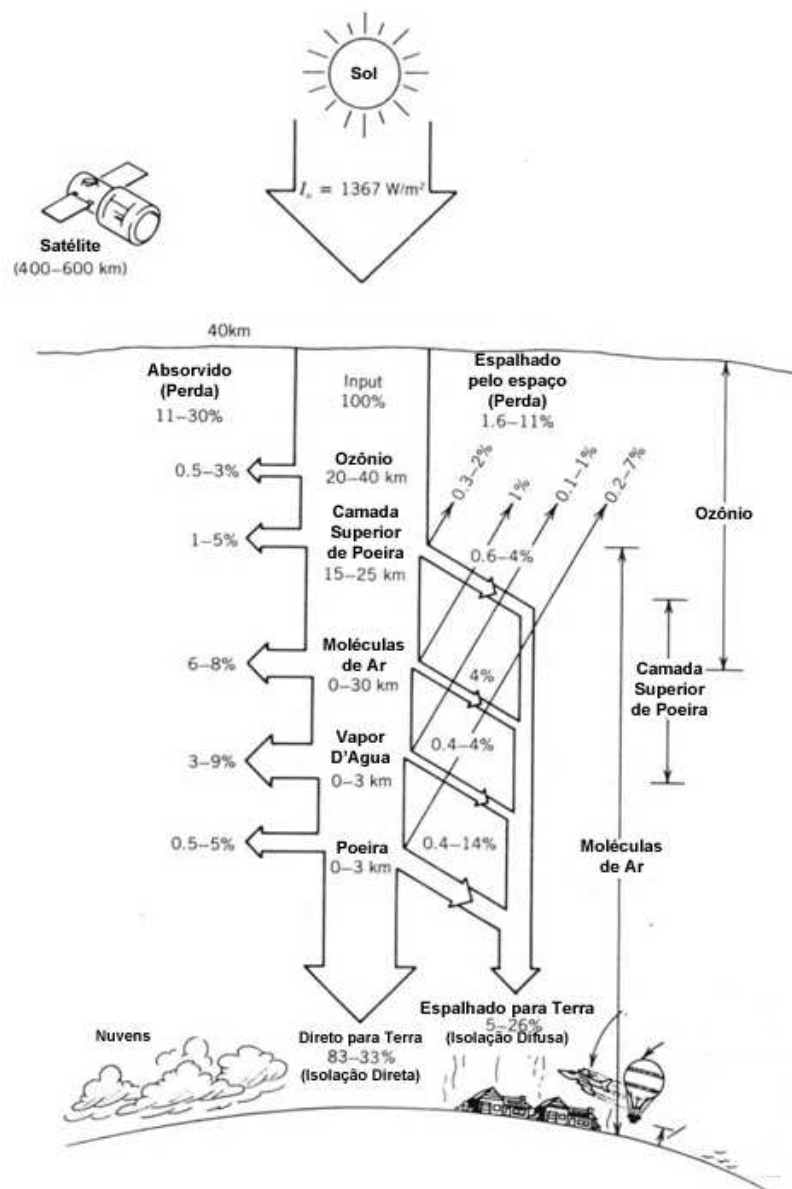


Figura 8. Ilustração da atuação da atmosfera sobre os raios solares. Retirado de (Stine e Geyer 2001).

2.3.3. Medição

Existem diversos instrumentos de medição da energia solar. Um dos mais antigos usados é o Piranômetro. Ele é constituído de um conjunto de termopares conectados em série, resultando em uma força eletromotriz que dependerá da diferença de temperatura entre as junções de materiais diferentes. A força eletromotriz medida mostra o valor instantâneo da irradiância horizontal global (Galvani, et al. 2002). Para executar tal medida, o piranômetro deve ser colocado em superfícies horizontalmente planas e em locais altos e afastado de outros objetos

para não haver a influência de sombras durante a coleta. Alguns exemplos são o Piranômetro Eppley e o Actinógrafo Bimetálico, onde este último é o mais usado no Brasil.

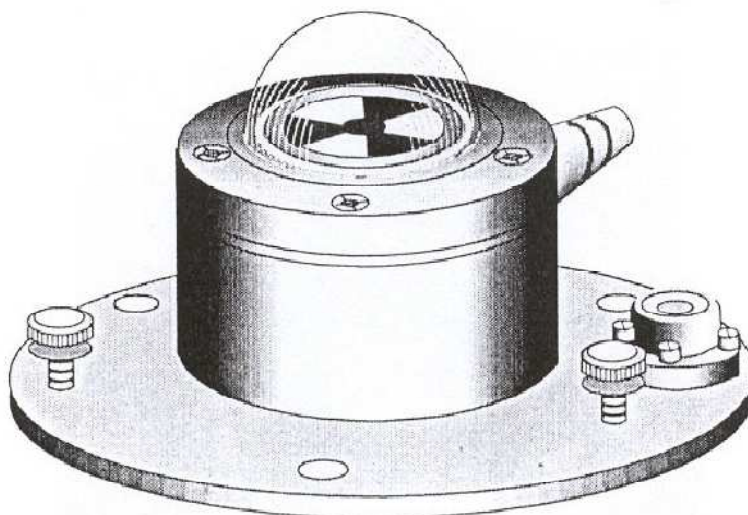


Figura 9. Piranômetro de Eppley.

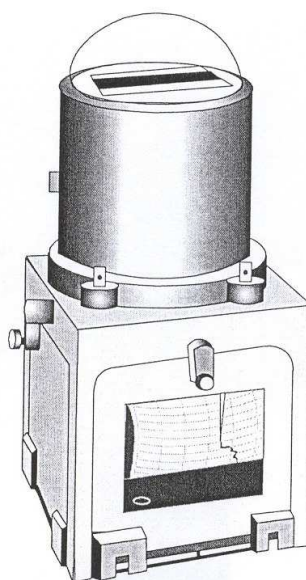


Figura 10. Actinógrafo Bimetálico, sendo um instrumento bastante utilizado no Brasil.

O piranômetro ainda pode ser modificado para medir apenas a componente difusa da radiação solar. Para tal, uma faixa é colocada entre o sol e o coletor do piranômetro, a fim de bloquear os raios solares diretos vindos do disco solar. para executar a medida em um dia completo é preciso implantar um mecanismo que faça

com que a faixa acompanhe o sol automaticamente ao longo do dia, registrando somente a radiação solar difusa. Devido a este bloqueio parcial do céu, é necessário que haja uma correção nos cálculos do instrumento a fim de compensar este problema.

Outro instrumento de importante utilização é o pireliômetro, que é utilizado para medir a irradiância solar direta. Essencialmente, o pireliômetro é uma variação do piranômetro, onde o conjunto de termopares é fixado no final de um longo tubo mirado na direção do sol. O objetivo é captar somente a radiação liberada diretamente pelo disco solar, mas ele também acaba medindo a componente “circumpolar”, mostrando mais energia do que realmente está disponível para os sistemas termo solares. Isto se deve, pois a abertura do tubo possui um ângulo de aceitação em torno de 5° , fazendo com que o ângulo de captação seja um pouco maior que a circunferência solar. A medida evita que gastos muito maiores sejam realizados para adquirir mecanismos precisos de acompanhamento do sol.

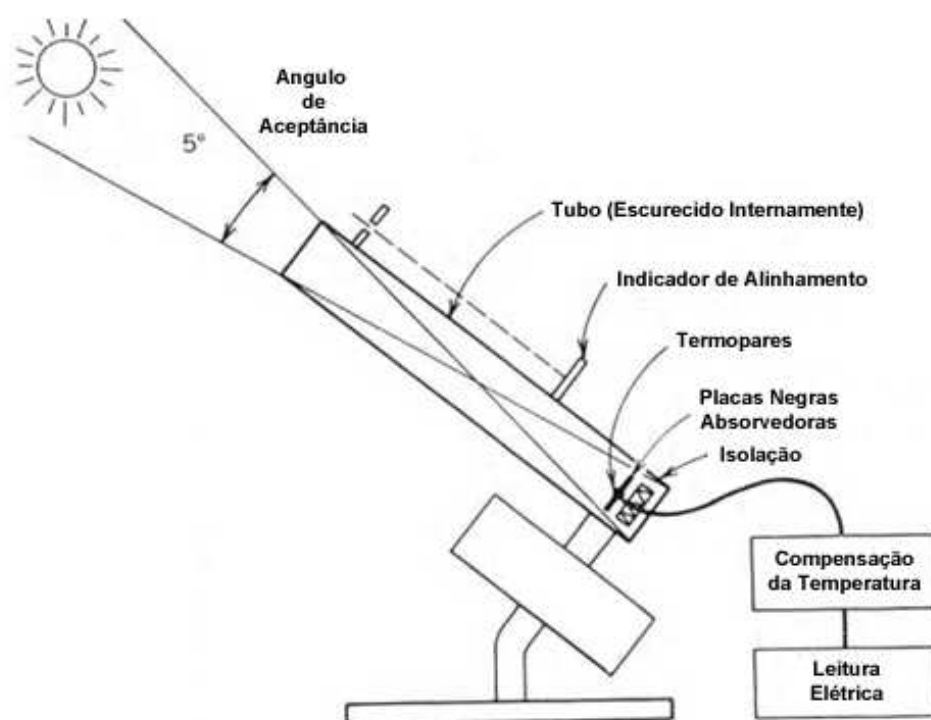


Figura 11. Esquema básico de um Pireliômetro (Stine e Geyer 2001).

2.4. OS RECURSOS SOLARES

A avaliação dos recursos solares de uma região é o primeiro e o principal passo para a construção de um sistema que aproveite o sol como fonte de energia. A disponibilidade do sol em uma localidade é fortemente influenciada pelo clima (taxas de precipitação anual, índices de nebulosidade e etc.), pela época do ano (verão, inverno, primavera e outono) e pela latitude da região (proximidade a linha imaginária do equador). Esta variação dos recursos do sol pelo mundo acontece devido ao relativo movimento da terra em relação ao sol, que possibilita diferentes orientações dos locais e a interceptação de diferentes quantidades de energia.

As informações coletadas sobre as quantidades anuais de insolação de uma região são agrupadas em mapas e bancos de dados que servem de insumo para a construção dos sistemas solares de energia. Apesar disto, não existe uma fonte realmente precisa de informação sobre a radiação solar, especialmente sobre a radiação solar direta. Para aumentar o grau de precisão desses dados é necessário cruzar os dados da radiação global com os dados sobre a duração média anual da luz solar, os mapas com informações climáticas e da vegetação, que devem levar em consideração a umidade e interferências atmosféricas de uma determinada região.

Para a construção de um sistema termo solar de energia elétrica é necessário que o local tenha um nível mínimo de insolação direta anual, que deve ser em torno de 2.000 kWh/m². Mas para que as plantas possam competir, gerando energia a preços próximos as outras fontes de energia convencionais, é necessário que ela tenha um nível de radiação direta em torno de 2.500 kWh/m² (Philibert 2005).

No âmbito mundial, os países que possuem os melhores recursos solares, e conseqüentemente, têm grandes possibilidades de implantação de plantas termo solares encontram-se em regiões áridas e semi-áridas das zonas tropicais, próximas a linha imaginária do equador. Esses países, em sua maioria, contêm grande parte da população mundial e em sua maioria são muito pobres. Essas fontes de energia limpa poderiam trazer uma série de benefícios às populações nos arredores como o bombeamento de água em regiões muito secas e o dinheiro da venda da energia verde para países dispostos a pagar altos preços.

De acordo com o Departamento Norte Americano (DOE), a utilização de apenas 3% destas áreas altamente favoráveis a geração de energia através de

concentradores solares seria capaz de gerar em torno de 1.000 TWh/ano, que correspondem ao total de energia elétrica consumida nos estados do oeste americano em 1999. Ainda segundo o DOE, a utilização de 9% do estado de Nevada para geração de energia, através de coletores cilindro parabólicos, seria capaz de fornecer energia a todo os Estados Unidos (Philibert 2005). Já os países da Europa são considerados como segunda opção de construção dos sistemas termo solares, mesmo os mais ensolarados.

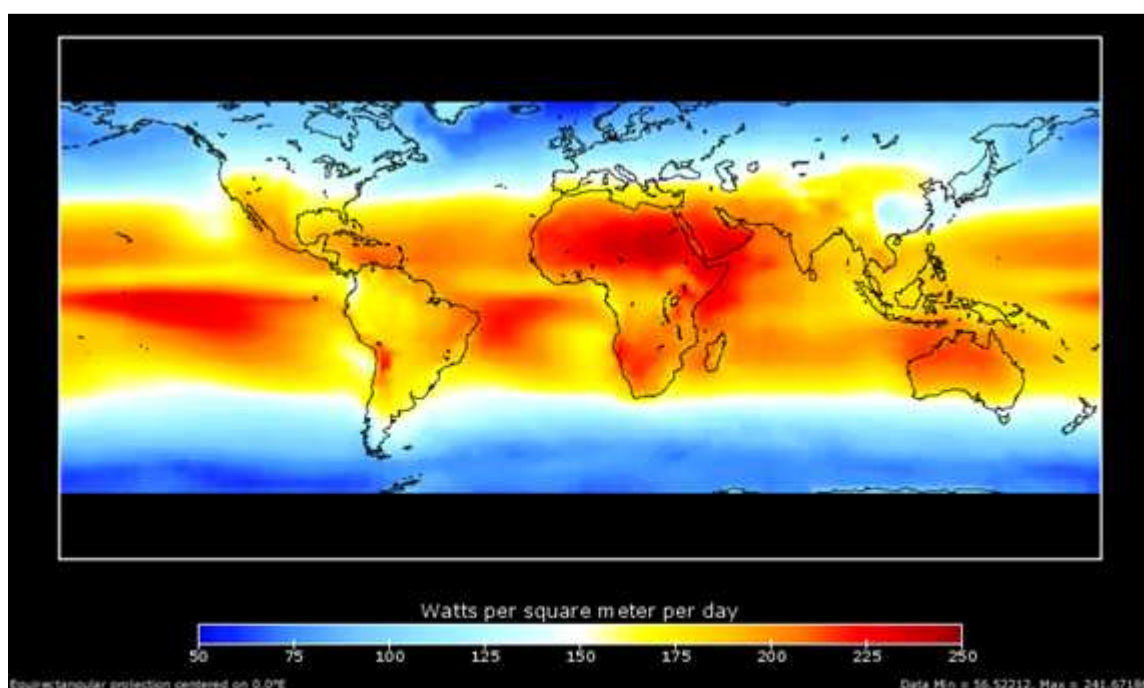


Figura 12. Radiação solar diária média no mundo em W/m^2 (Center for a Global Development 2008).

Segundo a Associação Européia da Indústria de Energia Termo Solar (ESTIA), em cooperação com o Greenpeace, é previsto um crescimento na capacidade instalada de plantas termo solares para em torno de 21.450 MW, com a produção de 54,6 TWh em 2020. Em 2030, a capacidade das plantas termo solares deve elevar-se para em torno de 4.700 GW de energia (Philibert 2005).

Ainda segundo (Philibert 2005), os locais mais promissores para geração deste tipo de energia são o sudoeste Norte Americano, algumas áreas da América do Sul, Oriente Médio, alguns países da Ásia Central, indo da Turquia a partes da Índia e China, norte da África, África do Sul e partes da Austrália.

2.4.1. O Potencial Solar Brasileiro

O Brasil tem um grande potencial para o aproveitamento da energia solar. Boa parte de seu território encontra-se na linha do equador, apresentando pouca variação na duração do dia solar, e em algumas regiões, baixas índices de nebulosidade e precipitação. Em contrapartida, a maioria da sua população e atividades econômicas encontra-se em regiões afastadas da linha do equador, nas regiões Sul e Sudeste.

As principais formas de aproveitamento em território brasileiro, segundo (ANEEL 2005), são para aquecimento da água (piscinas, banho e etc.), através de coletores solares planos de baixa temperatura, comumente usados em residências, hotéis, clubes e etc. As regiões que usam esse tipo de tecnologia são as regiões Sul e Sudeste. Ainda, segundo (ANEEL 2005), a geração fotovoltaica de energia elétrica, através de painéis coletores, é outra tecnologia utilizada no país, principalmente em regiões isoladas da rede elétrica, como muitas cidades e vilarejos das regiões Norte e Nordeste. Não existe nenhuma planta termo solar no Brasil, apesar do mesmo possuir um grande potencial energético para este tipo de tecnologia.

As informações sobre a radiação solar no Brasil são coletadas de diferentes maneiras e, como em outros países, são reunidos em mapas e bancos de dados. Os mais recentes esforços de medição da radiação solar foram realizados pela UFPE (Universidade Federal de Pernambuco) e a CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) em parceria com o CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito) resultando, em 2000, no Atlas Solarimétrico do Brasil. Outro trabalho, realizado pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR/UFSC), resultou no Atlas de Irradiação Solar no Brasil (ANEEL 2005).

De acordo com (ANEEL 2005), o primeiro faz uma estimativa da radiação solar incidente através de dados obtidos em estações solarimétricas espalhadas pelo país, enquanto o segundo obtém os dados a partir de imagens extraídas de fotos de satélites geoestacionários. Ambos os mapas apresentam falhas e limites, e não devem ser vistos como concorrentes, mas sim como informações complementares.

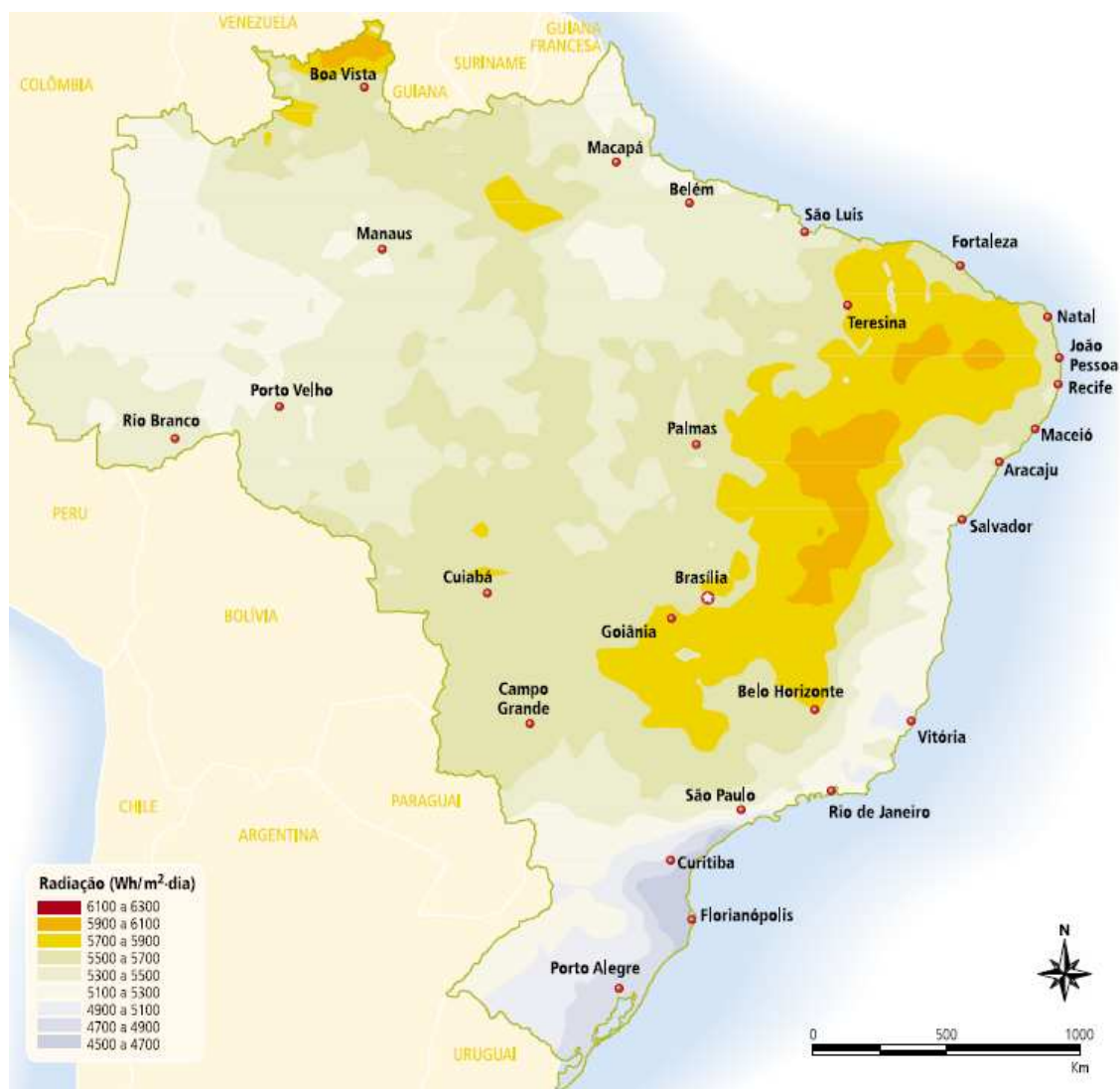


Figura 13. Atlas de Irradiação Solar no Brasil - Média Anual da Radiação Solar Global Diária em Wh/m² (ANEEL 2005).

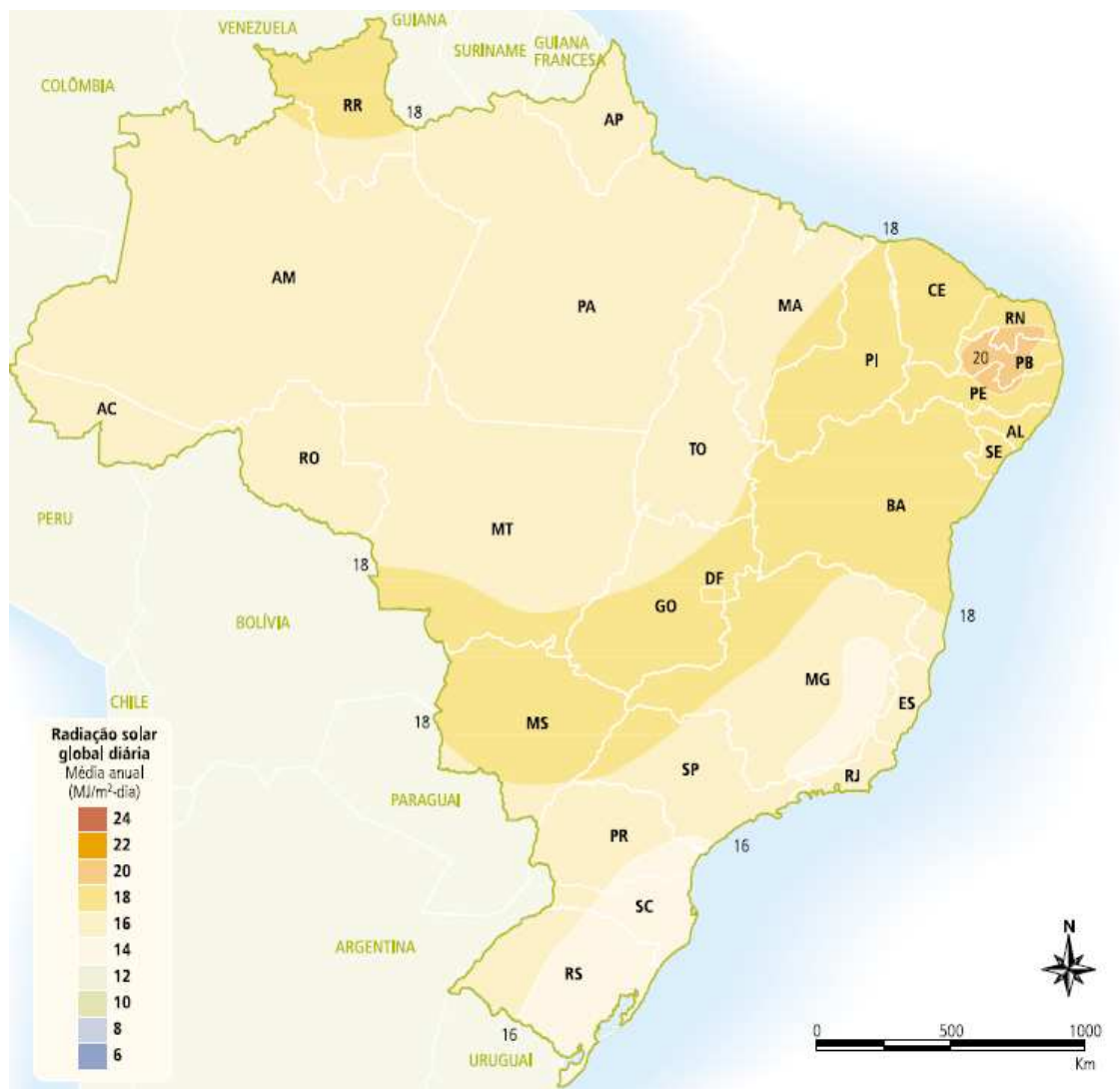


Figura 14. Atlas Solarimétrico do Brasil - Média Anual da Radiação Solar Global Diária em Wh/m^2 (ANEEL 2005).

2.4.1.1. O Projeto SWERA

O Projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), teve como objetivo gerar informações confiáveis sobre a energia solar, integrado com os dados sócio-econômicos para o planejamento e desenvolvimento energético do país. A iniciativa foi apoiada por diversos institutos de pesquisa nacionais e internacionais (LABSOLAR/UFSC, CEPEL, NREL, CBEE, Eletrobrás, NOS), e instituições climatológicas, espaciais, meio ambiente e de energia (DMA, CPTEC, INPE), e financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e pelo GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente) (Guarnieri, et al. 2006).



Figura 15. Mapa da localização das Estações de Medição do Projeto SWERA (Pereira, et al. 2006).

Como resultado do uso de um modelo de transferência radiativa (Modelo BRASIL-SR) (Pereira, et al. 2006) alimentado por dados do clima e 10 anos de informações retiradas de imagens de satélites, validado por dados coletados em diversas estações espalhadas pelo país, gerou-se o Atlas de Energia Solar do Brasil. Das informações contidas neste documento, gerou-se uma série de mapas que mostram a distribuição da radiação solar no Brasil.

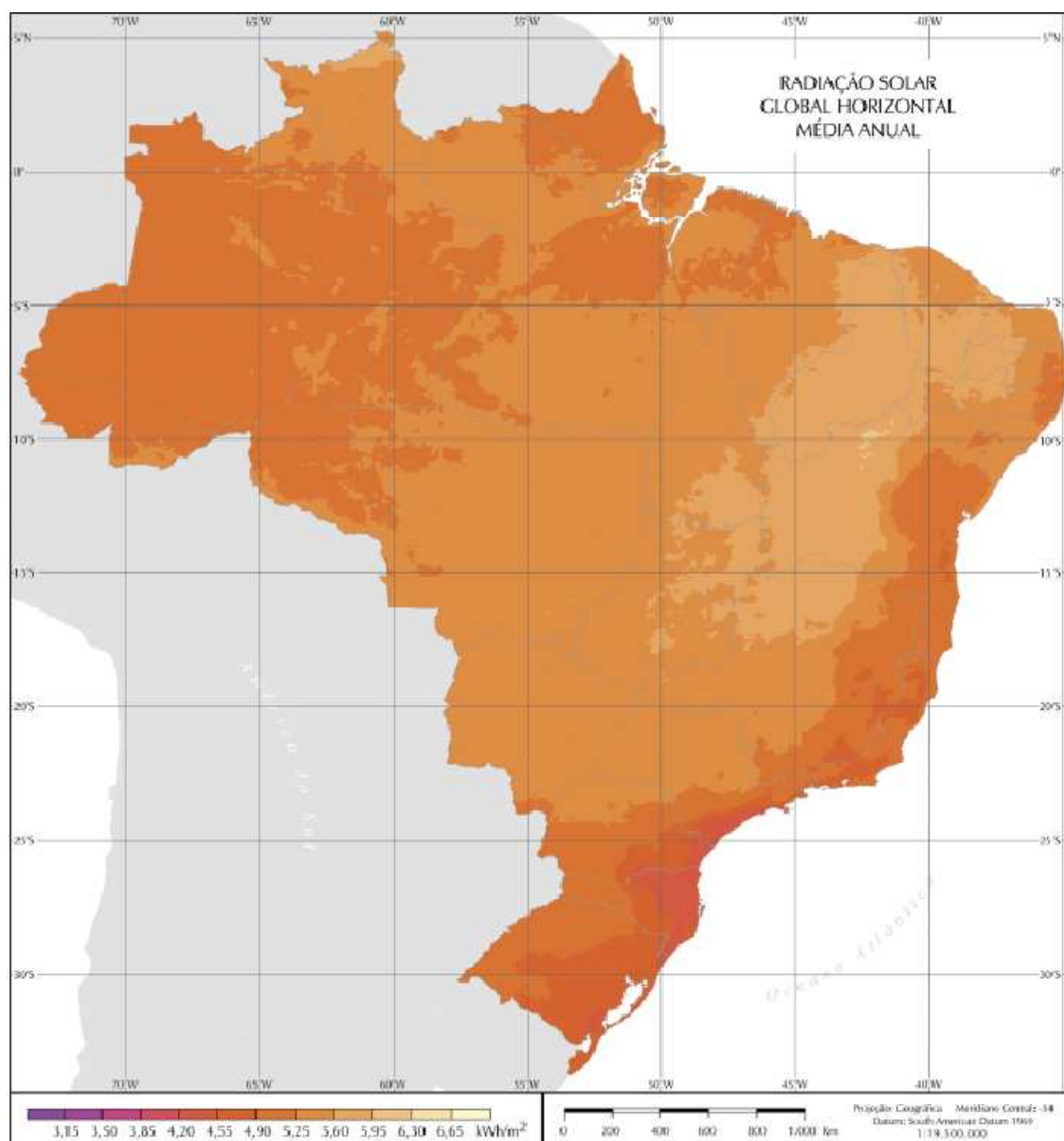


Figura 16. Mapa da Média Anual da Radiação Global Horizontal (Pereira, et al. 2006).

O mapa da Figura 16 mostra que a radiação global anual é uniforme no país, apesar das diferenças de clima de cada região. O valor máximo da radiação global diária encontra-se ao norte da Bahia (em torno 6,5 kWh/m²), pois o clima semi-árido e baixos índices de nebulosidade e precipitação favorecem a região. A região com menor valor de radiação global diária (em torno de 4,5 kWh/m²) encontra-se no litoral norte de Santa Catarina, pois é uma região que apresenta um índice de precipitação relativamente alto ao longo do ano, e uma média anual de nebulosidade mais elevada do Brasil (Martins, et al. 2007).

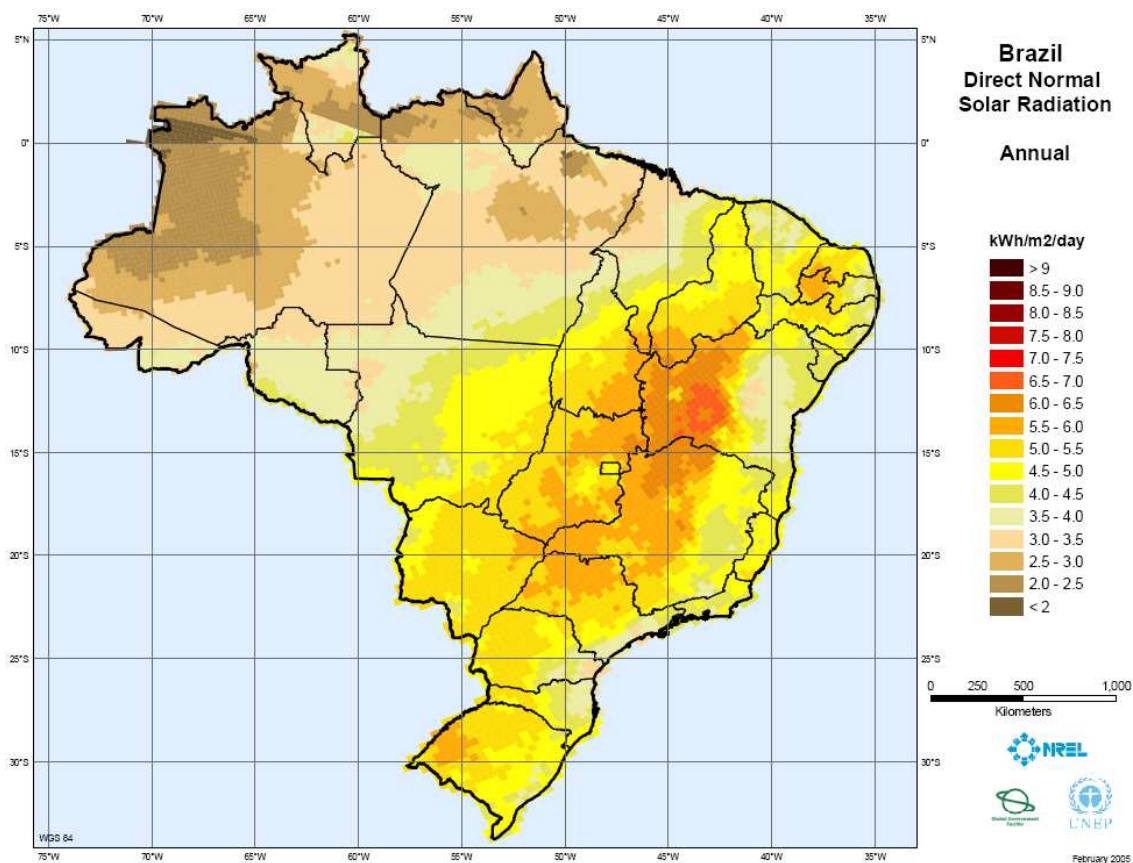


Figura 17. Média Anual da Radiação Solar Direta (SWERA 2005).

A partir do mapa da Figura 17, observamos que a concentração da radiação solar direta não difere muito da radiação solar global. A região centro-oeste da Bahia possui os mais altos índices de radiação direta do país, com médias indo de 7 à 7,5 kWh/m². Quanto ao valor mínimo de radiação direta, o mapa acima difere radicalmente do mapa da Figura 16, mostrando o norte do estado do Amazonas, próximo a fronteira com a Colômbia e Venezuela, como tendo os piores índices de radiação. Isto se deve aos altos índices de precipitação da região (cerca de 3.500 mm/ano) (Governo do Amazonas 2005), fazendo com que a radiação direta seja espalhada pela atmosfera. Com estes altos índices de radiação direta na região da Bahia, uma possibilidade de implantação de sistemas termo solares no Brasil é para geração de energia destinada à irrigação de áreas próximas ao rio São Francisco, mas que são de difícil acesso pelos métodos de irrigação tradicionais.



Figura 18. Bacia do São Francisco. Região com altos índices de radiação solar direta (Vale Business S/C Ltda. s.d.).

2.5. CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou o todo o potencial da energia solar para a geração de energia elétrica. A energia vem sendo utilizada há muito séculos pelo homem, mas seu desenvolvimento prático, para geração de energia elétrica, começou a crescer em meados do século XIX, e teve um declínio com a expansão do uso do petróleo e do carvão para geração de energia. Somente na década de 70 do século XX, as tecnologias teriam novamente seu desenvolvimento acelerado. Concluimos também, que a energia solar apresenta muitas perdas por absorção, reflexão e espalhamento quando atravessa a atmosfera terrestre. E por fim, observamos que todo o potencial mundial para utilização das tecnologias solares, especialmente as tecnologias termo solares, encontram-se próximos a linha do equador. No Brasil, através do projeto SWERA, podemos observar que o potencial de utilização solar direta encontra-se na região Centro-Oeste da Bahia, correspondente ao Vale do São Francisco. Seu potencial de irradiação direta médio encontra-se em torno de 7,0 a

7,5 kWh/m²/dia. Se construirmos uma usina ocupando toda a área de maior incidência solar direta, obteríamos algo em torno de 200 mil TWh anuais, suprimindo toda a energia consumida no país hoje com uma grande folga. No próximo capítulo será explicitado as principais tecnologias termo solares de geração de energia.

3. RECEPTOR CENTRAL

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo introduziremos as principais tecnologias de aproveitamento solar, como a fotovoltaica e de coletores planos, bem como as tecnologias termo solares, especificamente a de Receptor Central, objeto deste estudo. Por fim, descreveremos o principalmente ciclo de potência utilizado para este tipo de tecnologia, bem como os tipos básicos de armazenamento de energia e formas de hibridização da planta, que servirá de introdução ao próximo capítulo.

3.2. OS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR

Existem diversas tecnologias de aproveitamento da energia solar sendo utilizadas pelo mundo. Dentro os diferentes métodos de coleta da energia solar, sua utilização pode ser definida de duas maneiras: para aquecimento da água, para utilização em banhos, piscinas, processos industriais e etc., e para geração de energia elétrica. Esta última pode ser realizada de modo direto, através de células solares fotovoltaicas ou através do aproveitamento do potencial térmico do sol para produção de vapor que servirá para movimentar turbinas, gerando assim energia. Este último método é o objeto do estudo apresentado neste documento.

Para a conversão da energia solar em energia térmica para o aquecimento da água, utiliza-se um coletor especial conhecido como coletor solar plano. Ele é utilizado principalmente em residências, hotéis e em indústrias que necessitam de água aquecida para realizar seus processos.

Os coletores solares fotovoltaicos são células especiais individuais feitas de silício, conectadas em forma de painéis em paralelo ou em série, que ao receber a luz solar diretamente sobre sua superfície geram uma pequena corrente elétrica.

O segundo método para geração de energia elétrica utilizando a energia do sol, e objeto deste documento, é a geração termo solar, onde superfícies espelhadas refletem a luz solar sobre uma pequena superfície coletora que aquece um fluido de trabalho (ou intermediário, onde este aqueceria um segundo fluido), que transformado em vapor movem turbinas, transformando a energia mecânica empregada em energia elétrica.

Todos os três métodos de aproveitamento solar podem apresentar mecanismos de armazenamento da energia a fim de prolongar a operação do sistema em momento em que o sol não esteja disponível. Podem apresentar também sistemas auxiliares de geração, empregando outros combustíveis para gerar energia elétrica em momentos de indisponibilidade do sol, barateando em muitos casos, os custos de produção de eletricidade.

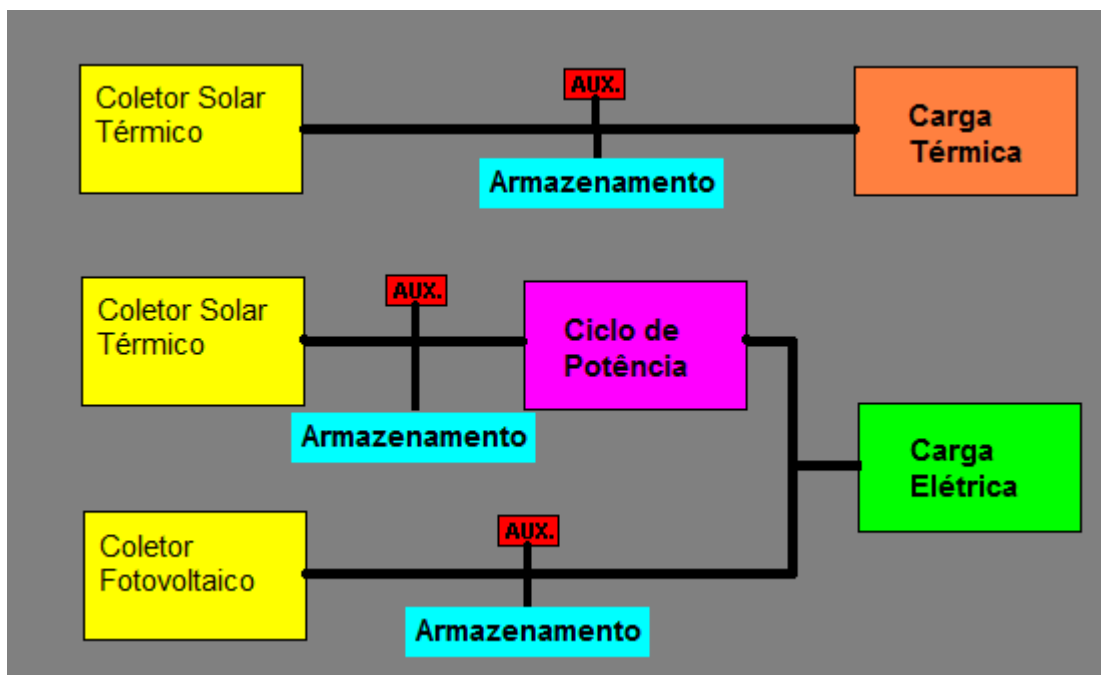


Figura 19. Diagrama básico dos sistemas de conversão da energia solar (Stine e Geyer 2001).

3.3. A ENERGIA TERMO SOLAR NO MUNDO

As energias renováveis sofreram de baixos investimentos no setor nos últimos anos. A ausência de mercados reguladores e acordos de compra e venda de energia de longo prazo, causaram um clima de incertezas e diminuiu o tempo de depreciação dos investimentos. Em consequência disto, substituiu-se os investimentos em grandes plantas por plantas híbridas de baixo custo de investimento e manutenção, rápida construção e alta eficiência de geração.

Até mesmo nos Estados Unidos, nenhuma planta termo solar comercial foi construída desde 1991, quando a empresa californiana, Luz Co., que havia construído nove plantas solares Cilindro parabólicas na década de 80, abriu falência. Segundo o relatório do Greenpeace, os principais motivos para isto foram os baixos

preços da energia da época e o atraso na renovação das taxas de crédito solares da Califórnia. Para competir com estas dificuldades, as plantas termo solares deveriam crescer em tamanho a fim de diminuir os custos da produção de energia em relação às fontes convencionais.

Apesar disto, organizações não governamentais pressionavam as nações por acordos internacionais que, freqüentemente, culminavam em ações que aceleravam o crescimento de tecnologias de geração de energia não poluentes (baixíssimas ou zero de emissão de CO₂). As principais regiões que contribuíram para o avanço destes “mercados verdes de energia” foram Europa e América do Norte, criando fundos para geração de eletricidade por fontes renováveis e / ou pagamentos diferenciados da energia produzida. O grande problema era que as plantas termo solares raramente eram incluídas na lista de tecnologias qualificadas (Aringhoff, et al. 2005).

Mesmo assim, novas oportunidades em energia limpa estão surgindo. Os grandes patrocinadores de investimentos em energia foram convencidos dos benefícios econômicos e ambientais da energia termo solar. Entre estes patrocinadores estão *World Bank's Global Environment Facility* (GEF), *German Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), e o *European Investment Bank* (EIB), que financiam projetos de demonstração e comercialização de energia. Abaixo segue os principais projetos em desenvolvimento.

Tabela 2. Projetos de Plantas Termo Solares em Desenvolvimento.

Nome/Localização	Capacidade Total (MWe)	Capacidade Solar (MWe)	Ciclo	Companhia/Fund ng
Cilindro Parabólico				
Algeria	140	35	ISCC	New Energy Algeria
Liddell Power Station, NSW, Austrália	2000	50	Refletor Linear Compacto Fresnel	Macquarie Generation and Solar Heat and Power
Kuraymat, Egito	150	30	ISCC	NREA / GEF grant, JBIC loan
THESEUS – Creta, Grécia	50	50	Ciclo a Vapor	Solar Millennium, Flabeg Solar Int., Fichtner Solar, OADYK
Mathania, Índia	140	30	ISCC	RREC (Rajasthan Renewable Energy Authority) / GEF grant, KfW loan
Yazd / Irã	467	17	ISCC	Mapna / Iranian Ministry of Energy
Israel	100	100	Ciclo a Vapor com queima fóssil híbrida	Israeli Ministry of National Infrastructure with Solel
Itália	40	40	Ciclo a Vapor	ENEA
Baja California Norte, México	291	30	ISCC	Open for IPP bids GEF grant
Ain Beni Mathar, Marrocos	220	30	ISCC	ONE / GEF grant, African Development Fund
Espanha	12x50	12x50	Ciclo a Vapor com 0,5 à 12 horas de armazenamento operação somente solar com 12-15% híbrido	Abengoa, ACS-Cobra, EHNSolargenix, Iberdrola, HC-Genesa, Solar Millennium
Nevada, USA	50	50	SG -1 SEGS	Green pricing, consortium for renewable energy park Sierra Pacific Resources with SolarGenix
Receptores Centrais				

Spain Solar Towers with Steam Receivers PS10 and PS20	10 + 2x20	10 + 2x20	Ciclo a Vapor com receptor de vapor saturado e tambor de armazenameto de vapor	Abengoa Group (Espanha)
Spain Solar Towers with molten-salt receivers	15	15	Sal Fundido/direto-vapor	SENER (Espanha)
Discos Parabólicos				
SunCal 2000, Huntington Beach California, EUA	0,4	0,4	8- discos/Sistema Stirling	Stirling Energy Systems
EuroDish Demonstrações	0,1	0,1	6-discos/Sistema Stirling	SBP e Parceiros

Fonte: (Aringhoff, et al. 2005).

Dentre estes países que estão com projetos de plantas termo solares em desenvolvimento, vale destacar a iniciativa da Espanha. Em setembro de 2002, ele foi o primeiro país europeu a obrigar as empresas de distribuição de energia a comprarem energia de fontes renováveis a um preço estipulado pelo governo (*Feed-in Tariff*). O kWh era comprado a 0,12€ para plantas termo solares com capacidade entre 100 kW e 50 MW. Em 2004, o pagamento foi aumentado, através de um decreto real espanhol, para 0,18€, e garantido por 25 anos com reajustes anuais. Estas medidas aumentaram a confiança dos investidores sobre o mercado de energia renovável espanhol.

3.4. A ENERGIA TERMO SOLAR NO BRASIL

No Brasil, a tecnologia termo solar mais difundida é a de coletores solares planos para aquecimento de água em banheiros e cozinhas. Para geração de energia através das plantas termo solares, nenhuma tecnologia foi empregada até o momento. Apenas alguns estudos foram feitos, sendo um deles o Gera-hélio, que foi realizado pelo CEPEL/Eletróbrás onde foram feitas análises tentando buscar os custos de geração de uma planta termo solar em solo brasileiro. Chegou-se a conclusão que a tecnologia de coletor Cilindro Parabólico apresentava um menor custo em relação aos outros, que girava em torno de US\$ 2,6/W. O coletor de Torre Central vem logo atrás custando cerca de US\$ 4,5/W, e por último o coletor de Disco

Parabólico custando US\$ 12/W. Durante esta pesquisa a cotação do dólar era US\$ 1 = R\$ 2,7 (Macedo 2003).

As melhores condições de instalação estão na região Nordeste (Semi-árido), pois possui baixa nebulosidade, precipitação reduzida, baixa umidade, alta insolação e alto nível de radiação solar. Um ponto interessante para utilização destas tecnologias é ao longo da bacia do Rio São Francisco. Ela possui 308 mil km² irrigáveis, sendo que apenas 81 mil aproveitáveis devido a distância e altura para o bombeamento. Para suprir a necessidade de irrigação destas áreas mais complexas, seria necessária a construção de uma planta capaz de gerar 300 MW de eletricidade (Fraidenraich 2001). O potencial hidrelétrico da região é de 26,700 MW sendo 13,350 MW já estão sendo aproveitados (Macedo 2003). Os benefícios que a instalação deste tipo de tecnologia para irrigação seria enormes, trazendo crescimento e desenvolvimento para a população mais carente.

Outra alternativa intermediária interessante, segundo (Fraidenraich 2001), seria a utilização de plantas solares híbridas (com energia auxiliar fóssil, por exemplo), gerando energia elétrica mesmo em momentos que não haja sol, diminuindo os custos e aumentando a disponibilidade da planta. Este tipo de ação é uma tentativa de aumentar a aceitação da tecnologia termo solar para geração de energia.

3.5. AS TECNOLOGIAS TERMO SOLARES

As centrais termo solares são tecnologias que poderão, em um futuro próximo, se tornar importantes fontes geradoras de energia elétrica, suprimindo a crescente demanda mundial por eletricidade.

Existem basicamente, três configurações de sistemas de aproveitamento térmico da energia solar, e são denominadas de acordo com o formato dos coletores empregados: as centrais Cilíndrico Parabólicas, as Disco Parabólicas e as Torres Centrais (ou Receptores Centrais). Todas se utilizam do mesmo princípio, empregando a radiação solar incidente para o aquecimento de um fluido que posteriormente passará por uma turbina em forma de vapor (configuração primária), ou haverá um intercâmbio de energia entre este fluido, que atua como intermediário, com o fluido que efetivamente passará pela turbina, também em forma de vapor (configuração primário-secundária) (Álvarez, Moya e Martínez 2006).

Os sistemas térmicos solares apresentam algumas semelhanças com os sistemas térmicos convencionais, principalmente o subsistema de geração de energia, que utiliza uma turbina a vapor convencional para conversão da energia mecânica do vapor em eletricidade. Sua principal diferença reside na captação, na transmissão e conversão do combustível em energia térmica necessária para aquecer o fluido de trabalho que move as turbinas.

Um conceito extremamente importante em uma central elétrica é o conceito de fator de capacidade. Segundo (Zumarán 2000), o fator de capacidade pode ser definido como a relação entre a energia gerada pelo sistema em um período de tempo e a energia que o mesmo sistema poderia ter gerado trabalhando a potência nominal em um mesmo período de tempo.

$$CF = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_{nominal}T}$$

Onde,

T é igual ao período analisado,

P(t) é igual a potência gerada no instante t e,

P_{nominal} é igual a potência nominal do sistema.

Como isto, pode-se medir o grau de utilização do investimento empregado na construção do sistema de geração elétrica, usando como referência para o cálculo da potência nominal às 8760 horas de trabalho úteis em um ano de operação da planta elétrica. Um fator de capacidade de 100% demonstra que uma central elétrica trabalhou ininterruptamente durante aquele período de tempo analisado, o que pode ser irreal, pois em algum momento a central necessitará parar alguns de seus equipamentos para realizar manutenções periódicas.

Outro conceito importante é o conceito de múltiplo solar, específico dos sistemas termo solares. O múltiplo solar é o cociente entre a energia solar captada pelos coletores e a quantidade mínima de energia solar necessária para mover a turbina e gerar eletricidade. Um múltiplo solar igual a 1.0 significa que o campo solar entrega exatamente a quantidade de energia necessária para uma planta entrar em funcionamento de acordo com as especificações (Anders, et al. 2005). Durante a fase de projeto, um subsistema solar pode ser desenhado para ir de encontro ou exceder a esta necessidade mínima de energia. Este excesso de energia captada pelos coletores pode ser armazenada para ser utilizada em momentos de indisponibilidade do sol. A central *Solar Two*, por exemplo, apresenta um múltiplo

solar de 1,2. Isto significa que o *Solar Two* pôde armazenar até 20% da energia interceptada por seus coletores (St.Laurent 2000).

O subsistema solar, responsável pela conversão da luz solar em energia térmica, por ser dividido, basicamente, em três etapas. A primeira etapa consiste da coleta e transmissão da radiação solar (Concentrador) em uma pequena área (Receptor), onde é concentrada, transformando-se energia térmica. Esta energia é transmitida a um fluido (Fluido de trabalho) que é transportado para o subsistema de geração e/ou armazenado em tanques térmicos especiais. A combinação destas três etapas básicas do subsistema solar possibilita a existência de diferentes tecnologias termo solares (Álvarez, Moya e Martínez 2006).

O Concentrador é constituído de coletores formados por superfícies refletoras que captam a radiação solar e a reflete em pequenas áreas para conversão em energia térmica. Nestes sistemas apenas a componente direta da radiação solar pode ser aproveitada para a concentração fazendo com que dispendiosos sistemas de acompanhamento do sol e a escolha de locais ideais (baixa precipitação, nebulosidade e altos índices anuais de radiação solar) sejam necessários para um melhor aproveitamento da luz solar.

Mesmo após os grandes avanços tecnológicos obtidos nos últimos anos, o seu custo de compra continua bastante elevado, grande parte devido a pouca demanda do mercado por este tipo de equipamento, o que eleva em muito o custo de sua fabricação. Outro fator importante que torna o recurso demasiadamente caro é falta de incentivos fiscais dos órgãos governamentais. Com isto, estes coletores representam uma grande parte do investimento para construção de centrais termo solares, pois é necessário um grande número de concentradores para alcançar as elevadas temperaturas necessárias para produção de energia.

Todo o processo de captação e transmissão da energia do sol envolve uma série de perdas devido às imperfeições dos equipamentos empregados. Alguns exemplos de perdas são a refletividade especular dos coletores não-perfeita, perdas associadas ao mecanismo de acompanhamento do sol, absorção e dispersão atmosférica e bloqueio da radiação solar, e etc.

Ao alcançar finalmente o Receptor, a energia concentrada é absorvida e convertida em energia térmica. Uma parte desta energia é perdida para o ambiente, e outra parte da energia útil restante é transferida, por meio de processos de transferência de calor, para um fluido de trabalho que se transformará em vapor ou

agirá com um fluido intermediário, conduzindo sua energia até outro fluido, que por sua vez se transformará em vapor movimentando as turbinas.

Outra peculiaridade dos sistemas termo solares é que a energia útil produzida está associada ao nível de incidência solar que pode variar ao longo do dia e do ano, devido a diversos fatores já explicitados anteriormente como condições climáticas da região onde se localiza a planta, ausência do sol durante a noite, estações do ano e etc. Esta variação do fornecimento de energia pode causar uma série de problemas técnicos e econômicos ao sistema elétrico onde o sistema está conectado, dificultando a supressão da demanda existente (Casals 2001).

Existem duas maneiras de reduzir o efeito deste problema. A primeira é a hibridização da planta, utilizando um combustível, em geral combustível fóssil, como fonte de energia auxiliar, gerando eletricidade em momentos de indisponibilidade do sol ou simplesmente para diminuir os custos de produção de energia em momentos de pico de demanda por energia. A segunda maneira, que também pode ser utilizada em conjunto com a primeira, é o armazenamento da energia térmica produzida pelo subsistema solar, utilizando-a para produção de eletricidade em momento onde o sol não está disponível. O armazenamento pode ser feito diretamente, conservando o fluido de trabalho a temperaturas elevadas em um tanque especial, e quimicamente, onde a energia térmica é transformada em energia química através de uma reação endotérmica, produzindo um composto que liberará esta energia em momentos de indisponibilidade da luz solar (Casals 2001).

Ainda segundo (Casals 2001), a potência térmica útil transferida ao fluido de trabalho é apresentada abaixo pela equação de $\dot{Q}_u$. A primeira parte da equação apresentada ($I_b A_{\text{coletor}} \eta_{\text{óptico}}$) é a radiação solar que chega a superfície receptora desde sua coleta até sua transmissão, e a segunda parte ($U_L A_{\text{receptor}} [T - T_{\text{ambiente}}]$) é constituída das perdas associadas a atmosfera, captação pelo receptor e conversão da energia solar em energia térmica.

$$\dot{Q}_u = I_b \cdot A_{\text{coletor}} \cdot \eta_{\text{óptico}} - U_L \cdot A_{\text{receptor}} \cdot (T - T_{\text{ambiente}})$$

Onde,

I_b é a componente direta da radiação solar,

A_{coletor} é a área da superfície do coletor solar,

$\eta_{\text{óptico}}$ é o rendimento óptico do sistema. Inclui as perdas do sistema coletor (refletividade, transmissão, bloqueio, orientação, e etc.), da interceptação do coletor,

da transmissividade imperfeita das lentes e da absorção imperfeita da superfície receptora,

U_L é o coeficiente de perdas térmicas do receptor ao ambiente,

$A_{receptor}$ é a área da superfície receptora,

T é a temperatura característica do fluido de trabalho e,

$T_{ambiente}$ é temperatura ambiente entorno do receptor.

Novamente em (Casals 2001), o rendimento solar do subsistema solar é descrito como o cociente entre a energia térmica útil produzida pelo subsistema solar e a energia térmica total produzida pelo coletor solar ($I_b A_{coletor}$). O rendimento é dado pela seguinte equação:

$$\eta_{solar} = \frac{\dot{Q}_u}{I_b A_{coletor}} = \eta_{optico} - \frac{U_L}{C_g I_b} (T - T_{ambiente})$$

Onde,

$$C_g = \frac{A_{coletor}}{A_{receptor}}$$

A equação de C_g é chamada relação de contração geométrica e é utilizada como uma forma de reduzir o valor relativo das perdas térmicas do receptor quando aumentada a temperatura de trabalho do mesmo. Para cada tecnologia de aproveitamento solar térmico e para cada temperatura de operação existirá uma relação de concentração C_g ótima que maximizará o rendimento do sistema.

As faixas de C_g podem oscilar de acordo com a configuração do sistema. Os coletores Cilíndricos Parabólicos apresentam, em média, valores de C_g entre 20 a 26, enquanto que os coletores de Disco Parabólico e Torre Central apresentam valores entre 600 e 3000, e 500 e 5000, respectivamente. Os baixos valores de concentração para os coletores Cilíndricos Parabólicos são consequência direta do número de eixos no qual a radiação solar é concentrada (apenas um eixo, enquanto as outras tecnologias concentram em dois eixos).

3.6. RECEPTOR CENTRAL

As centrais de Receptor Central é uma das tecnologias solares mais promissoras no mundo, pois apresenta um alto grau de eficiência energética em seu subsistema solar. Esta eficiência de toda a energia refletida é da ordem de 80-95% de absorção pelo fluido de trabalho, que está localizado dentro do receptor, podendo

alcançar temperaturas elevadas (800-1100°C) e elevadas potências (500MW) (Stine e Geyer 2001).

Ela é composta por um grupo de espelhos individuais espalhados em um campo, equipados com mecanismos de acompanhamento do sol, chamados heliostátos, que coletam e refletem a energia solar, concentrando-a em um receptor no alto de uma torre. Internamente a esta torre encontra-se o fluido de trabalho, responsável pelo transporte da energia térmica convertida no receptor para o ciclo de potência.

A principal diferença do receptor central em relação a maneira de coleta e transporte da energia solar nos outros sistemas termo solares citados anteriormente é que toda a energia coletada em todo o campo é transmitida opticamente para uma pequena região central próxima a unidade geradora de energia ao invés de circular por todo o campo em fluidos aquecidos.

3.6.1. Heliostátos

O heliostato é o elemento principal e característico dos sistemas de receptor central. Em média este elemento representa cerca de 60% dos custos de investimento de toda do subsistema, devido ao seu alto nível de precisão, falta de incentivos fiscais por parte dos governos e a ausência de uma economia de escala que justifique a diminuição dos valores.

Sua função essencial é a de coletar os raios solares incidentes e refleti-los sob um receptor localizado no centro do campo, onde será convertida a radiação solar em energia térmica. Ele é composto basicamente por uma superfície especular, uma estrutura de suporte, mecanismos de movimentação e um sistema de controle com alto nível de precisão.

Atualmente esta superfície espelhada é composta por painéis de um fino e longo metal, cobertos com uma superfície de vidro com baixos índices de absorção da luz. Porém é possível utilizar uma fina membrana plástica esticada sobre um arco (Stine e Geyer 2001), e que requerem menores gastos com suporte e podem ser recicladas. Estes painéis formam uma superfície ligeiramente côncava e são controlados individualmente por um sistema de controle que faz com que apontem sempre a luz solar em direção ao receptor.

Esta superfície é suportada por um pedestal que permite movimentos em até 4 graus de liberdade nos eixos azimutais e de elevação. Estes movimentos são providos por um conjunto de engrenagens giradas por um motor de HP fracionado. Estes motores são controlados por um sistema de controle central que apontam precisamente as superfícies reflexivas na direção entre a normal da metade do caminho imaginário, traçado entre o sol e o receptor (Stine e Geyer 2001).

Nas primeiras versões dos heliostátos sua área era entre 40-50 m². Nos anos seguintes, a tecnologia dos coletores sofreu uma evolução, e nos dias de hoje é possível encontrar heliostátos com área de aproximadamente 150 m². Não somente suas áreas sofreram uma evolução ao longo dos anos com também suas características de operações e segurança. Um heliostáto, em média, deve ser capaz de suportar ventos com velocidade de até 22 m/s e mover-se para posição de Stow em ventos de até 40 m/s. A posição de Stow é a posição de segurança, onde o heliostáto encontra-se com sua superfície especular paralela ao solo, e seus espelhos voltados ou para baixo ou para cima. Um heliostáto regular deve ser capaz também de resistir a tempestades de granizo, com pedras de 19 mm de diâmetro e até 20 m/s de velocidade (Stine e Geyer 2001).



Figura 20. Exemplo de Heliostáto.

3.6.2. A Torre Central

A função básica da Torre é de servir de suporte para o receptor, que deve ser projetado para ficar a certa altura em relação ao solo para minimizar o impacto que as sombras e bloqueios da luz solar possam causar sobre os heliostátos.

Em geral, a altura da Torre é limitada pelo custo e o peso e a aerodinâmica do receptor, e em alguns locais as considerações sísmicas também são fatores importantes em um projeto de Torre Central. A Torre pode ser geralmente construída em aço ou concreto. Uma análise de custos indica que a utilização do aço na construção apresenta um menor custo em relação ao concreto para alturas menores que 120 m, a partir desta altura o concreto torna-se economicamente viável.

3.6.3. O Receptor

O Receptor é o dispositivo posicionado no alto de uma torre no ponto de interceptação da energia refletida pelos heliostátos, convertendo-a em energia térmica. Em seguida ele transfere essa energia para um dispositivo de transferência de calor. Existem duas configurações básicas de Receptores: Receptor Externo e de Cavidade.

O Receptor Externo consiste, em muitos casos, de painéis de tubos com um diâmetro muito pequeno (20-56 mm) unidos lado a lado formando uma superfície cilíndrica. Este tipo de Receptor foi utilizado na planta modelo Solar One, no deserto de Nevada. Existem também os Receptores Externos Planos (utilizada na planta Phoebus TSA) e os Semi-cilíndricos (usado na PS10) (Stine e Geyer 2001). Sua área é determinada pela temperatura de operação do sistema e o pelo tipo de fluido de transferência a ser utilizado, visando manter as perdas de calor aceitáveis.

Com o objetivo de reduzir as perdas de calor por convecção no receptor, foi desenvolvido o Receptor de Cavidade, que posiciona a superfície absorvedora dentro de cavidades. A energia coletada nos campos de heliostátos é refletida para a abertura onde suas paredes internas são formadas pelas superfícies de absorção. O tamanho desta abertura é minimizado de forma a reduzir as perdas por convecção e radiação sem bloquear o fluxo da luz solar que chegar ao receptor, possuindo o mesmo tamanho da imagem solar refletida pelo heliostáto mais afastado com uma margem de erro entre 1 a 4%. O fluxo de energia deve ser absorvido pela superfície receptora e pelo fluido de transferência sem superaquecê-los.

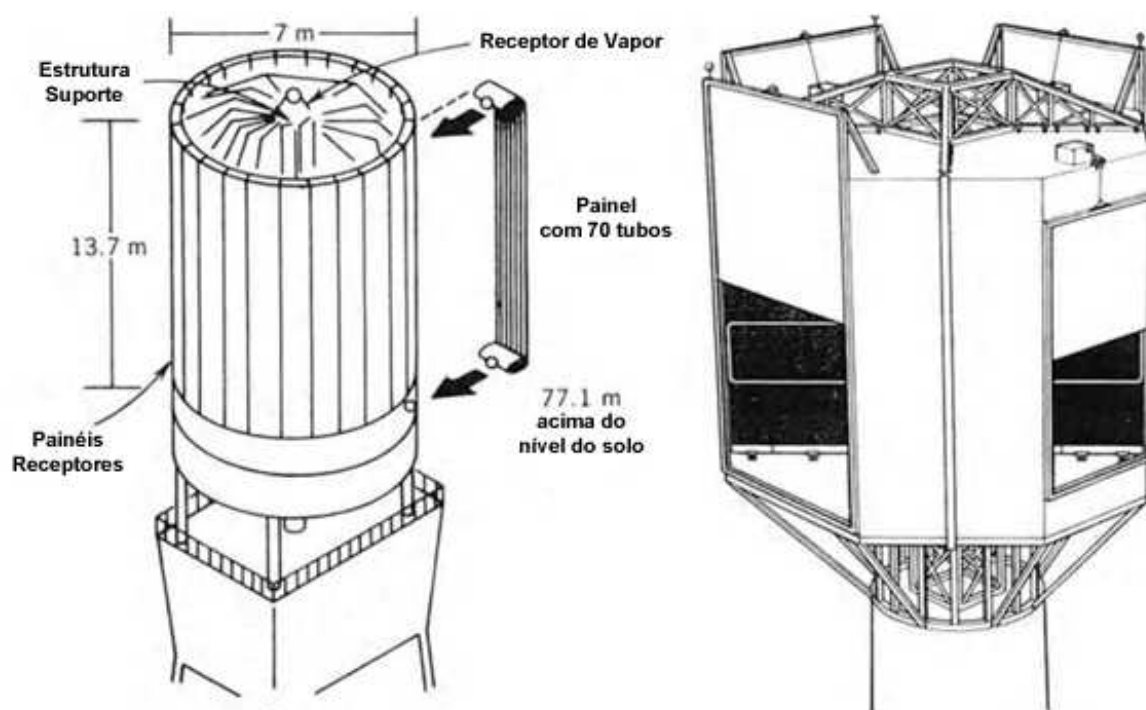


Figura 21. Receptor Externo (à esquerda) e o Receptor de Cavidade (à direita) (Stine e Geyer 2001).

3.6.4. Fluido de Trabalho

Existem diferentes fluidos de transferência de calor (fluido de trabalho) no mercado, onde cada um possui algumas vantagens e desvantagens. A escolha do tipo de fluido que será utilizado em uma central de Receptor Central é determinada, primeiramente, pela temperatura de operação máxima do sistema, seguida pelo custo/benefícios do fluido e considerações de segurança em sua utilização. Existem cinco tipos principais de fluidos estudados para um sistema de Receptor Central, apresentados na tabela abaixo.

Tabela 3. Características dos Fluidos de Transferência.

Tipo de Fluido	Temperatur a Máxima (°C)	Custo (\$/kg)**	Considerações de Segurança	Capacidade de Armazenamento	Obs.
Óleos Sintéticos e de Hidrocarbonetos	425	0.77	Baixa Pressão de Vapor	Sim	-
Vapor de Água	540	*	A água deve ser deionizada; Pressão de Vapor de 10 MPa (1450 Psi);	Não	-
Misturas de Sais	565	0.33	Baixa Pressão de Vapor	Sim	Solidifica a 220°C, necessitando de

Sódio Líquido	600	0.88	Baixa Pressão de Vapor	Sim	sistema de aquecimento. Solidifica a 98°C, necessitando de sistema de aquecimento
Ar ou Hélio	850	*	Pressão de Vapor de 12 atm	Não	Tubulação do sistema precisa ser larga para transporte

Fonte: (Stine e Geyer 2001).

* custos muito pequenos em relação aos outros fluidos.

** Notação decimal inglesa

3.6.5. Características do Projeto do Campo de Heliostátos

A disposição dos elementos em um campo de captação da energia solar é um fator muito importante no projeto do subsistema solar de uma central de Receptor Central, onde o seu desenho pode influenciar no aumento ou diminuição das perdas, e conseqüentemente, elevar ou diminuir os custos da central.

Existem alguns fatores de otimização da coleta e transmissão da energia solar que deve ser levados em conta durante a fase de projeto do campo de heliostátos. Os mais importantes são o Efeito Cosseno, Sombreamentos, Bloqueios e a Atenuação Atmosférica.

O Efeito Cosseno é um dos fatores mais importantes em um campo de heliostátos e depende exclusivamente da posição do sol e a da localização de um heliostáto em relação ao receptor. Para maior eficiência na coleta da energia solar, o mecanismo de acompanhamento do sol de um heliostáto direciona a normal da superfície especular dividindo uma linha imaginária tracejada entre o centro do sol e do receptor em duas metades iguais. Com isto, a área efetiva de reflexão do heliostáto é reduzida a metade do ângulo formado por uma linha imaginária entre o Sol e o heliostáto e outra linha imaginária entre o heliostáto e o receptor solar.

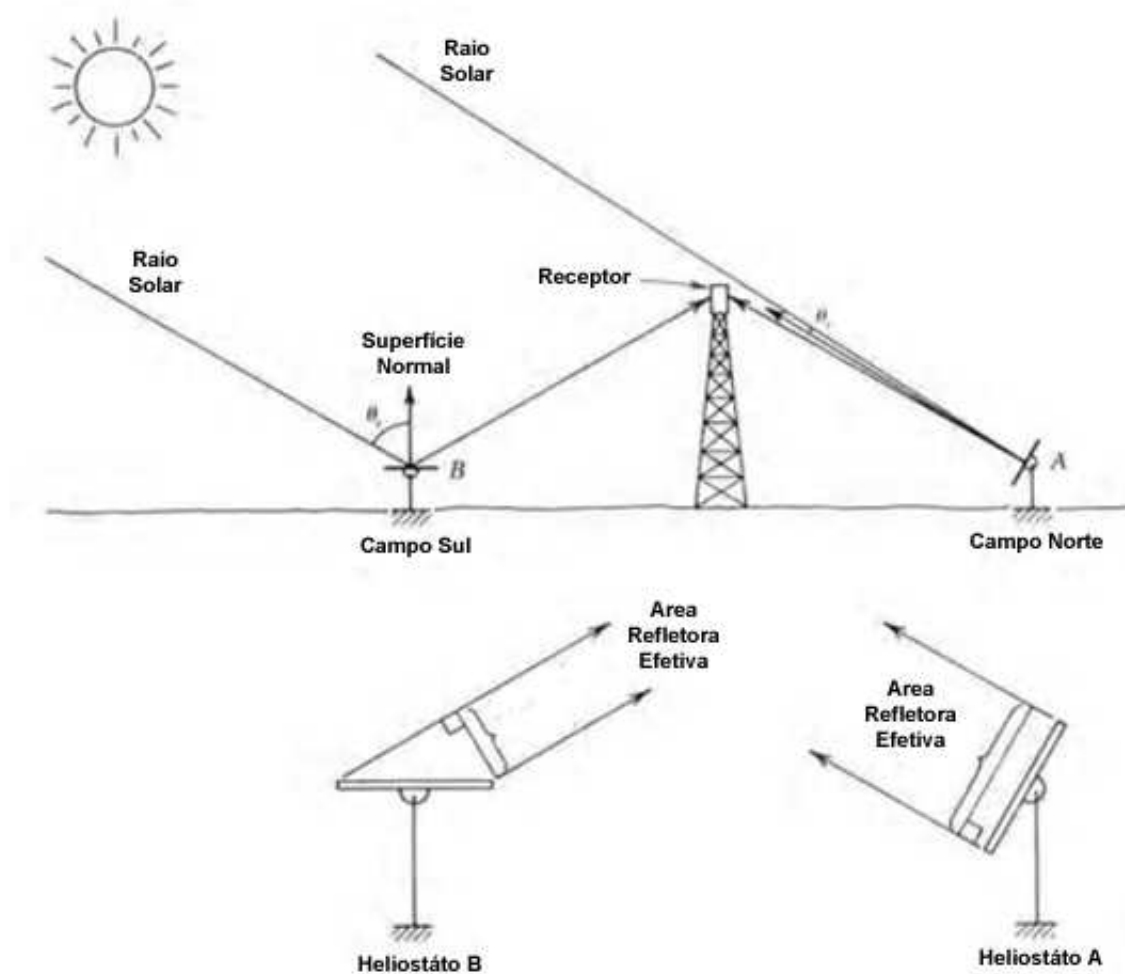


Figura 22. Ilustração do Efeito Cosseno em uma Central de Receptor Central (Stine e Geyer 2001).

Em (Stine e Geyer 2001) encontramos uma expressão para o cálculo do Efeito Cosseno em uma Central Termo Solar de Receptor Central dado por

Onde,

α e A são a altitude do sol e o ângulo azimutal respectivamente,

z , e , e n são as coordenadas ortogonais que vão de um ponto da torre até a altura do espelho do heliostato.

Em termos práticos, esta equação define, por exemplo, que o campo deve ser construído ao Norte da Torre onde pela manhã os heliostatos mais a oeste irão ter

uma alta eficiência na coleta e os mais ao leste baixa eficiência, o correndo o oposto à tarde.

Os Sombreamentos e Bloqueios que ocorrem ao longo de todo o campo constituem uma das principais fontes de perdas de energia do subsistema solar. Em resumo, o Sombreamento acontece quando o ângulo do sol é muito pequeno (primeiras horas da manhã e final da tarde), o que aumenta as chances de que um heliostáto projete uma sombra sobre um outro logo atrás, e o Bloqueio ocorre principalmente quando um heliostáto localizado a frente bloqueia o fluxo da luz solar refletido pelo que se encontra atrás, impedindo que a radiação alcance o receptor.

Estes fatores são funções da disposição dos heliostátos em um campo, do espaço relativo entre eles, da altura da torre e do ângulo solar em relação a superfície terrestre. O método mais eficiente é construir o campo de heliostátos no formato radial intercalado.

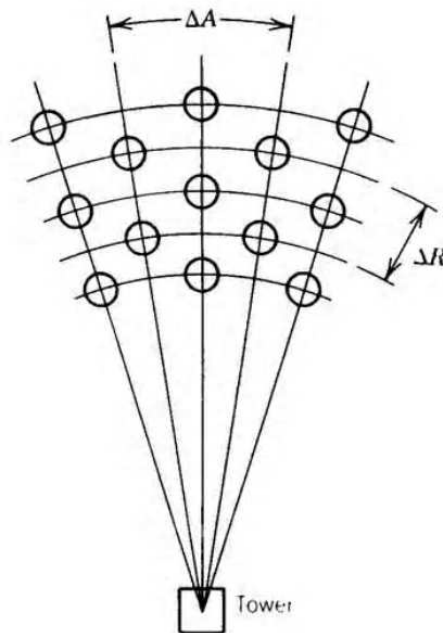


Figura 23. Disposição dos Heliostátos em um campo (Stine e Geyer 2001).

Em (Stine e Geyer 2001) encontramos a equação para otimização do campo de heliostátos dada por:

$$\Delta R = HM(1,44 \cot \theta_L - 1,094 + 3,068\theta_L - 1,1256\theta_L^2)(m)$$

$$\Delta A = WM(1,749 + 0,6396\theta_L) + \frac{0,2873}{\theta_L - 0,04902}$$

Onde,

ΔR é o espaçamento radial dos heliostátos no campo,

ΔA é o espaçamento azimutal do heliostátos,

HM e WM são a altura e o comprimento do heliostáto.

O ângulo θ_L é o ângulo altitude do receptor a partir do heliostáto de interesse e pode ser calculado como $\theta_L = \tan^{-1} \frac{1}{r}$ (graus), onde r é a distância normalizada a partir da torre até a localização do heliostáto. De posse dessas equações conseguimos otimizar o campo de heliostátos.

O último fator a ser descrito é fortemente influenciado pela distância entre um heliostáto e o receptor. A Atenuação da energia solar pela atmosfera acontece quando a luz solar viaja do coletor até o receptor e é um dos limitantes para o tamanho total de campo solar e a distância que um coletor mais afastado possa ter. Em (Stine e Geyer 2001) encontramos a equação para a transmitância atmosférica expressa por:

$$\tau_a = 0,99326 - 0,1046S + 0,017S^2 - 0,002845S^3 \text{ (dias claros)}$$

$$\tau_a = 0,98707 - 0,2748S + 0,03394S^2 \text{ (dias nublados)}$$

Onde,

S é a faixa oblíqua do heliostáto até o receptor em quilômetros.

3.6.6. Desempenho Térmico do Sistema de Receptor Central

Em um sistema de Receptor Central, como qualquer outro sistema de energia, existem algumas dezenas de perdas associadas às atividades de coleta, transmissão e conversão da energia mecânica em energia elétrica. De modo geral, grande parte destas perdas podem ser desprezadas ou simplificadas durante a fase de projeto da central.

Essas perdas podem ser também combinadas e expressas em termos de eficiência em uma eficiência global, dada pela equação:

$$\eta_{total} = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{I_{b,n} n_h A}$$

Onde,

$\dot{Q}_{\text{útil}}$ é a energia útil transferida para o fluido de trabalho,

n_h é o número total de heliostátos no campo,

A_h é a área total do heliostato.

Basicamente, existem 10 tipos principais de perdas em um sistema de Receptor Central, que podem ser divididas entre perdas do campo e perdas do receptor. Abaixo, segue uma tabela com as perdas e suas descrições:

Perdas do Campo:

Tabela 4. Perdas do Campo.

Tipo	Descrição	Obs.
Efeito Cosseno	Redução da área efetiva de reflexão da energia no Heliostato.	Pode ser minimizado com um projeto adequado do campo.
Refletância	Absorção de parte da energia coletada pelo Heliostato.	Apesar de existir espelhos com refletância de 94%, o tempo e a sujeira reduzem esse valor. Manter os heliostátos limpos e em boas condições
Atenuação Atmosférica	Atenuação da energia devido a processos de absorção e dispersão em seu caminho entre o heliostato e o receptor.	Função das condições atmosféricas. Apresenta maiores valores para heliostátos mais afastados.
Sombreamento	Redução da área de coleta da energia causada por sombras sobre a superfície especular.	Acontecem principalmente nas primeiras horas da manhã e no final da tarde. Para campos bem projetados, estas perdas tendem a ser desprezíveis ao meio dia.
Bloqueio	Interrupção do fluxo da luz solar por um heliostato a frente, impedindo a energia de alcançar o receptor.	

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

Eficiência Global do Campo: $\eta_{\text{campo}} = \eta_{\text{cos}} \eta_{\text{somb}} \eta_{\text{bloq}} \eta_{\text{refl}} \eta_{\text{aten}}$

Perdas do Receptor:

Tabela 5. Perdas do Receptor.

Tipo	Descrição	Obs.
Radiação	Radiação Térmica emitida do receptor ao ambiente.	Função do tamanho do receptor e da temperatura de operação do sistema. Pode ser dividida em perda por reflexão e por emissão.
Convecção	Ocorrem, basicamente durante a movimentação da massa de fluido aquecido no receptor.	Podem ser naturais ou forçadas.
Spillage	Acontecem quando a energia direcionada ao receptor pelo heliostato não alcança a superfície absorvedora, por causa das imperfeições e erros na superfície dos heliostátos.	Pode ser reduzido aumentando o tamanho do receptor.
Absorção	Ocorrem quando parte da energia solar não é absorvida pelo receptor.	Função do tipo de revestimento do receptor. Utilização tintas absorvedoras como a Pyromark que apresentam absorptância de 0,95, podendo chegar a 0,98 em receptores de cavidade.
Condução	Perdas produzidas pela condução do calor para o ambiente, desde o absorvedor até os elementos estruturais e auxiliares em contato com o receptor.	Pode ser minimizada diminuindo o número de junções e elementos em contato com o receptor e/ou utilizando metais de baixa condutância.

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

$$\text{Eficiência Global do Receptor: } \eta_{receptor} = \eta_{spill}\eta_{absor}\eta_{rad}\eta_{conv}\eta_{cond}$$

3.7. CICLO DE POTÊNCIA

Como foi dito anteriormente, existem diversas aplicações para os sistemas de aproveitamento da energia solar. Em alguns casos, apenas o calor coletado da radiação solar é necessário. Para os casos em que se deseja transformar esta radiação em uma forma de energia com maior valor agregado, como a energia mecânica e energia elétrica, é necessário utilizar um sistema que converta a energia térmica em alguma dessas energias. Esta conversão é realizada pelo chamado ciclo de potência, que através de uma série de expansões, compressões e trocas de calor, o fluido transfere sua energia térmica convertendo-se em energia mecânica, e esta por sua vez poderá ser utilizada para gerar eletricidade.

Em uma central termoelétrica convencional pode-se empregar três tipos de ciclos de potência básicos: o ciclo de turbina a gás, o ciclo de turbina a vapor e o ciclo de combinado gás e vapor (Casals 2001). O ciclo de turbina a gás é um típico componente de um sistema termoelétrico, onde, de maneira genérica, uma turbina de avião a jato queima o gás transformando a energia resultante em trabalho mecânico. O ciclo de turbina a vapor é utilizado nas centrais termonucleares, bem como, nas centrais termo solares. O vapor pressurizado move uma turbina, também convertendo a energia térmica em mecânica. Por último, o ciclo combinado gás e vapor é utilizado para maximizar a produção de energia em centrais que utilizam o gás como fonte principal de energia. O processo consiste em aproveitar os gases e o vapor gerados pelo o ciclo de turbina a gás em uma turbina a vapor para a produção de energia mecânica extra.

Especificamente em centrais termo solares, como dito no parágrafo anterior, utiliza-se basicamente o ciclo de turbina a vapor. É possível utilizar também os ciclos de turbina a gás e combinado ou outro combustível neste tipo sistema de geração. Neste caso o gás ou combustível é utilizado como fonte extra de energia para momento em que o sol não está disponível ou simplesmente para diminuir os custos da energia gerada em centrais termo solares. Centrais que utilizam estes recursos extras são chamadas de híbridas e serão discutidas mais adiante.

Todo o processo do ciclo de potência está sujeito a perdas e limitações que pode ser minimizadas a níveis aceitáveis. Com isso o rendimento médio de um ciclo de potência não alcança 100%. O limite máximo teórico de rendimento definido como cociente entre o trabalho mecânico gerado e a energia entrante no sistema é denominado Ciclo de Carnot.

Esta limitação está contida na Segunda Lei da Termodinâmica que diz que nenhum ciclo de potência pode converter mais calor em trabalho que o ciclo de Carnot. O ciclo de Carnot é um processo realizado pela máquina hipotética de Nicolas Léonard Sadi Carnot, e sua equação de eficiência térmica é dada por:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{Fria}}{T_{Quente}}$$

Onde,

T_{Quente} e T_{Fria} são as temperaturas que entram e são rejeitas no sistema, respectivamente. São expressas em Kelvin.

Isto nos mostra que quanto maior a diferença entre a temperatura do fluido que entra e do que sai, maior será a eficiência do ciclo. Um exemplo onde central implementando o ciclo de turbina a vapor possui uma temperatura máxima de operação de 540°C e rejeita o vapor no final do ciclo a uma temperatura de 60°C, possui um rendimento máximo de Carnot de 59%, enquanto que o valor real seria entre 30-40% de rendimento. Isto se deve ao fato de que um sistema real está sujeito a uma série de imperfeições nos equipamentos e outras limitações associadas ao ciclo escolhido.

3.7.1. O Ciclo de Rankine

O ciclo de Rankine é o ciclo mais utilizado em sistemas de geração termo solares, e que combina aquecimento a pressão constante e o processo de rejeição com compressão e expansão adiabática reversível (Stine e Geyer 2001). Ele pode usar a água ou qualquer fluido orgânico, sendo a água mais comum.

O ciclo de Rankine simples é composto, de maneira macro, por um Gerador de Vapor, um Expansor e um Condensador. De maneira geral, o processo inicia quando o líquido entra na Caldeira (Gerador de Vapor) recebendo um input de energia térmica, provocando o seu sobreaquecimento e evaporação. Posteriormente, o vapor produzido na Caldeira segue em direção a Turbina (Expansor), onde se expande cedendo energia mecânica que é usada para mover

um gerador elétrico que produzirá a eletricidade. A temperatura do vapor é reduzida ao alcançar o Condensador, que extrai o calor residual transformando o vapor em líquido novamente, que é conduzido até a Caldeira novamente e tem sua pressão elevada por uma bomba. Com isto o ciclo se inicia novamente.

O rendimento deste ciclo depende dos seguintes fatores:

- Quanto mais elevado o parâmetro, maior o rendimento:
- Temperatura de entrada do vapor na turbina;
- Pressão de vapor na entrada da turbina;
- Rendimento das Turbo-máquinas.

Quanto mais baixo o parâmetro, maior o rendimento:

- Temperatura de condensação do vapor (quanto mais baixa, maior o rendimento);

De qualquer forma o rendimento no ciclo de Rankine será menor que o do ciclo de Carnot. Assim, considerando um ciclo de Rankine com temperatura máxima de 370°C, pressão de vapor e de condensação de 100 bar e 0,04 bar, respectivamente e um rendimento de 100% para a bomba e turbina, obteremos um rendimento máximo de 40,5%, enquanto que o rendimento para o ciclo de Carnot seria de aproximadamente 53% (Casals 2001). Já o rendimento das turbo-máquinas é um dado fornecido pelo fabricante do equipamento e, atualmente, encontra-se na faixa de 80-90%.

As limitações no rendimento do sistema podem ser, por exemplo, a resistência térmica dos materiais que são construídos os componentes do ciclo, limitando a temperatura do fluido na entrada da turbina, os mecanismos de refrigeração empregados que podem limitar as temperaturas de resfriamento do vapor. Para diminuir o impacto das limitações de projeto no ciclo de Rankine Simples, existem algumas configurações ou modificações que pode ser realizadas como, por exemplo:

Reaquecimento do vapor antes de terminar sua expansão na turbina. O motivo é poder empregar maiores pressões na entrada da turbina, pois os valores elevados desta pressão contribuem para a elevação do rendimento.

Pré-aquecimento regenerativo, que consiste em fazer extrações do vapor desde a turbina e empregá-las para pré-aquecer a água antes de entrar na caldeira, aumentando também o rendimento do ciclo.

Abaixo, um tabela com exemplos do ciclo de Rankine para Centrais Termo Solares.

Tabela 6. Comparações entre Plantas Termo Solares para o Ciclo de Rankine.

Parâmetro	Planta Termo Solar			
	Coolidge	Shenandoah	Dish ORC	Solar One
$T_{\text{máx}}$	268°C	382°C	400°C	516°C
$T_{\text{condensação}}$	40,5°C	110°C	45°C	43°C
Potência	240 kW	430 kW	26 kW	12.900 kW
Fluido	Tolueno	Vapor d'água	Tolueno	Vapor d'água
Eficiência	24%	17%	24%	35%
Carnot	57%	41%	45%	58%

Fonte: (Stine e Geyer 2001).

Existem outros ciclos usados em centrais Termo Solares, como o Ciclo de Stirling e Ciclo de Brayton para os Sistemas de Disco Parabólico. Mas o ciclo mais utilizado em centrais de Receptor Central é o ciclo de Rankine.

3.8. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O sistema de armazenamento de energia é empregado para aproveitar o excesso de energia coletada pelo subsistema solar de uma central Termo Solar, e armazená-lo em um ambiente adequado para o uso durante os períodos de ausência do Sol (noite ou dias nublados).

Outra motivação para o uso do armazenamento da energia é na regulação da eletricidade produzida para sistemas conectados diretamente a rede elétrica. A energia solar coletada é função das condições climáticas e ambientais (horário, índice de nebulosidade, chuvas, e etc.) fazendo com que a energia elétrica produzida e entregue a rede varie igualmente. Com o armazenamento, diminui-se a dependência da produção das condições locais melhorando a estabilidade do sistema elétrico ao qual a central está conectada, e garantindo a entrega da eletricidade, suprimindo a demanda regional.

Um conceito importante é o múltiplo solar que, conforme explicitado anteriormente no capítulo 3.5, é o cociente entre a energia solar captada pelos coletores e a quantidade mínima de energia solar necessária para mover a turbina e gerar eletricidade. Calcula-se esse fator comparando a capacidade de coleta de energia pelos coletores no subsistema solar e disponibilidade solar local e, a partir

desta informação, projeta-se o sistema de armazenamento térmico de uma central. O seu valor primário é 1.0, que diz que toda a energia coletada pelo subsistema solar é transformada em energia elétrica. O aumento do múltiplo tem consequência direta no aumento da capacidade de armazenamento e produção de energia elétrica.

Por exemplo, para um ciclo qualquer produzir energia por um período de 24 horas ininterruptas durante o solstício de verão é necessário um múltiplo solar de 2.8, enquanto que o mesmo período durante o solstício de inverno, o múltiplo solar necessário é de 5.0 (Casals 2001).

A combinação do múltiplo solar e capacidade de armazenamento deve ser equilibrada para otimização do comportamento da central. Existem diversos motivos para realizar a otimização do sistema, que podem levar a diferentes relações entre o múltiplo solar e capacidade de armazenamento, entre eles:

- Aumento do rendimento total anual de conversão de energia solar em energia elétrica;
- Diminuição do custo da energia elétrica produzida, obtendo um valor menor que o de centrais sem armazenamento;
- Aumento da Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento, que é recuperado mais rapidamente;
- Redução dos custos ambientais associados à geração de eletricidade;

Existem, basicamente, duas possibilidades de armazenamento da energia coletada: Armazenamento Térmico e Armazenamento Termoquímico. O primeiro pode ser dividido em Armazenamento Térmico a Calor Sensível e Armazenamento Térmico a Calor Latente. No Armazenamento Térmico a Calor Sensível utilizam-se tanques termicamente isolados com um fluido frio, que gradativamente tem sua temperatura elevada pelo fluido de trabalho aquecido anteriormente pelo subsistema solar. Na maioria das aplicações industriais os fluidos utilizados são os mesmos, o que elimina a necessidade de um trocador de calor intermediando o processo. O principal problema encontrado neste tipo de armazenamento é que, em geral, a temperatura do fluido nos tanques estabiliza a um valor intermediário entre o valor inicial e o valor do fluido provindo do subsistema solar. Isto pode provocar a diminuição do rendimento da planta solar.

O Armazenamento Térmico a Calor Latente ocorre, segundo (Stine e Geyer 2001), quando a energia é armazenada ou liberada durante o ciclo de troca de fase

de um material. Em resumo, materiais com alta capacidade de absorção de energia, absorvem a energia térmica do fluido de trabalho durante sua fase de descongelamento/derretimento, podendo permanecer assim por longos períodos. Posteriormente, estes liberam novamente esta energia ao sistema quando estão retornando para seu estado sólido. Uma série de problemas afeta este tipo de aplicação, como o seu alto custo e a possibilidade de acontecer uma violenta reação entre o fluido de trabalho e o material usado no armazenamento.

O Armazenamento Termoquímico ocorre quando utilizamos a energia térmica para realizar uma reação química reversível, armazenando assim energia térmica nos compostos resultantes. A energia térmica é liberada novamente quando revertida a reação. Uma grande vantagem de se armazenar quimicamente a energia solar é que uma vez convertida em energia química esta pode ser armazenada e transportada a temperatura ambiente com a mesma facilidade que os combustíveis fósseis. Além disto, esta energia química, em geral, pode ser utilizada em outras plantas térmicas convencionais que utilizam as fontes fósseis como combustíveis.

3.9. PLANTAS HÍBRIDAS

As plantas híbridas são plantas que geram energia elétrica através da queima de combustíveis fósseis em paralelo a geração utilizando apenas a energia solar. A utilização das duas fontes de energia (solar e fóssil) em paralelo apresenta uma série de vantagens, do ponto de vista econômico, elétrico e do próprio sistema termo solar.

Um das maiores vantagens do hibridismo é a diminuição das variações diárias ou sazonais em relação a geração de eletricidade de uma planta termo solar. Utilizando a geração fóssil como complemento a geração solar, melhora-se a estabilidade do sistema elétrico o qual está conectado, pois reduz os transitórios na energia elétrica entregue, associados as variações da irradiação solar.

Outro fator importante relacionado a diminuição da intermitência energética é o aumento do tempo de operação do sistema, que por sua vez aumenta o rendimento global da planta e a vida útil dos equipamentos que, aliado aos baixos preços dos combustíveis fósseis, provoca uma diminuição dos custos de operação do sistema, e conseqüentemente, diminuindo os preços da energia elétrica produzida (Casals 2001). Com isto, as termo solares tornam-se mais atrativas aos

olhos dos investidores, pois aproximam da curva custo/eficiência das plantas convencionais.

A hibridização pode diminuir os custos iniciais necessários para construção de uma usina termo solar, pois possibilita o descarte do sistema de armazenamento. A diminuição dos investimentos iniciais, podem significar um aumento no número de plantas ao redor do mundo, fazendo com que a tecnologia alcance uma economia de escala, diminuindo ainda mais os custos da planta.

De acordo com (Casals 2001), podemos dividir as centrais híbridas em duas categorias, de acordo com o tipo de necessidade de hibridização.

- Centrais Solares com complemento fóssil:
 - o Estabilização da produção elétrica, em centrais solares que implementam a queima de um combustível fóssil para suprimir a demanda por energia elétrica, de maneira constante, independente das variações diário/sazonais da irradiação solar;
- Centrais Convencionais com complemento solar:
 - o Poupança de combustíveis fósseis, em centrais que implementam um subsistema solar para reduzir a necessidade de combustível na planta. De acordo com a disponibilidade solar local, a central queimará mais ou menos combustível, mas produzirá uma saída constante;
 - o Incremento de potência, onde a turbina a vapor é superdimensionada (25-50%) para ser capaz de aproveitar a energia solar quando disponível. Entretanto, o superdimensionamento pode prejudicar o rendimento do sistema quando a energia solar não está disponível

3.10. CONCLUSÃO

Conclui-se que a tecnologia de Receptor Central é uma das tecnologias mais promissoras, podendo tornar-se um das principais fontes de energia elétrica e contribuir com boa parte da demanda por eletricidade no mundo. No entanto, esta planta solar é uma planta ainda em fase de testes, e não possui a mesma maturidade técnico-econômica que uma central Cilindro Parabólica. As plantas híbridas podem auxiliar na popularização deste tipo de tecnologia, pois podem produzir energia a custos competitivos.

4. CUSTOS E MEIO AMBIENTE

4.1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, a preocupação em relação as mudanças climáticas no globo e sua potencial relação com a liberação excessiva de gases do efeito estufa na atmosfera tem provocado um aumento do interesse em tecnologias limpas de geração de energia. Entretanto, vale ressaltar que a relação causa/efeito das emissões com o aquecimento global ainda não foi verdadeiramente comprovada. Porém, é evidente os impactos que o excesso destes gases produzem na atmosfera e na saúde humana.

Para diminuir estes problemas causados pelos gases de efeito estufa é necessário adotar fontes de energia mais limpas e renováveis, que liberam pouco ou nenhum gás poluente e que gerem o menor impacto ao meio ambiente, e conseqüentemente a saúde humana. Dentre as tecnologias de geração de energia, as centrais termo solares destacam-se como fontes promissoras de energia, que podem tornar-se peças fundamentais nas matrizes energéticas mundiais. Porém, atualmente, estas apresentam alguns entraves técnico-econômicos que as tornam produtores de eletricidade menos competitivas que seus pares convencionais.

Estudos realizados pelo GEF (*The Global Environmental Facility*) (Price e Stephen 1999), mostra que os Coletores Cilíndricos Parabólicos alcançaram ao longo dos anos, e após inúmeros testes e plantas piloto, um amadurecimento comercial superior as outras tecnologias termo solares. Porém, o estudo também mostrou que a tecnologia de Receptor Central é a tecnologia termo solar que apresenta o maior potencial de redução de custos. É neste contexto que será apresentado todo o potencial de redução de custos da tecnologia de Receptor Central, bem como todos os benefícios que este tipo de fontes de energia pode trazer a sociedade como um todo.

4.2. ANÁLISE DE CUSTOS DE UMA PLANTA DE RECEPTOR CENTRAL

Existem diferentes perspectivas em uma análise econômica, mas, em linhas gerais, uma análise pode ser feita sob a ótica dos setores privado e público. O setor

público visa equilibrar o bem estar financeiro com o sócio-ambiental, onde o preço não é isoladamente o principal fator para tomada de decisão. Esta abordagem permite tratar os custos externos da geração de energia como os gases de efeito estufa, assunto o qual discutiremos mais adiante. Já o setor privado, em geral, ignora este tipo de informação, visando itens como o tempo de retorno do investimento, preço de mercado, que agreguem valor financeiro ao investidor.

Conforme dito anteriormente, a tecnologia termo solar de Receptor Central é uma tecnologia menos madura comercialmente em relação a de Coletores Cilíndrico Parabólicos, mas em compensação é a que apresenta o maior potencial de redução de custos. As informações de custo apresentadas neste trabalho foram baseadas nos estudos realizados para o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e o Laboratório Nacional de Energia Renovável Norte-Americano (NREL) (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

Neste estudo foram usadas quatro plantas de Receptor Central como referência. Elas apresentam distintas características entre si e foram divididas como: Caso Base, representada pela planta Solar Two, o Curto Prazo através da planta Solar Tres, o Médio Prazo, através da planta Solar 100, e o Longo Prazo através da planta Solar 220. Na Tabela 7 abaixo seguem as características das plantas.

Tabela 7. Características das plantas termos solares de Receptor Central utilizadas no estudo.

Caso Projeto Ano	Caso Base Solar Two 1996	Curto Prazo Solar Tres 2004	Médio Prazo Solar 100 2008	Longo Prazo Solar 220 2018
Ciclo de Potência	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine Supercrítico
Potência Líquida, MW	10	13,65	100	220
Fator de Capacidade, %	21%	78%	73%	72%
Área dos Heliostatos, m ²	39/95	95	148	148
Área do Campo de Heliostatos, km ²	0,08	0,23	1,32	2,65
Área do Receptor, m ²	100	280	1110	1990
Fluido de Transferência	Sal Fundido	Sal Fundido	Sal Fundido	Sal Fundido
Temperatura de Operação, °C	565	565	565	650
Fluido para Armazenamento Térmico	Sal	Sal	Sal	Sal + O ₂
Tempo de Armazenamento, hr	3	16	13	17
Área Total, km ²	0,4	1,1	6,6	14

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

A seguir será apresentada informações de custo de investimento, operação e manutenção, assim como o potencial de redução de custos para a planta de Receptor Central.

4.2.1. Custos de Investimento

Os custos de investimento de uma planta de Receptor Central são extremamente altos quando comparados aos de plantas térmicas convencionais, ou até mesmo entre as plantas termo solares.

Os heliostátos são os componentes mais dispendiosos neste tipo de tecnologia, onde podemos observar através da Figura 24 que o campo de heliostátos representa sozinho 43% do custo total de investimento da planta térmica Solar Tres. Em seguida está o receptor representando 18%, o bloco de potência elétrica (gerador e turbina) representando 13%.

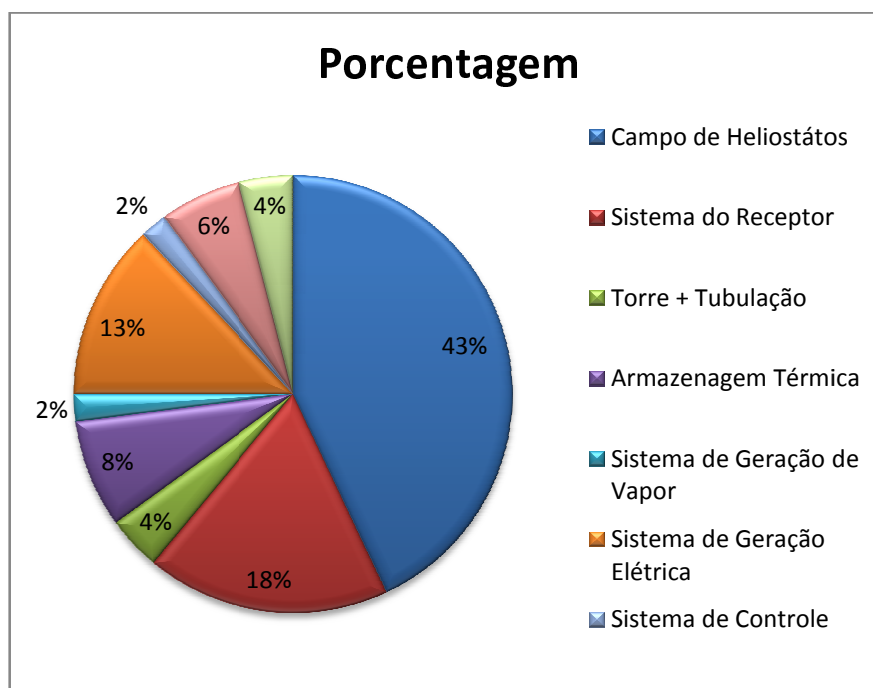


Figura 24. Porcentagem dos custos de investimento para a planta Solar Três (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

A seguir, a projeção de custos de investimento para curto, médio e longo prazo (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

Tabela 8. Projeção de Custos em Curto, Médio e Longo Prazo para o Receptor Central.

Caso Projeto Ano	Curto Prazo*	Médio Prazo*	Longo Prazo*
	Solar Tres 2004	Solar 100 2008	Solar 220 2018
Estruturas e Melhorias, \$M	2.8	5.3	7.2
Campo de Heliostátos, \$M	33.5	139.8	198.8
Receptor, \$M	14.0	25.0	34.4
Torre e Tubulação, \$M	2.8	11.9	24.3
Armazenamento Térmico, \$M	5.9	28.9	57.2
Gerador de Vapor, \$M	1.6	5.8	9.3
Bloco de Potência Elétrica, \$M	10.0	40.0	83.6
Sistema de Controle, \$M	1.8	1.6	1.6
Balanceamento da Planta, \$M	4.8	7.8	9.9
Custos Diretos, \$M	77.3	266.1	426.3
Engenharia, Administração e Desenvolvimento, \$M	6.6	20.8	33.3
Terreno (sem custos para Solar Tres)(\$5,000/hectare), \$M	0	3.3	7.0
Contingência, \$M	6.3	20.2	34.3
Total de Custos, \$M	97.4	310.3	599.9
Total de Custos, \$/kW	7,135	3,103	2,272

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

*Notação decimal inglesa

4.2.2. Custos de Operação e Manutenção

Assim como foi explicitado anteriormente, as plantas de Receptor Central são pouco desenvolvidas comercialmente. Portanto, a realização de uma análise precisa de custos envolvendo processos de operação e manutenção é um trabalho complexo. Para facilitar esta análise, o estudo em (Sargent and Lundy Consulting Group 2003) utilizou os dados coletados e a experiência adquirida com a operação das plantas comerciais Cilíndricos Parabólicas no deserto da Califórnia, e as ajustou de acordo com as particularidades da tecnologia de Receptor Central.

O maior impacto no custo de Operação e Manutenção de uma planta de Receptor Central encontra-se no campo solar. O aumento no tamanho do campo proporciona o aumento das despesas de O&M com a Equipe de Apoio.

Em uma planta de Receptor Central, os custos de operação e manutenção são compostos basicamente por dois fatores principais: Equipe de Apoio e Materiais e Serviços.

4.2.2.1. Equipe de Apoio

A Equipe de Apoio é a equipe responsável pelo dia a dia da planta, auxiliando na administração, operação e manutenção da central termo solar. O número de pessoas que trabalha em uma planta solar aumenta significativamente com o aumento do campo solar. Isto porque é necessário um maior número de trabalhadores para aplicar a manutenção devida aos heliostátos como, por exemplo, o processo de limpeza dos espelhos. Abaixo segue uma estimativa realizada por (Sargent and Lundy Consulting Group 2003) do número de pessoas necessárias para efetuar a operação e manutenção em cada uma das centrais exemplos:

Tabela 9. Estimativa do quantitativo da Equipe de Apoio para Curto, Médio e Longo Prazo.

	Curto Prazo Solar Tres	Médio Prazo Solar 100	Longo Prazo Solar 220
Administrativo	7	7	7
Operação da Planta	11	11	11
Manutenção do Bloco de Energia	7	7	7
Manutenção do Campo de Heliostátos	8	21	50
Total	33	46	75

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

4.2.2.2. Materiais e Serviços

Os Materiais e Serviços são todos os materiais, equipamentos e contratos de serviços adquiridos para pleno funcionamento da planta. Eles podem ser divididos em:

- Contratos de Serviços, que são os contratos de serviços prestados a uma central por meio de empresas terceiras, podendo incluir, segundo (Sargent and Lundy Consulting Group 2003), serviços de controle e manutenção dos sistemas de computação, eliminação do lixo e resíduos sanitários, manutenção das estradas de acesso e veículos utilizados, e etc.;
- Utilização e tratamento da água, que é constantemente utilizada para limpeza e resfriamento dos equipamentos. No caso de uma planta solar, o uso adicional acontece durante a lavagem dos espelhos. Água tratada quimicamente também é bastante utilizada, principalmente em usinas que a utilizam como fluido de trabalho, que dever ser, por exemplo, desmineralizadas para reduzir a corrosão das tubulações;

- Peças e Materiais, que são itens utilizados em caráter contingencial, para substituir algum componente da planta que, por alguma razão, encontra-se avariado ou com algum tipo de problema técnico. Um exemplo de peça que pode vir a ser substituída em uma planta termo solar são os espelhos dos heliostatos;
- Capital para Equipamentos, que é utilizado para obtenção de equipamentos e veículos necessários para operar e manter a planta, como caminhões e tratores;
- Custos Diversos, incluindo os custos administrativos, como segurança, treinamento, viagens e suprimentos, para compra de combustível e reparo de veículos.

Na Tabela 10 encontra-se um resumo dos custos gerais com Materiais e Serviços para operação e manutenção de uma planta termo solar:

Tabela 10. Resumo de Custos para Materiais e Serviços em uma planta termo solar.

Materiais e Serviços	Custo*
Contratos de Serviços, \$	
Solar Tres	180,000
Solar 100	260,939
Solar 220	365,372
Utilização da Água, \$/m ³	
Bruta	0.32
Desmineralizada	0.54
Peças e Materiais, \$/m ² -ano	0.25
Capital para Equipamentos, \$m ²	
Solar Tres	0.12
Solar 100	0.23
Solar 220	0.38
Diversos, \$	
Solar Tres	253,000
Solar 100	296,360
Solar 220	352,307

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

*Notação decimal inglesa

Através destas informações é possível realizar uma comparação dos custos usuais para O&M para curto, médio e longo prazo, utilizando as plantas termo solares: Solar Tres, Solar 100 e Solar 220, respectivamente. Na Tabela 11 abaixo se encontra este resumo:

Tabela 11. Comparação de custos de Operação e Manutenção para as plantas de Curto, Médio e Longo Prazo, respectivamente.

	Solar Tres*	Solar 100*	Solar 220*
Características da Planta			
Potência Líquida, MW	15	100	220
Fator de Capacida, %	78	73.2	72.9
Eficiência Solar-Elétrica Anual, %	13	16.5	17.3
Armazenamento Térmico, hrs	16	13	13.1
Campo Solar, m ²	233,772	1,354,452	2,771,730
Operação e Manutenção			
Número da Equipe de Apoio	33	46	67
Taxa Média Trabalhista, \$k/ano	62	50	50
Custo do Empregado, \$k/ano	2,046	2,299	3,364
Custo Anual de Materiais e Serviços, \$k/ano	686	2,065	4,277
Custo Total de O&M, \$k/ano	3,041	5,127	9,132
Custo Total de O&M, \$/kWh	0.033	0.008	0.006

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

*Notação decimal inglesa

4.2.3. Redução de custos

As ações que visam a redução de custo de investimento, da operação e manutenção de uma planta, têm como objetivo a redução do custos da energia gerada por quilowatt. Uma das principais ações, conforme explicitado no capítulo anterior é a utilização de combustíveis fósseis como fontes de energia em conjunto a energia solar, que é chamado de hibridização. Segundo (SolarPACES.org 2002), os riscos financeiros de uma planta comercial de novas tecnologias podem ser reduzidos através da hibridização. Em uma planta híbrida, a energia solar pode ser usada para reduzir o uso do combustível e/ou elevar a capacidade de produção de energia em uma turbina a vapor.

Neste último, uma turbina a vapor é superdimensionada entre 25-50% além do que a turbina pode produzir somente utilizando o combustível fóssil. Além desta faixa, a eficiência da conversão termo-elétrica diminuirá consideravelmente (SolarPACES.org 2002). Em uma planta convencional hibridizada com energia solar, a contribuição do sol é de 25% da energia de pico entregue e entre 10-25% da eletricidade anual.

Estudos mostram também que o preço da energia é reduzido adicionando maior capacidade de armazenamento a planta, pois esta ação aumenta o fator de capacidade. Por outro lado, o aumento do armazenamento representa um aumento no custo de investimento da planta, necessitando que o índice fator de

capacidade/custo de investimento tenha que ser balanceado (SolarPACES.org 2002).

Em geral, todas estas ações visam melhorar a eficiência da planta, aumentando o volume de energia produzida por ano e diminuindo os custos por quilowatt produzido. Inúmeras outras melhorias na planta podem ser introduzidas para tentar alcançar tal desejo. Na Tabela 12 que segue abaixo, encontra-se a lista de eficiência anual dos componentes de uma planta de Receptor Central e suas respectivas projeções a Curto, Médio e Longo prazo:

Tabela 12. Eficiência Anual dos Componentes de uma planta de Receptor Central.

Componente	Caso Base	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo	Obs.
	Solar Two 1996	Solar Tres 2004	Solar 100 2008	Solar 220 2020	
Coletor	50,3%	57%	56%	56%	A eficiência dos coletores deve diminuir em grandes plantas porque aumenta a distância média entre o campo de heliostatos e a torre, assim como a atenuação atmosférica. O estudo projetou melhorias na refletividade (em até 95%) e limpeza para compensar este efeito.
Receptor	76%	78,3%	83,1%	82%	A eficiência aumenta na perspectiva em médio prazo devido ao aumento do fluxo de energia e da diminuição das perdas térmicas no receptor. Em longo prazo, o aumento do fluxo de energia não é capaz de compensar as perdas devido a elevada temperatura de operação.
Eficiência Bruta do Ciclo	31,7%	38%	41,4%	45,6%	A turbina da Solar Two fora projetada para propulsão marinha e reaquecimento precário. Diversas melhorias estão sendo implementadas atualmente visando o aumento da eficiência das turbinas, como menor dependência do resfriamento da temperatura com água, e etc.
Armaz. de Energia	97%	98,3%	99,5%	99,5%	A eficiência aumentará devido o aumento do tamanho do tanque, provoca a diminuição das perdas térmicas.
Tubulação	99%	99,5%	99,9%	99,9%	O aumento da eficiência acontece devido o aumento na largura do tubo e diminuição das distâncias percorridas pelos mesmos.
Disponibilidade	90%	92%	94%	94%	A disponibilidade deverá ser alcançada após os primeiros 12-18 meses de operação.
Eficiência Solar-Elétrica	7,6%	13%	16,1%	17,3%	O grande salto entre o Solar Two e Solar Tres é devido o uso de turbina com reaquecimento, novo campo de coletores, e diversas outras melhorias.

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003)

O aumento nas eficiências projetadas na Tabela 12 têm um impacto significativo no custo de investimento da planta. De acordo com (SolarPACES.org 2002), para ter competitividade em relação as tecnologias convencionais, a planta

de Receptor Central de ter capacidade de produção maior que os 10MW providos pela Solar Two nos anos 90.

Considerando que o aumento na capacidade da planta eleve os custos de investimento, operação e manutenção em relação as plantas convencionais, são necessários incentivos financeiros e subsídios por parte dos governos para que este tipo de geração de eletricidade possa ser empregado. Para as plantas menores, é recomendado em (SolarPACES.org 2002) que sejam hibridizadas, a fim de aumentar a disponibilidade e o volume de produção anual de energia.

4.2.3.1. Redução de custos de investimento

As projeções de redução de custo de investimento para uma central de Receptor Central foram baseadas em 3 fatores: Melhorias Tecnológicas, Fator de Escala e Volume de Produção. As Melhorias Tecnológicas podem ser inúmeras, visando o aumento da contribuição solar para a produção de energia. O Fator de Escala diz respeito ao aumento ou diminuição do tamanho dos componentes de uma central, enquanto que o Volume de Produção está relacionado a economia de escala adquirida através do aumento da quantidade de componentes produzidos e a da curva de aprendizagem de fabricação. Abaixo seguem as principais os principais fatores para redução de custo de uma central de Receptor Central:

Tabela 13. Principais melhorias para redução de custo de investimento em uma planta de Receptor Central.

Componentes	Melhorias Tecnológicas	Fator de Escala	Volume de Produção	Obs.
Coletores	• Espessura do Espelho; • Aumento da Refletividade; • Técnicas de Direcionamento ao receptor; • Melhores práticas de manutenção; • Sistemas de controle melhorados.	• Crescimento do tamanho dos heliostatos de 95 m² para 148 m²; • Fator de Escala 0,8.	• Aumento médio de Produção dos Heliostatos de 51,4% para Solar 220.	• Estudo realizado pela ADL; • Volume de produção produz um grande impacto no custo dos heliostatos.
Bloco de Potência Elétrica	• Turbina com reaquecimento e duplo reaquecimento; • Melhores fluidos de transferência; • Melhorias na eficiência do gerador de energia.	• Projeção de aumento de 13MW (Solar Tres) a 200MW (Solar 2020);	• Aumento no volume de produção tem pouca influência sobre o custo do Bloco de Potência Elétrica;	• O fator de escala é o principal fator para redução de custos.
Receptor	• Aumento da Absorção do Receptor; • Diminuição da Absorção nos materiais de revestimento; • Tubos com elevado teor de nível e menores superfícies permitindo alto fluxo solar; • Melhorias no isolamento permitindo redução das perdas térmicas.	• Aumento no Tamanho da área do Receptor de 269m² (Solar Tres) para 1.960m² (Solar 220); • Fator de Escala 0,7	• Aumento no volume de produção tem pouca influência sobre o custo do Receptor;	• O fator de escala é o principal fator para redução de custos.
Armazenamento Térmico	• Melhores matérias para armazenamento como o Sal Fundido; • Aumento no tamanho dos tanques de armazenamento; • Melhorias no isolamento dos tanques.	• Aumento no tamanho dos Tanques e do tempo médio de armazenamento de 16 (Solar Tres) para 17 horas (Solar 220); • Fator de Escala 0,78.	• Aumento no volume de produção tem pouca influência sobre o custo do Armaz. Térmico.	-
Gerador de Vapor	• Melhorias na tubulação do evaporador; • Aumento na isolação dos materiais; • Aumento na eficiência da bomba; • Melhorias no pré-aquecimento do fluido.	• Aumento na capacidade de geração de vapor a uma temperatura de 650°C; • Fator de Escala 0,7.	• Aumento no volume de produção tem pouca influência sobre o custo do Gerador de Vapor.	-
Balanceamento da Planta	-	• Aumento da potência de 13.5 MW (Solar Tres) para 200 MW (Solar 220); • Curva de Tendência para o fator de escala é igual a $Y = (461,3)x^{-0,1896}$, onde Y=\$/kW e x=MW	-	• Melhorias Tecnológicas e o aumento do volume de produção não têm influência sobre o custo do Balanceamento da Planta.

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

4.2.3.2. Redução de custos de Operação e Manutenção

A redução de custos de O&M de uma planta é primeiramente resultado do aumento do fator de capacidade anual da planta, que pode ser encontrado na Tabela 11, que por sua vez tem o seu aumento diretamente ligado ao aumento do armazenamento térmico.

O aumento da capacidade de produção (MW) e da utilização (Fator de Capacidade) da planta tem impactos relativamente baixos nas despesas de O&M (\$/ano). Por isto, a quantidade e complexidade dos equipamentos se mantêm constante e a equipe de apoio se mantém ligeiramente constante (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

4.2.4. Custo Equalizado de Energia – LEC

Através das informações de custos e produção anual de energia de uma planta pode se calcular o LEC (do inglês, *Levelized Energy Cost*), ou Custo Equalizado de Energia. O LEC é calculada somando todos os custos anuais e dividindo pela produção anual de energia. Em geral, a moeda de referência utilizada é o dólar americano.

O LEC é utilizado principalmente para comparar o custo da eletricidade produzida pelo volume de produção (\$/kWh) das diversas fontes de geração de energia de maneira igual. Para as plantas termo solares híbridas, o principal problema encontra-se no fato que as contribuições de seus subsistemas solares não são iguais uns aos outros. Plantas com baixa contribuição solar irão possuir um LEC distorcido, próximo aos de centrais convencionais, apresentando índices de custo/eficiência baixos.

A comparação do LEC de toda a planta não identifica as melhorias em custo/eficiência que devem ser implementadas na central a fim de melhorar este índice. Para contornar este problema, compara-se o LEC apenas dos componentes solares das plantas (Price e Stephen 1999). Abaixo segue a equação para o cálculo do LEC solar:

$$LEC_{solar} = \frac{[LEC_{STPP} - (1 - FS)LEC_{conv}]}{FS}$$

Onde,

LEC_{STPP} é o LEC total da planta híbrida (componentes solares e componentes convencionais),

LEC_{con} é o LEC de uma central convencional que poderia ser construída no lugar da planta híbrida em questão,

E o FS é a fração do fator de capacidade correspondente ao subsistema solar de energia.

As projeções dos custos de investimento e de operação e manutenção em (Sargent and Lundy Consulting Group 2003) foram utilizadas para o cálculo do LEC, sendo apresentados na Tabela 14 abaixo, novamente para Curto, Médio e Longo prazo:

Tabela 14. Projeções do LEC de investimento e de operação e manutenção de plantas de Receptor Central para Curto, Médio e Longo prazo.

	Solar Tres*	Solar 100*	Solar 220*
	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Custo de Investimento, \$/MWh	97.1	52.9	41.8
Custos Fixos de O&M, \$/MWh	46.1	15.3	12.9
Custos Variáveis de O&M, \$/MWh	0.0	0.0	0.0
LEC, \$/MWh	143.2	68.2	54.7

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

*Notação decimal inglesa

4.2.5. Curva de Aprendizagem ou Experiência

A curva de aprendizagem ou experiência descreve como a unidade de custo é reduzida com o aumento cumulativo da produção. A característica única da curva de aprendizado é que o custo declina a uma porcentagem constante ao dobrar o número total de unidades produzidas (Price e Stephen 1999).

A CA (curva de aprendizagem) pode ser utilizada como uma informação complementar ao LEC, informando diversos cenários de redução de custo em um período de tempo para tecnologias de geração de energia. Para o último MW produzido em um determinado cenário, o LEC cumulativo assume a forma algébrica $LEC_{cum} = C_0 MW_{cum}^{-b}$, onde C_0 é o custo da primeira unidade de MW produzida, MW_{cum} é o MW cumulativo produzido até o momento desejado, e b é o índice de aprendizagem (Price e Stephen 1999).

Os diferentes cenários podem ser obtidos através da taxa de progressão de uma planta de geração de energia. A taxa de progressão (PR) é o progresso na

redução dos custos para a cada duplicação da produção cumulativa. Uma PR de 0,8 significa que o custo será reduzido em 20% ao dobrar a produção. Algebricamente, a PR pode ser definida como $PR = 2^b$. Em processos contínuos, em geral, a taxa de progressão é baixa. Com isto, através do uso da curva de aprendizagem para acompanhar a projeção do LEC, podemos integrar em uma única visão analítica os custos de investimento, O&M e informações de desempenho da planta. Abaixo segue um exemplo gráfico da utilização da Curva de aprendizagem integrada ao LEC.

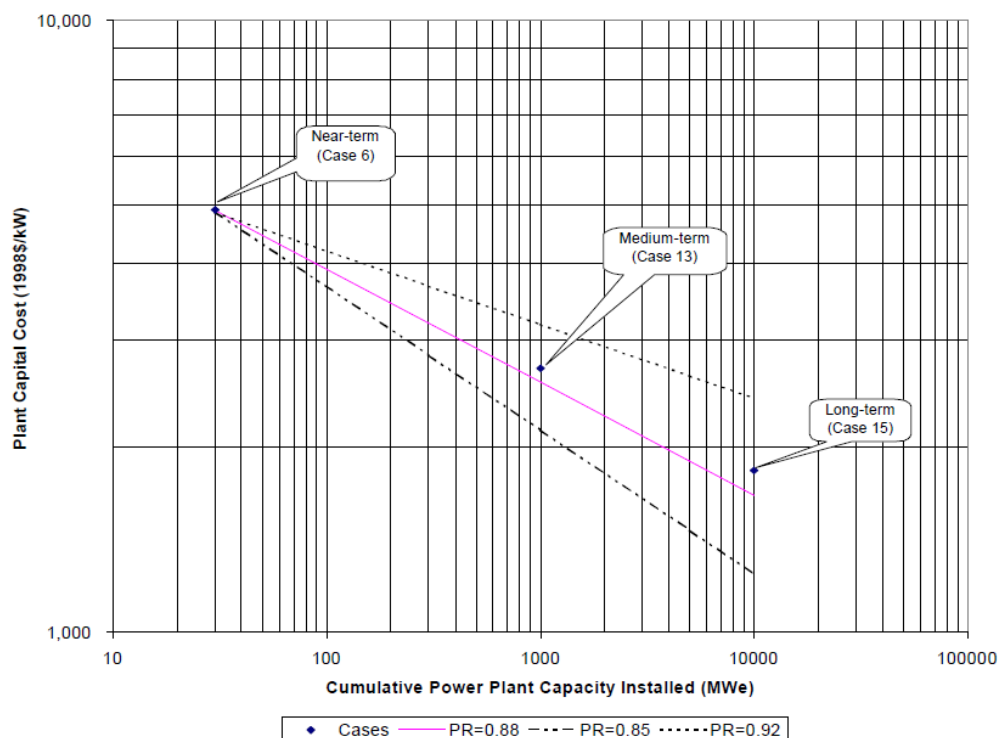


Figura 25. Exemplo de curva de aprendizagem integrada ao LEC (Enermodal Engineering Limited 1999).

4.2.6. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade procura determinar o efeito da variação de determinados itens sobre o valor total da planta. Através da variação de informações relevantes para o investimento e operação de uma planta de Receptor Central procura-se determinar sua influência sobre o LEC. O caso base utilizado em (Sargent and Lundy Consulting Group 2003) é o da planta Solar 220 que apresenta uma estimativa de custos de investimento de US\$ 3591/kW e de custo anual de O&M de US\$ 9132. Na tabela encontra-se a análise de sensibilidade para diferentes cenários, e suas respectivas variações.

Tabela 15. Análise de Sensibilidade.

		LEC em 2020		Obs.
		\$/kWh*	% Diferença	
Depreciação, anos				• Representa o custo pelo desgaste ou obsolescência dos ativos da planta.
5		0.0547	Caso Base	
10		0.0580	6%	
15		0.0614	12,3%	
Taxa de Crédito de Investimento, %				• Grande impacto na viabilidade econômica de uma planta renovável.
0%		0.0590	7,8%	
5%		0.0568	3,9%	
10%		0.0547	Caso Base	
15%		0.0526	-3,9%	
Taxas e Impostos sobre Empresas (Composição entre Federal e Estadual), %				• O caso base para taxas federais e estaduais é 35% e 8%, respectivamente; • A variação das taxas depende das condições econômicas da localidade em um determinado momento.
38%		0.0557	1,9%	
43%		0.0547	Caso Base	
48%		0.0538	-1,7%	
Inflação, %				• A variação da taxa de inflação tem pouca influência sobre a LEC.
Índice	TIR			
1,5%	12,9%	0.0542	-1%	
2,5%	14%	0.0547	Caso Base	
3,5%	15,1%	0.0553	1%	
Custo de Capital (TIR), %				-
13%		0.0508	-7,1%	
14%		0.0547	Caso Base	
15%		0.0588	7,6%	
Duração da Construção, anos				• O caso base tem como base as experiências anteriores com as plantas termo solares.
1		0.0547	Caso Base	
2		0.0577	5,4%	
3		0.0608	11,1%	
Custo de Investimento, %				-
0%		0.0547	Caso Base	
10%		0.0595	8,7%	
20%		0.0642	17,4%	
Custo O&M Anual, %				-
0%		0.0547	Caso Base	
10%		0.0554	1,3%	
20%		0.0561	2,6%	
Propriedade				• Taxa Interna de Retorno (TIR) para Produtores Independentes: 14%; • Empresas Públicas exigem menores TIR.
Produtor Independente de Energia		0.0547	Caso Base	
Empresas Públicas		0.0526	-3,8%	

Fonte: (Sargent and Lundy Consulting Group 2003).

**Notação decimal inglesa*

4.2.7. Comparação com outras fontes de Energia

Por não ter um excelente competitividade perante as fontes de energia convencionais, as plantas termo solares necessitam de incentivos fiscais, de modo a diminuir os custos de projeto e viabilizar sua construção. Porém, levará alguns anos até que finalmente a tecnologia de Receptor Central apresente os preços de sua energia gerada de forma que possa competir com as fontes de carvão ou as termoeletricas convencionais.

A eletricidade gerada por uma planta solar térmica tem pouca chance de competir com a planta convencional a carvão equipada com purificadores em seu escapamento de gases, e certamente também não conseguem competir com as centrais mais antigas a carvão já pagas. Entretanto, se for levado em consideração o nível de emissão de poluentes na atmosfera, e todos os custos envolvidos para capturar esses gases, a planta solar térmica apresenta uma série de vantagens técnico-econômicas sobre as fontes a combustíveis fósseis. A Tabela 16 abaixo foi baseada em (Shinnar e Citro 2005), e apresenta os custos das fontes a carvão e nuclear, comparando-as com as fontes termo solares e fotovoltaicas. Ambas apresentam características semelhantes.

Tabela 16. Custo da Eletricidade Termo Solar em comparação a fontes a Carvão, Nuclear e Fotovoltaico.

Tecnologia	Investimento (\$/MW)*	Tempo de Operação (h)	Custo por kWh (c\$/kWh)*
Termo Solar (Curto Prazo)	7,135	4900	14
Termo Solar (Longo Prazo)	2,272	4900	5
Carvão com Purificadores	1200	6500	4,5
Nuclear	2200	6500	7
Células Solares (Curto Prazo)	>6000	2500	22,5
Células Solares (Longo Prazo)	2000	2500	7,5

Fonte: (Shinnar e Citro 2005).

**Notação decimal inglesa*

Abaixo segue um gráfico retirado de (Charles, Davis e Smith 2005), onde os custos da energia das fontes convencionais e renováveis são comparadas, incluindo a projeção dos preços.

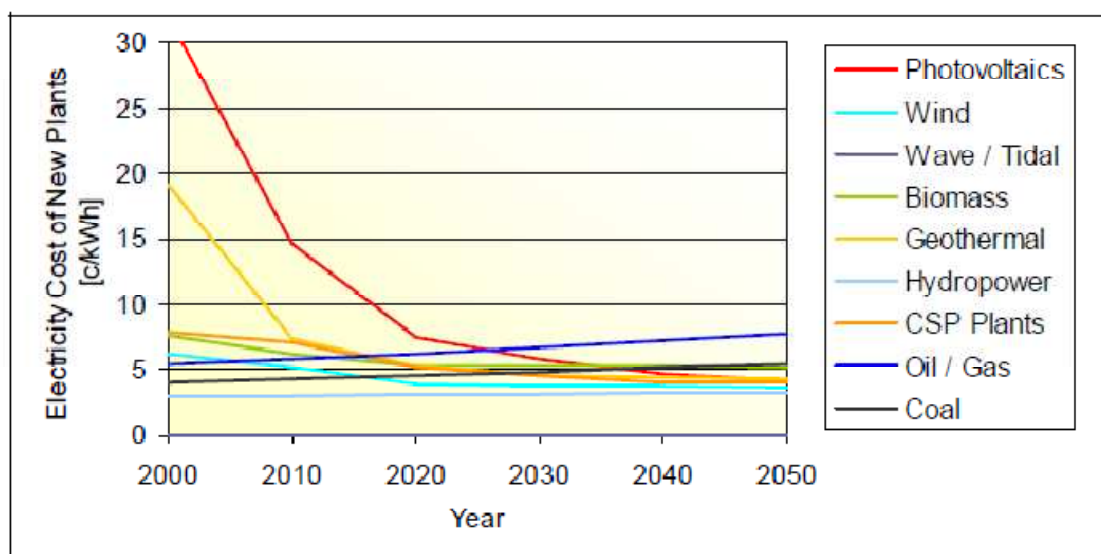


Figura 26. Comparação do custo da eletricidade para planta convencionais e renováveis (Charles, Davis e Smith 2005).

Tabela 17. Comparação dos custos da LEC para fontes renováveis de energia.

Tecnologia	Configuração	LEC (\$/kWh)		
		2010	2020	2030
Biomassa	Queima	7	5,8	5,8
	Gaseificação	6,1	5,4	5
Geotérmica	Hidrotérmico	2,9	2,7	2,5
	Rochas Quentes	8,3	6,5	5,3
Termo Solar	Receptor Central	5,2	4,2	4,2
	Cilíndrico Parabólica	7,6	7,2	6,8
	Disco Parabólico	7,2	6,4	5,9
Fotovoltaica	-	17	10,2	6,2
Eólica	-	3,1	2,9	2,8

Fonte: (Charles, Davis e Smith 2005).

4.3. CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS

Atualmente, devido as crescentes preocupações com as emissões dos gases de efeito estufa, grandes compromissos internacionais têm sido firmados para estabilizar e reduzir os efeitos destas emissões, dada a provável relação entre estas emissões com a mudanças climáticas que vêm ocorrendo no planeta nos últimos anos.

Em geral, estas emissões apresentam uma relação íntima com a produção de energia, e por esta razão, os impactos sobre o meio ambiente ocasionados pela operação destas fontes de energia deveriam ser incluídas no processo de planejamento do parque energético dos países.

As plantas termo solares de energia apresentam uma série de benefícios que podem torná-las opções de investimento atraentes, do ponto de vista ambiental, em relação as fontes convencionais, que, de maneira genérica, apresentam altas taxas de produção e emissão de poluentes, especialmente o CO₂. As centrais puramente solares possuem baixos índices de produção e emissão de gases prejudiciais ao ambiente e exigem menos gastos com segurança ambiental, como apresentadas em fontes nucleares, por exemplo.

Entretanto, as emissões indiretas de CO₂ ocorrem em outros estágios do ciclo de vida da planta termo solar, mas que são insignificantes em comparação as plantas convencionais. Em geral, as emissões indiretas, ocorrem durante o processo de fabricação dos equipamentos e/ou pela utilização dos veículos para operação e manutenção da planta. Como isto, as plantas solares podem contribuir substancialmente na redução dos níveis dos gases de efeito estufa e a mudança climática.

Em uma central termo solar são eliminados por completo todos os impactos derivados da extração, transporte e queima do combustível fóssil. E em central solares híbridas bem projetadas, estes impactos são minimizados de forma proporcional a fração da planta solar, que otimiza o uso do combustível. Porém, o benefício chave é o potencial de redução da poluição liberada, substituindo as plantas convencionais como fontes geradoras de energia. A instalação de uma planta termo solar, ao invés de uma planta convencional, pode evitar que toneladas de CO₂ sejam despejados na atmosfera. Segundo (Casals 2001), cada kWh de origem solar gerada evita-se que 0,85kg de CO₂, 1,5g de SO₂ e 1,9g de NO_x sejam despejados no ar, considerando o valor médio das emissões das centrais termo elétricas.

As emissões originadas de centrais que utilizam o carvão como combustível são bastante elevadas quando comparadas, por exemplo, a centrais que utilizam gás natural devido o rendimento deste último ser maior que o rendimento da fonte a carvão (Casals 2001). Abaixo seguem as emissões típicas de CO₂ durante a operação das usinas de energia utilizando diferentes combustíveis.

Tabela 18. Emissão de CO₂ para diferentes combustíveis fósseis.

Combustível	Ciclo	Rendimento (%)	Emissão de CO ₂ (g CO ₂ /kWh)
Carvão	Vapor (Rankine)	36%	1028
Óleo Combustível	Vapor (Rankine)	36%	778
Gás Natural	Combinado	50%	400

Fonte: (Casals 2001).

Entretanto, as centrais termos solares necessitam de grandes áreas de instalação para que seus benefícios de redução da emissão de CO₂ possa ser utilizado de forma eficiente. Estima-se que para gerar 100MW de energia, uma planta necessite de 800 acres, sendo boa parte ocupada pelo campo solar, enquanto que uma planta de ciclo combinado convencional, com capacidade de geração de 500MW, necessitaria ocupar apenas 20 acres (Stoddard, Abiecunas e O'Connell 2006).

4.3.1. Análise Líquida dos Gases de Efeito Estufa

Uma comparação, tendo como base somente as emissões de gases durante a operação das plantas, não apresenta um panorama completo dos impactos ambientais de uma determinada tecnologia. Existem muitas fases distintas a queima do combustível fóssil que podem emitir gases poluentes necessitando de uma abordagem diferente, revelando os impactos reais de cada tecnologia ao meio ambiente. Para tal, emprega-se a chamada Análise Líquida dos Gases de Efeito Estufa.

A análise contabiliza os emissões ocasionadas durante todas as etapas e processos durante toda a vida útil da planta, desde a extração e transporte do combustível, a fabricação dos materiais e equipamentos empregados na central, até a construção, operação e desmontagem da planta. Para tal medida, utiliza-se o parâmetro chamado Custo dos Gases de Efeito Estufa, ou GGC (*Greenhouse Gas Cost*), que é formado pela massa líquida de CO₂ por unidade de energia gerada ao longo da vida útil da usina (g CO₂-e/kWh). Abaixo segue os valores típicos de GGC para as distintas tecnologias de geração:

Tabela 19. Valores típicos de GGC para diferentes tecnologias.

Combustível	Características	Fator de Capacidade (%)	GGC (g CO ₂ -e/kWh)
Termo Solar	• Ciclo Turbina a Vapor • Puramente Solar • Sem Armazenamento	25%	90g
Termo Solar	• Ciclo Turbina a Vapor • Híbrido-Fóssil • Sem Armazenamento	60%	650g
Termo Solar	• Ciclo Turbina a Vapor • Armazenamento Térmico • Puramente Solar	60%	60g
Carvão	• Ciclo de Rankine	80%	1225g
Óleo Combustível	• Ciclo de Rankine	80%	1175g
Gás Natural	• Ciclo Combinado	80%	450g

Fonte: (Casals 2001).

Através deste gráfico pode-se observar que os GGC para as plantas puramente solares, como era de se imaginar, apresentam valores maiores que 0 devido às emissões produzidas indiretamente em outras etapas e processos ao longo de sua vida útil, conforme explicitado anteriormente. Por conter um caráter mais abrangente que as análises que focam nas emissões diretas, a obtenção do GGC para uma usina qualquer não é algo trivial. Devido as incertezas contidas nas informações coletadas, o GGC pode apresentar uma faixa ampla de valores. Por exemplo, uma planta termo solar não híbrida e sem armazenamento térmico pode apresentar valores entre 30-150g CO₂-e/kWh.

Em (Casals 2001), observa-se claramente e de maneira genérica a relação entre o GGC e o Fator de Capacidade de uma planta puramente termo solar. Ao aumentar o CF de uma planta, através da incorporação ou aumento do armazenamento térmico, promove-se uma ampla redução das emissões de poluentes à atmosfera, conforme é explicitado no gráfico retirado deste mesmo documento.

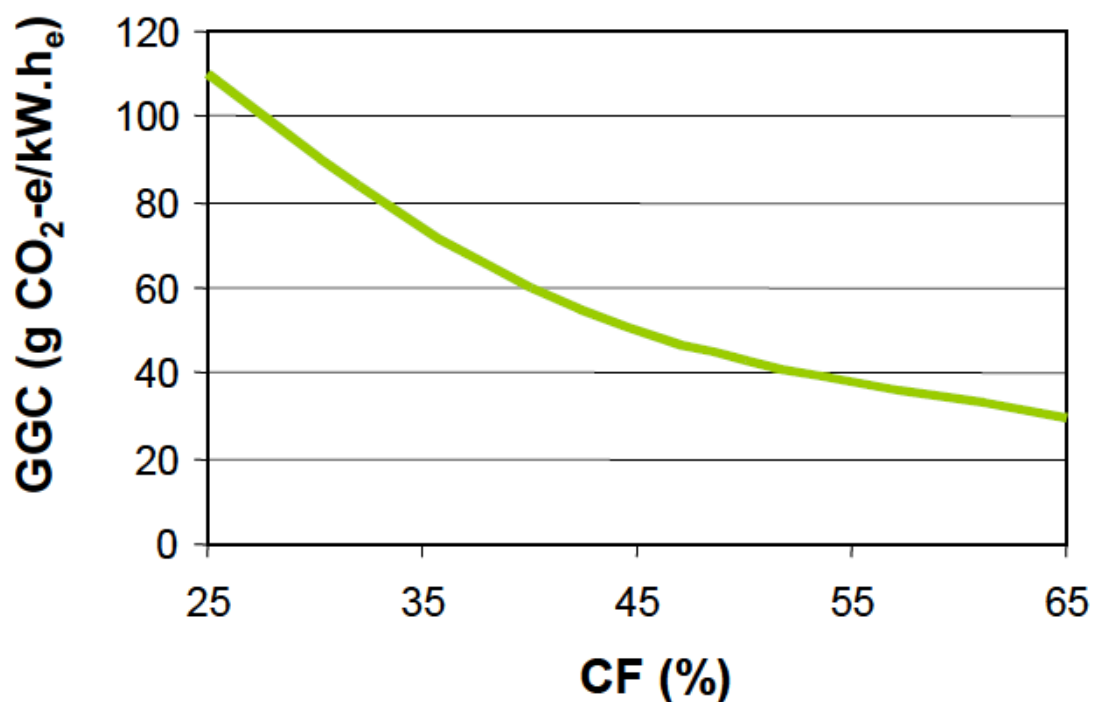


Figura 27. Relação entre o Fator de Capacidade e o GGC de uma planta termo solar (Casals 2001).

Como consequência do aumento da eficiência da produção de energia através do aumento do armazenamento térmico e inúmeras outras melhorias, obtém-se a redução do valor da energia produzida (LEC). Portanto, segundo as informações contidas em (Casals 2001), ao reduzir o LEC de uma planta puramente solar reduz-se as emissões de CO₂ na atmosfera, conforme representado na figura abaixo.

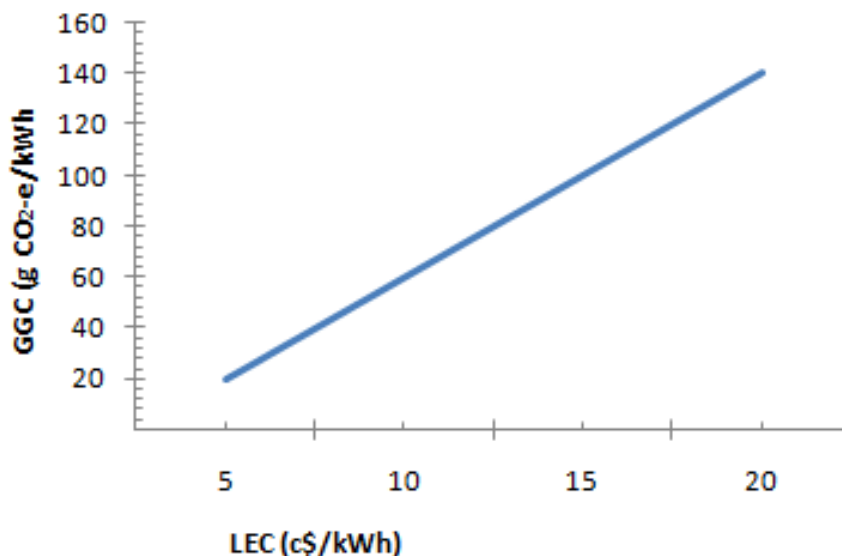


Figura 28. Relação entre o LEC e o GGC em uma planta termo solar (Casals 2001).

Em alguns casos não é possível a identificação de todas as emissões de gases de efeito estufa associadas aos processos diretos e indiretos envolvendo a geração de energia. Em muitos casos, esta análise não é suficiente para constatar o nível de impactos ambientais que uma determinada tecnologia pode provocar durante todas as etapas de sua vida útil. É o caso das centrais nucleares que apresentam valores de GGC de 100g CO₂-e/kWh, que são da mesma ordem de uma central termo solar sem armazenamento térmico. Contudo, o custo energético e as emissões associadas aos processos que garantem uma correta gestão dos resíduos radioativos, ou os custos associados a neutralização dos efeitos de um possível acidente nuclear, não estão contabilizados na GGC. Por esta razão é necessário utilizar uma análise que comporte todos os possíveis impactos sócio-ambientais, bem como a valoração destes impactos, para que os custos sejam incorporados ao custo da energia produzida.

4.4. ANÁLISE DOS CUSTOS COMPLETOS

A Avaliação dos Custos Completos é definida em (C. E. Carvalho 2005) como:

...uma metodologia que propõe incorporar na avaliação de um determinado empreendimento, todos os custos incorridos em sua realização, os impactos e custos sócio-ambientais internos e externos. Ela caracterizada como uma ferramenta usada para aprimorar as relações de custo e informações em um negócio, ou seja, trata-se de um complemento ao invés de substituição ao atual processo de decisão ou sistema de avaliação.

Complementando as informações obtidas através do GGC, a Análise de Custos Completos (ACC) visa o desenvolvimento estratégico, com o menor ônus para a sociedade, considerando informações muitas vezes desprezadas e que permitem traduzir os custos incidentes de forma quantitativa e qualitativa encontrando a solução com o melhor custo/benefício. A diferença entre a GGC e a ACC encontra-se no fato que a GGC analisa e quantifica somente os impactos das emissões dos gases de efeito estufa, especialmente o CO₂, enquanto que a ACC atua de forma mais abrangente, não somente fornecendo informações sobre as emissões e outros impactos ambientais, mas também as influências destes impactos sobre a sociedade como um todo.

A análise tradicional, focada somente em aspectos técnico-econômicos, são os mais utilizados atualmente levando em consideração o retorno do capital

investido e a solução de questões técnicas. Sua atuação restringe-se aos custos diretos de investimento, operação e manutenção, e alguns poucos custos indiretos que suportam os processos descritos acima. Entretanto estes não são os únicos elementos que devem ser considerados ao analisarmos a viabilidade de instalação de plantas de geração. Os aspectos ambientais e principalmente humanos, muitas vezes não são considerados devido a sua dificuldade de identificação e valoração. A ACC possibilita o entendimento dos custos como um todo, como tratá-los e alocá-los.

Este trabalho tem como objetivo apresentar os principais elementos de uma ACC em caráter ilustrativo, como uma alternativa as análises de viabilidade que vem sendo empregadas para as plantas termo solares de energia. Não é escopo a realização da Análise de Custos Completos para uma planta termo solar de Receptor Central.

4.4.1. Conceitos

Custos Internos: são os custos de operação e manutenção, atividades administrativas e financeiras, instalações e equipamentos podem ser segmentados em custos internos diretos e indiretos (Baitelo e Fei 2002).

Custos Externos: são custos indiretos, em geral, decorrentes da degradação ambiental. Podem ser definidos como a valoração de uma externalidade (Baitelo e Fei 2002). Abaixo segue os principais custos externos (sócio-ambientais) segundo (C. E. Carvalho 2005):

- o **Custos de Controle**, para evitar a ocorrência (total ou parcial) dos impactos sócio-ambientais de um empreendimento;
- o **Custos de Mitigação**, para redução das conseqüências dos impactos sócio-ambientais;
- o **Custos de Compensação**, que compensam os impactos sócio-ambientais nas situações em que a reparação é impossível;
- o **Custos de Degradação**, que são os custos externos provocados pelos impactos sócio-ambientais residuais quando da existência de controle, de mitigação e de compensação. Ex.: seriam os custos relativos aos impactos devido ao desmatamento ao redor de uma linha de transmissão, inclusive com a criação de barreiras físicas para determinadas populações animais.

- o **Custos de Monitoramento**, para acompanhamento e avaliação dos impactos e programas sócio-ambientais;
- o **Custos Institucionais**, que ocorrem nas seguintes situações: Elaboração de estudos sócio-ambientais nas etapas de planejamento, implantação e operação e Obtenção de Licenças.

Os custos externos e internos constituem os custos totais de uma planta. Os dados de impactos externos e de atividades sobre o meio-ambiente e saúde humana são avaliados qualitativamente, se não puderem ser monetarizados.

Externalidades: inclui danos e/ou benefícios resultantes de uma atividade econômica, cujos custos não são incorporados ao preço final do produto, que neste caso pode ser definido com o preço da eletricidade gerada. O que diferencia a ACC das outras avaliações é a capacidade de incorporar as externalidades no escopo de custos do investimento (Baitelo e Fei 2002). Existem 3 passos para incorporação das externalidades, onde uma vez atingido o último passo os custos externos são internalizados aos custos do produto final, tornando-se custos internos. Os passos são (C. E. Carvalho 2005):

1. Identificação e estimativa dos impactos sócio-ambientais;
2. Quantificação das externalidades;
3. Monetização das externalidades sempre que possível.

Impactos Ambientais: segundo (Baitelo e Fei 2002), os impactos ambientais são quaisquer alterações das propriedades físicas, químicas ou biológicas, causadas por qualquer forma de substância ou energia resultante da atividade do homem, afetando a saúde, bem estar e segurança da população, além de alterações em atividades sociais e econômicas e qualidade dos recursos ambientais. As principais técnicas de identificação dos impactos são:

- **Eco-Balance**, também conhecida como balanço de massa, é um processo que visa rastrear todas as entradas e saídas de materiais, recursos, energia e serviços de uma atividade particular. Sua principal limitação está na incapacidade de identificação dos impactos que possam surgir ao longo da vida útil de uma planta.
- **Análise do Ciclo de Vida**, que segundo (C. E. Carvalho 2005), estuda os aspectos ambientais e os impactos potenciais ao longo da vida útil do produto, da aquisição de matéria-prima, seu uso e seu descarte. A principal diferença entre o Eco-balance e a ACV encontra-se no fato

que o Eco-balance foca em todas as atividades de uma organização enquanto que a ACV foca em um único produto ou atividade. A ACC pode ser vista como uma Análise de Ciclo de Vida quantificada financeiramente.

4.4.2. Elementos Constituintes de uma ACC

Segue abaixo os principais elementos de uma ACC tendo como base os elementos apresentados em (Baitelo e Fei 2002). Estão descritos somente os elementos que diferem das análises tradicionais. É importante salientar novamente que a ACC é um complemento as análises que são conduzidas atualmente.

Inventário de Custos Internos Expandidos: A ACC considera uma escala mais ampla de custos, incluindo certos custos e benefícios probabilísticos. Estes incluem quatro categorias de custos que são: Custos Diretos, Indiretos, de Contingência e Menos Tangíveis. No que se refere ao setor elétrico alguns exemplos dos custos internos mais comuns são apresentados abaixo:

Tabela 20. Exemplo de Inventário de Custos Internos.

1. Custos Diretos	2. Custos Indiretos
Gastos de capital	Permissões
Construções	Relatórios
Aquisição de equipam.	Monitoramentos
Projetos de engenharia	Manifestos
Despesas de O&M	Treinamentos
Insumos e mão de obra	Manuseio e estocagem de rejeitos
Disposição de rejeitos	
3. Custos de Contingência	4. Custos Menos Tangíveis
Penalidades	Relações comunitárias
Danos físicos ou materiais	Imagem da corporação
Custos de procedimentos legais	Satisfação do cliente

Fonte: (C. E. Carvalho 2005).

Horizonte de Tempo Expandido: Em adição a um inventário de custos mais amplo, uma segunda característica da ACC é seu horizonte de tempo mais longo, variando de acordo com o tipo de empreendimento, devido a certos custos levarem muitos anos para se materializarem.

Indicadores Financeiros de Longo Prazo: As ferramentas de avaliação de projeto devem atender no mínimo os seguintes critérios: 1) elas devem considerar

todo fluxo de caixa (positivo e negativo) ao longo da vida do projeto; 2) elas devem considerar o valor do dinheiro no tempo (isto é, fluxo de caixa futuro descontado). Os métodos mais comumente usados e que atendem esses dois critérios são: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), e Relação Custo/Benefício ou Índice de Lucratividade (IL).

Incorporação das Externalidades: é esta incorporação que torna a ACC diferente das outras avaliações. Em muitos casos não se consegue monetarizar as externalidades dada a dificuldade, tanto mercadológica quanto política. Cumpridos os passos, pode-se internalizar as externalidades aos custos, transformando-as em custos internos.

Alocação de Custos: alocar todos os custos para os processos responsáveis pela origem, e não dentro de contas gerais ou de produtos, e de modo a refletir o meio no qual eles são incorridos.

4.4.3. Passos para Realização de uma ACC

Não há uma fórmula única para se realizar/executar uma ACC. Os passos básicos podem ser aplicados em muitas decisões de negócios de diferentes maneiras. A ACC é mais um complemento do que uma substituição da avaliação de projetos existentes, métodos de aproveitamento de capital, análise de gastos ambientais a sistemas de gerenciamento de custos já existentes em muitas organizações.

Segundo (Baitelo e Fei 2002), podem ocorrer quatro passos básicos na condução da ACC que ajudará identificar uma real economia financeira ou atividade de um projeto de planta termo solar. Segue abaixo as etapas de uma ACC:

Definir as Opções de Atuação: Em muitos casos, principalmente no setor energético, é necessária uma gama de informações sobre custos relevantes para se tomar uma decisão adequada. Esse processo inclui então:

- Determinar o escopo da ACC (isto é, o que será incluído na análise);
- Clarificar quais e como as opções atenderão os objetivos propostos;
- Identificar quais são os procedimentos internos necessários.

Identificar e Entender os Custos: Este passo envolve a identificação e compreensão de todos os custos envolvidos no projeto. Esse escopo de custos abrange tanto custos internos quanto externos e à medida que esse escopo se

expande, tende-se a encontrar maior dificuldade para identificar e mensurar certos custos.

Analisar o Desempenho Financeiro: O processo de identificar e analisar custos é interativo. Assim, uma análise financeira mais ampla pode mudar a decisão de investimento. Deve-se usar para a análise financeira os indicadores apresentados anteriormente.

Tomar a Decisão: A tomada de decisão é a integração de todos os fatores que são relevantes para a viabilidade e lucratividade de uma oportunidade de investimento. Alguns fatores podem ser monetarizados (por ex. cálculo do VPL). Outros podem ser quantificados mas não monetarizados (por ex. aumento percentual na participação de mercado). E por fim outros podem simplesmente ser identificados e caracterizados qualitativamente (por ex. espera-se mudanças futuras nas exigências regulatórias que poderão aumentar os custos regulatórios substancialmente). Dessa forma, a tomada de decisão precisa considerar todas essas questões para escolher a opção correta. Para isso, pode-se utilizar diversos métodos como análises multi-criteriais, tabelas com múltiplas árvores de decisão e outros métodos de tomada de decisão.

Após realização desta análise geram-se alternativas ao projeto de construção de uma usina de energia. A alternativa mais atraente é aquela que possui menor custo de geração de energia e menor impacto, onde este último subentende-se ter um menor custo externo. Através destas informações de impactos ambientais e sua valoração, uma alternativa de Receptor Central ou qualquer outra planta termo solar pode ser viabilizada, uma vez como visto acima, produz impactos insignificantes ao meio ambiente e a saúde do homem em relação as alternativas convencionais. O LEC de uma alternativa convencionais fóssil eleva-se com a incorporação dos custos externos decorrente dos impactos causados por sua operação. Com isto, através da perspectiva da ACC, os investimentos termo solares tornam-se mais atraentes aos investidores privados, e conseqüentemente passíveis de serem implementados.

4.5. CONCLUSÃO

Como se pode notar, a preocupação com o meio ambiente vem mudando as formas de análise de viabilidade de projeto, não deixando de lado o método

tradicional de análise técnico-econômico, mas acrescentando o fator “bem estar sócio-ambiental”. Este tipo de fator pode ser extremamente favorável aos projetos que visam minimizar os impactos na natureza através da produção de energia.

As plantas termo solares, especialmente a de Receptor Central, carecem de preços mais atrativos que aumente o interesse dos investidores para este tipo de empreendimento. Através da valoração dos impactos causados por todos os processos, diretos e indiretos, de uma planta convencional, este tipo de empreendimento torna-se mais caro, e menos atraente ao investidor. Portanto, iniciativas de valoração com o GGC e a ACC são muito importantes para acelerar o processo de viabilização técnico-econômica das plantas termo solares de energia.

5. CONCLUSÃO

5.1. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Em resumo, foi concluído que as centrais térmicas solares são fontes de energia limpa com um grande potencial para tornarem-se importantes provedoras de energia na matriz elétrica mundial. Através deste trabalho explicitamos todo o potencial energético do sol que é entregue ao planeta diariamente, suas características.

A tecnologia de Receptor Central é uma tecnologia interessante, possuindo alta eficiência em coleta e armazenamento da energia solar em relação aos seus pares tecnológicos, mas que, apesar de ter obtido um desenvolvimento amplo nos últimos 20 anos, ainda apresenta uma série de problemas. No quesito técnico, por exemplo, o principal problema é como aumentar ainda mais a eficiência na coleta, armazenamento e conversão da energia solar em energia elétrica.

Em relação ao armazenamento é importante ressaltar os ganhos obtidos ao aumentar o Fator de Capacidade de uma planta através do aumento do tempo de armazenamento térmico. Foi constatado que este tipo de ação promove não somente o crescimento da produção de energia mas também a redução dos custos da eletricidade gerada.

No quesito econômico, outro entrave que pode ser concluído do trabalho é competitividade mercadológica reduzida que uma planta termo solar de Receptor Central possui em relação as centrais convencionais a combustíveis fósseis. Conforme observado no capítulo 4 através do custo equalizado de energia, o LEC, a tecnologia de Receptor Central apresenta um custo de energia produzida por MWh no curto prazo muito superior ao de fontes convencionais, o que pode causar um desinteresse por parte dos investidores privados. No longo prazo, esta tecnologia tente a reduzir seus custos devido uma série de fatores, através de melhorias técnicas e incentivos fiscais por parte dos governos, tornando-as mais competitivas, aproximando-se dos valores das centrais convencionais. Porém, está redução de custos pode não ser suficiente para aumentar os investimentos nesta área.

Com isto, foi concluída a importância de obter análises que valorizem os benefícios que este tipo de tecnologia pode oferecer, e penalize todos os impactos provocados por fontes poluidoras do meio ambiente, como as fontes convencionais.

Para tal, foi apresentado a Análise Líquida de Gases de Efeito Estufa e seu GGC, uma tentativa de quantificar os gases emitidos pelas fontes de geração de energia. Através desta técnica foi observado que as fontes convencionais produzem um impacto ambiental muito superior aos de fontes termo solares. Mesmo não apresentando a queima de combustíveis fósseis de forma direta, as fontes solares emitem entre 60 a 90 g CO₂-e/kWh através de processos indiretos como queima em veículos utilizados na planta. Entretanto, ficou explícito que este tipo de abordagem não é suficiente para motivar consideravelmente o aumento de investimentos para esta tecnologia.

A Análise de Custos Completos foi apresentada como alternativa as técnicas convencionais de avaliação de investimento em geração de energia. Através dela é possível incorporar aos custos da energia gerada todos os impactos sócio-ambientais, sejam eles diretos e indiretos. Este tipo de análise torna-se importante aliada para fontes de energia limpa, não somente as fontes solares, e através dela pode-se chegar aos reais custos da produção de energia, sejam custos econômicos, ambientais ou humanos. Tendo em vista que este trabalho não visa analisar uma fonte de Receptor Central, foram apresentados os principais aspectos deste tipo de análise. Mas é importante frisar novamente, que através desta análise, as plantas de Receptor Central podem tornar-se mais competitivas.

5.2. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como este trabalho apenas apresentou a Análise de Custos Completos, uma sugestão de trabalho futuro seria justamente analisar todos os impactos ambientais de uma planta termo solar de Receptor Central de uma maneira mais profunda, e valorar suas externalidades, de modo, que a idéia levantada por este projeto possa ser efetivamente comprovada.

Uma última sugestão seria o de avaliar a viabilidade de implantação de uma central termo solar no Brasil. Através deste trabalho ficou constatado o potencial brasileiro para o aproveitamento solar, principalmente na região nordeste. Com isto, através de uma análise mais profunda deste potencial, pode-se definir as tecnologias com maior custo/benefício a serem implantadas no país.

6. REFÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, Manuel Romero, Eduardo Zarza Moya, e D. Martínez. "Energía Solar Termoeléctrica." *Montajes e instalaciones*, n. 409 (2006): p. 45-51.
- Anders, Scott, et al. *Potential for Renewable Energy in the San Diego Region*. Estudo, San Diego, CA: San Diego Regional Renewable Energy Group, 2005.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2ª ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- Aringhoff, Rainer, Georg Brakmann, Michael Geyer, e Sven Teske. *Concentrated Solar Power - Now!* Holanda: Greenpeace International, 2005.
- Baitelo, Ricardo Lacerda, e Su Pei Fei. *Avaliação dos Custos Completos na Produção de Energia Elétrica com Diesel*. Relatório de Final de Curso, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2002.
- Boarati, Julio Henrique, Miguel Edgar Morales Udaeta, e Luiz Cláudio Ribeiro Galvão. *Modelo de Avaliação dos Custos Completos para Geração de Energia Elétrica*. Artigo Técnico, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2005.
- Camêlo Cavalcanti, Evandro Sérgio, e Rubem Bastos Sanches de Brito. "Geração Heliotérmica: Uma Nova Opção de Energia Limpa para o Brasil." *VIII Congresso Brasileiro de Energia – CBE*. Rio de Janeiro, 1999. 15p.
- Carvalho, Carlos Henrique Fiche de. "Projeto de um Sistema de Aquecimento Solar de Água para Pousadas." Monografia, Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, Minas Gerais, 2006.
- Carvalho, Cláudio Elias. *Desenvolvimento de Procedimentos e Métodos para Mensuração e Incorporação das Externalidades em Projetos de Energia Elétrica: Uma Aplicação as Linhas de Transmissão Aérea*. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2005.
- Casals, Xavier García. "La Energía Solar Térmica de Alta Temperatura como Alternativa a las Centrales Térmicas Convencionales y Nucleares." Novembro 2001.

- Center for a Global Development. *A Solar Future for the World Bank in Southern Africa?* 19 de Fevereiro de 2008. http://blogs.cgdev.org/globaldevelopment/2008/02/a_solar_future_for_the_world_b.php?print=1 (acesso em 13 de Julho de 2008).
- Charles, P. Robert, W. Kenneth Davis, e L. Joseph Smith. *Assesment of Concentrating Solar Power Technology Cost and Performance Forecasts*. Artigo Técnico, Chicago: Sargent & Lundy LLC, 2005.
- Enermodal Engineering Limited. *Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants*. Relatório Final, Kitchener, ON: Enermodal Engineering Limited, 1999.
- Ferreira, Fernando Perobelli, Antônio Carlos de Azevedo, Daniel Wappler, Darian Girelli, Amilton José Kanieski, e Jonas Pedrotti. "Exposição Solar e Propriedades do Solo em Santa Maria, RS." *Revista Brasileira de Agrociência* Volume 11, n. 3 (Julho a Setembro 2005): p. 377 a 381.
- Folha Online. "Petróleo bate novo recorde e se aproxima de US\$ 140 em NY." *Folha Online*. Folha. 16 de Junho de 2008. <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u412788.shtml> (acesso em 25 de Junho de 2008).
- Fraidenraich, Naum. *Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos*. Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia, 2001.
- Galvani, Emerson, Sidney C. Andrade, Marcelo R. Ciuccio, Ivan B. Chiarle, e Gustavo Matsuda. "Avaliação da Radiação Solar Global e Refletida e do Albedo sobre Areia de Santos, SP - Modelos de Estimativa." *Revista Científica UNIMONTE* Volume 2, n. 1 (2002).
- Governo do Amazonas. "Nota Técnica sobre a seca no Amazonas." *Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável*. 2005. http://www.sds.am.gov.br/programas_02.php?cod=2312 (acesso em 13 de Julho de 2005).
- Guarnieri, Ricardo A., et al. *Mapeamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil*. Artigo, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, São Paulo: INPE, 2006.
- Guimarães, Thiago. *O Sol*. 2006. <http://www.sentandoapua.com.br/astrologia/index.php?id=8,50,0,0,1,0> (acesso em 28 de Junho de 2008).
- Inovação Tecnológica. "Usina termo-solar será a maior do mundo com 280 MW." *Inovação Tecnológica*. 03 de Março de 2008. <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=usina->

termo-solar-sera-a-maior-do-mundo-com-280-mw (acesso em 25 de Junho de 2008).

Macedo, Isaías. “Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia.” Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia, 2003.

Martins, Fernando R., et al. “Mapeamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil Utilizando Modelo de Transferência Radiativa Brasil-SR.” *I Congresso Brasileiro de Energia Solar - I CBENS*. Fortaleza: Associação Brasileira de Energia Solar - ABENS, 2007.

Pereira, Enio Bueno, Fernando Ramos Martins, Samuel Luna de Abreu, e Ricardo Rüther. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 1ª ed. São José dos Campos, São Paulo: INPE, 2006.

Philibert, Cédric. *The Present and Future Use of Solar Thermal Energy as a Primary Source of Energy*. Artigo, The InterAcademy Council, Paris, França: Internacional Energy Agency, 2005.

Price, W. Henry, e Carpenter Stephen. *The Potential for Low-Cost Concentrating Solar Power Systems*. Conference Paper, U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, Vancouver: NREL, 1999.

Sargent and Lundy Consulting Group. *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. Relatório, Chicago: S&L Consulting Group, 2003.

Shinnar, Reuel, e Francesco Citro. *Solar Thermal Energy: The Forgotten Energy Source*. Artigo Técnico, Department of Chemical Engineering, The Clean Fuels Institute, Nova Iorque: The City College of New York, 2005.

Smith, Charles. “History of Solar Energy.” *Solar Energy.com*. Julho de 1995. http://www.solarenergy.com/info_history.html (acesso em 23 de Junho de 2008).

SolarPACES.org. “CSP Technology.” *SolarPACES*. 2002. <http://www.solarpaces.org> (acesso em 20 de Novembro de 2008).

Southface. “History of Solar.” *Southface*. http://southface.org/solar/solar-roadmap/solar_how-to/history-of-solar.htm (acesso em 23 de Junho de 2008).

St.Laurent, Steven J. *Thermocline Thermal Storage Test for Large-Scale Solar Thermal Power Plants*. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories student Internship Program 5th Annual Symposium, 2000.

Stine, B. William, e Michael Geyer. “Power From the Sun.” *Power From the Sun.net*. 2001. <http://www.powerfromthesun.net/>.

- Stoddard, L., J. Abiecunas, e R. O'Connell. *Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California*. Relatório, Overland Park, Kansas: National Renewable Energy Laboratory, 2006.
- SWERA. *Solar and Wind Energy Resource Assessment*. Fevereiro de 2005. http://swera.unep.net/typo3conf/ext/metadata_tool/archive/browse/344.pdf?Image=View+Image (acesso em 13 de Julho de 2008).
- Vale Business S/C Ltda. "O Vale." *Vale do São Francisco*. <http://www.valedosaofrancisco.com.br/OVale/> (acesso em 13 de Julho de 2008).
- Zumarán, David Richard Orosco. "Avaliação Econômica da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica Conectada à Rede em Mercados Elétricos Desregulados." Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.