



PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA

Cristiane Lodi

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Roberto Schaeffer

Evandro Sérgio Camêlo Cavalcanti

Rio de Janeiro
Junho de 2011

PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA

Cristiane Lodi

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Evandro Sérgio Camêlo Cavalcanti, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2011

Lodi, Cristiane

Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada / Cristiane Lodi – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XV, 127 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Roberto Schaeffer

Evandro Sérgio Camêlo Cavalcanti

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 122 - 127

1. Energia solar. 2. Energia renovável. 3. Planejamento energético. I. Schaeffer, Roberto *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

A meu pai e minha mãe, que me deram a vida e me ensinaram a caminhar.

"Nunca pensei em compor música para conquistar reputação e honra. Preciso pôr para fora o que tenho no coração, é por isso que componho".

Ludwing Van Beethoven (1770-1827)

AGRADECIMENTOS

Tal como um trem, que entre a estação de partida e a de chegada encontra estações intermediárias, assim foi a construção desta dissertação, onde pessoas especiais contribuíram durante minha jornada, cada qual em uma estação.

Agradeço a Deus, pela porta que foi aberta e pela saúde presente.

Agradeço à Petrobras, pela política de recursos humanos de capacitação de seus funcionários e pelo plantio da semente desta presente trabalho.

Agradeço aos meus queridos orientadores, Prof. Dr. Roberto e Prof. Dr. Evandro, sem os quais não seria possível a existência desta trabalho.

Dr. Roberto, pela confiança em mim depositada, desde o primeiro dia no PPE, por ter aceito a orientação, pela paciência, pelo incentivo constante, pela atenção, pelo carinho e por me proporcionar o privilégio de me tornar uma pessoa melhor.

Dr. Evandro, por ter aceito a orientação, por seu entusiasmo sempre presente e pelo apoio incondicional para meu crescimento. Duas palavras ficarão para sempre na minha lembrança "coragem" e "voilà"!

Agradeço aos amigos da área de G&E, em especial a Evânia, Virgílio, Franco, Thatiana, Tell, Paulo Alonso, Frazão, Sartori e Hijjar, pelo apoio, pela confiança e pelos graus de liberdade.

Agradeço ao amigo Gilberto João Francisco, pela paciência, pelo entusiasmo sempre presente e pelo apoio incondicional.

Agradeço aos amigos do Cenpes, em especial a Miller, Rafaela, Márcia e Patrícia, pelo conhecimento compartilhado.

Agradeço aos funcionários do PPE, em especial a Sandra e Paulo, pelo apoio, pelo carinho e pela atenção.

E, finalmente, agradeço ao meu querido Carlos Frederico, meu acalanto, meu amor. Pela cumplicidade, pelo apoio e amor sem medida.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA

Cristiane Lodi

Junho / 2011

Orientadores: Roberto Schaeffer
Evandro Sérgio Camêlo Cavalcanti

Programa: Planejamento Energético

O principal objetivo desta dissertação é analisar o potencial técnico e econômico da geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de concentração solar térmica, no Brasil. Esta tecnologia é conhecida como CSP –*Concentrated Solar Power* - e vem sendo utilizada para a geração de energia elétrica internacionalmente, desde a década de 70. Crescentemente, preocupações ambientais, segurança energética e diversificação da matriz de geração elétrica têm sido os motivos para a utilização da energia solar ao redor do mundo. Sendo assim, o estudo apresenta uma análise descritiva e o estado-da-arte das tecnologias CSP, a situação atual de desenvolvimento dos projetos no mundo e uma avaliação técnica e econômica de uma planta de geração heliotérmica de 30 MW no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES FOR POWER GENERATION IN BRAZIL BY USING
CONCENTRATED SOLAR POWER

Cristiane Lodi

June / 2011

Advisors: Roberto Schaeffer
Evandro Sérgio Camêlo Cavalcanti

Department: Energy Planning

The main objective of this dissertation is to make an assessment for power generation in Brazil by using CSP – Concentrated Solar Power. Since the seventies this technology has been used for power generation worldwide. Increasingly, environmental aspects, energy security and power diversification are the factors that driving solar investments around the world. In this way, the study presents a comprehensive description, the state of the art of technologies CSP, an up to date status about the development in the world and the investigation of the feasibility of a 30 MW central station solar power plant in Brazil.

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABELAS.....	xiv
LISTA DE GRÁFICOS.....	xv
CAPÍTULO 1 - Introdução.....	1
CAPÍTULO 2 - Tecnologia solar térmica concentrada para a geração de energia elétrica.....	12
2.1. Breve histórico.....	12
2.2. Desenvolvimento da tecnologia.....	16
2.3. Visão geral.....	17
2.3.1. Definição da concentração.....	19
2.4. Tecnologia Cilíndrico-Parabólica.....	26
2.5. Tecnologia CLFR – Fresnel.....	31
2.6. Tecnologia Disco Parabólico.....	33
2.7. Tecnologia Torre Solar.....	34
2.8. Armazenamento térmico.....	36
2.9. Projetos no mundo.....	40
2.10. Principais desenvolvedores da tecnologia CSP.....	46
2.11. Aspectos econômicos da tecnologia CSP.....	51
2.11.1. Análise da Boston Consulting Group (BCG).....	51
2.11.2. Análise da International Energy Agency (IEA).....	55
2.11.3. Análise do Greenpeace International, IEA SolarPACES e European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA).....	58
2.11.4. Pontos de convergência entre as principais instituições.....	59
2.12. Principais desafios tecnológicos para a tecnologia CSP.....	61
2.12.1. Tecnologias cilíndrico-parabólica e Fresnel.....	62
2.12.2. Torre solar e disco parabólico.....	63
CAPÍTULO 3 - Recurso solar.....	64
3.1. O Sol.....	64
3.2. Geometria solar.....	65
3.3. Radiação solar.....	69
3.3.1. Radiação solar extraterrestre.....	69
3.3.2. Radiação solar terrestre.....	70
3.3.3. Medição da radiação solar.....	74

3.4. Recurso solar no Brasil	76
3.4.1. Atlas Brasileiro de Energia Solar	78
3.4.2. Rede Sonda.....	83
CAPÍTULO 4 - Desempenho de uma planta heliotérmica e estimativa de custos	86
4.1. Fase 1 – Dados meteorológicos e de radiação.....	90
4.2. Fase 2 – Seleção do tamanho da planta e da tecnologia	91
4.3. Fase 3 – Análise da produção de energia	93
4.3.1. Análise do múltiplo solar	94
4.3.2. Análise da inclinação e azimute.....	99
4.4. Estimativa de custos	102
4.4.1. Análise econômica.....	108
4.4.1.1. Metodologia.....	108
4.4.1.2. Análise de sensibilidade.....	111
4.4.1.2.1 Análise da contraprova	114
CAPÍTULO 5 – Considerações finais e conclusões	116
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fornalha solar utilizada por Lavoisier em 1774.....	13
Figura 2 – Coletor parabólico operando uma máquina de impressão de jornal na exposição de Paris, em 1882.	13
Figura 3 – Concentrador cilíndrico-parabólico de John Ericsson, 1870	14
Figura 4 – Estação de bombeamento com águas do rio Nilo em Al Meadi, 1913.....	15
Figura 5 – Esquema de conversão da energia solar	18
Figura 6 – Diagrama esquemático típico de um sistema de conversão de energia solar térmica	19
Figura 7 - Diagrama ilustrativo da área de abertura do coletor e da área de absorção do receptor.	19
Figura 8 – Corte transversal de um CPC não truncado e simétrico	21
Figura 9 – Relação de concentração e temperatura de operação	22
Figura 10 – Configurações possíveis para coletores: (a) absorvedor tubular com refletor difuso; (b) absorvedor tubular com refletor especular cúspide; (c) receptor plano com refletores planos; (d) concentrador parabólico; (e) refletores de Fresnel e (f) heliostatos com receptor central.....	23
Figura 11 - Trajetória dos raios no concentrador cilíndrico-parabólico.....	24
Figura 12 - Diagrama esquemático do coletor	26
Figura 13 – Componentes principais do concentrador cilíndrico-parabólico	27
Figura 14 - Sistema típico e simplificado de geração solar térmica concentrada.....	29
Figura 15 – Diagrama de fluxo de processo de um sistema ISCCS	30
Figura 16 – Desenho esquemático do refletor de Fresnel.....	31
Figura 17 - Detalhe do receptor	31
Figura 18 – Aplicações da tecnologia de Fresnel.....	32
Figura 19 – Diagrama esquemático da geração de energia elétrica utilizando Fresnel.....	32
Figura 20 - Desenho esquemático do disco parabólico e módulos de 10 kW da planta de demonstração Solúcar (Espanha).....	33
Figura 21 - Componentes principais da tecnologia torre solar e detalhe dos heliostatos	34
Figura 22 - Diagrama esquemático da PS-10, com geração direta de vapor	34
Figura 23 – Diagrama esquemático da planta de 17 MW Gemasolar (Espanha)	36
Figura 24 – Foto do armazenamento de Andasol I	37
Figura 25 - Conceito de armazenamento térmico	37
Figura 26 – Curva típica de geração deslocada, com $MS=1$	38
Figura 27 - Produção maximizada para atender demanda de pico, como $MS < 1$	39

Figura 28 - Produção estendida, com $MS > 1$	39
Figura 29 - Histórico de investimentos em plantas heliotérmicas no mundo.....	41
Figura 30 – Projetos CSP no mundo, por país, entre 1985 e 2014.....	42
Figura 31 – Estratégia de atuação e projetos em andamento.....	48
Figura 32 - Redução de custos prevista para a tecnologia CSP	53
Figura 33 - Custos de investimento de uma planta com 50 MW e 7 horas de armazenamento térmico utilizando a tecnologia cilindro-parabólico	55
Figura 34 - Resultados de LCOE em relação ao caso-base (planta de 50 MW no Novo México)	60
Figura 35 - Relação espacial geométrica da Terra ao redor do Sol, para o hemisfério sul (hemisfério norte)	65
Figura 36 - Variação anual da declinação solar no hemisfério norte	66
Figura 37 - Mudança anual na posição solar no céu para o hemisfério sul	66
Figura 38 - Efeito do eixo da Terra sobre a radiação incidente por área	67
Figura 39 – Média do perfil diário de irradiação solar direta em BJL	68
Figura 40 – Geração mensal de energia elétrica em BJL (kWh).....	68
Figura 41 - Caminho aparente do Sol no céu, durante o dia (nascente e poente)	69
Figura 42 - Relações entre o Sol e a Terra	70
Figura 43 - Radiação solar espectral	71
Figura 44 - Caminhos da radiação solar : a. Direta, b. Difusa, c. Refletida	72
Figura 45 - Horas de pico solar	73
Figura 46 – Fotos de pireliômetros.....	74
Figura 47 – Mapa acumulado anual de irradiação solar direta.....	79
Figura 48 – Áreas potenciais para projetos CSP.....	80
Figura 49 – Visão geral da irradiação solar direta no mundo	81
Figura 50 - Região nordeste ampliada e principais linhas de transmissão	81
Figura 51 - Irradiação solar anual acumulada e desvio padrão da média mensal	82
Figura 52 - Coeficiente de variação da irradiação solar média mensal.....	83
Figura 53 – Localização das estações da rede Sonda.....	84
Figura 54 - O modelo de pirâmide	86
Figura 55 - Metodologia de análise da produção	89
Figura 56 - Janela de visualização SAM	91
Figura 57 – Análise estatística mensal para o DNI de BJL	91
Figura 58 – Análise paramétrica do múltiplo solar: LCOE x MS.....	94
Figura 59 – Análise de otimização do múltiplo solar	95
Figura 60 - Curva de distribuição de frequência acumulada de DNI em BJL	97
Figura 61 - Ângulo de incidência em um coletor cilíndrico-parabólico.....	99

Figura 62 - Ângulos azimute da superfície e inclinação	100
Figura 63 - Orientação do coletor cilíndrico-parabólico - rastreamento L-O, eixo N-S fixo	101
Figura 64 – Composição de custos da planta heliotérmica de 30 MW.....	107
Figura 65 – Fluxo de caixa da planta heliotérmica	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Famílias de tecnologia CSP	25
Tabela 2 - Características de desempenho das tecnologias CSP	26
Tabela 3 – Lista de projetos CSP em operação no mundo (ano-base 2009).....	43
Tabela 4 - Lista de projetos CSP em construção no mundo (ano-base 2009).....	43
Tabela 5 – Lista de projetos anunciados nos EUA (ano-base 2009)	45
Tabela 6 – Lista de projetos anunciados na Espanha (ano-base 2009)	46
Tabela 7 – Lista de projetos anunciados em outros países (ano-base 2009).....	46
Tabela 8 – Medição de radiação solar no país e principais requisitos de medição.....	75
Tabela 9 – Principais parâmetros utilizados no SAM	93
Tabela 10 - Parâmetros utilizados para a orientação do campo solar	101
Tabela 11 – Especificação da planta cilíndrica-parabólica usada como referência ...	103
Tabela 12 – Custos usados como referência para a planta heliotérmica.....	104
Tabela 13 – Custo diretos da planta modelada	105
Tabela 14 - Custo indiretos da planta modelada	105
Tabela 15 – Despesas gerais do empreendimento	106
Tabela 16 – Premissas utilizadas na análise econômica da central heliotérmica	109
Tabela 17 – Premissas tributárias	110
Tabela 18 – Análise percentual da contraprova para variáveis selecionadas.....	114
Tabela 19 – Análise da contraprova para variáveis selecionadas.....	115

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte – ano-base 2009	2
Gráfico 2 – Matriz energética brasileira por fonte – ano-base 2009.....	2
Gráfico 3 – Participação das fontes de energia na oferta global de energia primária em 2008.....	3
Gráfico 4 – Participação de fontes de energia primaria na geração elétrica mundial em 2008.....	3
Gráfico 5 – Margem de potencial técnico global de fontes renováveis de energia derivado de estudos em SRREN (2011).....	5
Gráfico 6 – LCOEs para tecnologias renováveis disponíveis comercialmente, com taxas de desconto de 3%, 7% e 10%.....	6
Gráfico 7 - Produção diária de potência térmica para diferentes múltiplos solares.....	99
Gráfico 8 - Análise paramétrica da inclinação e azimute, correlacionada com o LCOE	102
Gráfico 9 – Análise de sensibilidade nas categorias de custos diretos e indiretos	112
Gráfico 10 - Análise de sensibilidade para o investimento total	113
Gráfico 11 – Análise de sensibilidade para o TUSD.....	113
Gráfico 12 – Análise de sensibilidade nos principais parâmetros do projeto básico ..	114

CAPÍTULO 1 - Introdução

A presente Dissertação tem como objetivo analisar o potencial técnico e econômico da geração de energia elétrica no país, utilizando a tecnologia de concentração solar térmica, internacionalmente conhecida como CSP (*Concentrated Solar Power*).

O conceito de conversão da energia solar em energia elétrica é relativamente simples, sendo bastante similar à geração termelétrica convencional. Para tal, é utilizado uma grande quantidade de espelhos posicionados sobre o solo, formando um campo solar que coleta a componente solar direta e a reflete para um receptor. Neste receptor circula um fluido de trabalho, que é aquecido a temperaturas elevadas, obtida com o processo de concentração solar. Este calor é convertido em energia mecânica, em uma turbina ou em um motor, sendo posteriormente convertido em energia elétrica.

A tecnologia CSP é considerada madura internacionalmente e as primeiras plantas comerciais entraram em operação na Califórnia (Estados Unidos - EUA) entre 1984 e 1991, com uma capacidade instalada de 354 MW. Atualmente, existe aproximadamente 1 GW de capacidade instalada no mundo e há expectativa de 15 GW em projetos sendo desenvolvidos ou em construção em diversos países, tais como: EUA, Espanha, Austrália, Marrocos, China e Índia, motivados por políticas governamentais (Philibert *et al.* , 2010).

Existem 4 conceitos de tecnologia solar térmica concentrada: cilíndrico-parabólico, torre solar, disco parabólico e CLFR (Fresnel). A tecnologia cilíndrico-parabólica é a mais madura tecnologicamente, com milhares de horas de operação comprovada em projetos instalados nos EUA e na Espanha, para a geração de energia elétrica no *grid*.

Em 2009, a geração de energia elétrica no Brasil atingiu 466,2 TWh de produção, com um acréscimo de 0,7% em relação ao ano anterior. As centrais de serviço público foram as principais geradoras, com 87,8% da geração total, seguida de geração advinda por autoprodutores.

A principal fonte de geração nas centrais públicas é a energia hidráulica, que teve um aumento de 4,9% em relação a 2008, em função do regime hidrológico favorável ocorrido no período. Já a geração pública a partir de combustíveis fósseis caiu 35,1%, fruto de redução na geração a gás natural (65,2%) e óleo combustível (33,3%) (BEN, 2010).

Segundo BEN (2010), a oferta interna de energia elétrica no Brasil, em 2009, foi de 506,1 TWh, superior 0,2% em relação ao ano anterior. O consumo final foi de 426,0 TWh, menor em 0,5% em comparação a 2008.

O Gráfico 1 apresenta a estrutura de oferta interna de energia elétrica no país, em 2009.

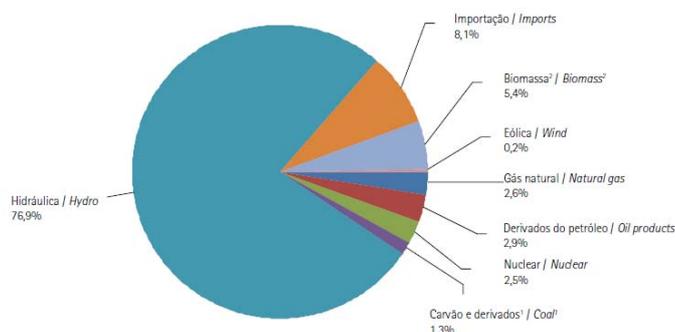


Gráfico 1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte – ano-base 2009

Fonte: BEN (2010)

Conforme apresentado no gráfico acima, a matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, fruto da grande fatia de geração hidráulica (77%), de importações (8%) que são, essencialmente, de origem renovável e da geração térmica originada por biomassa (5,4%). Desta forma, pode-se afirmar que aproximadamente 90% da geração elétrica no Brasil é originada a partir de fontes renováveis.

Já a matriz energética brasileira é apresentada no Gráfico 2. As fontes renováveis (geração hidráulica, biomassa e produtos de cana-de-açúcar), em 2009, responderam por 47,3% da energia utilizada no país.

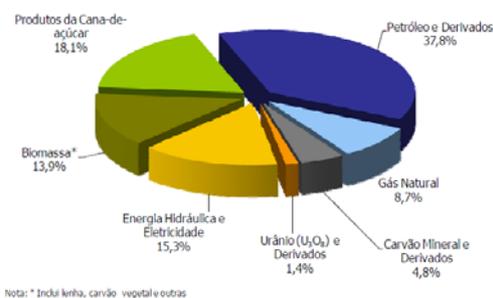


Gráfico 2 – Matriz energética brasileira por fonte – ano-base 2009

Fonte: BEN (2010)

No que concerne ao setor elétrico brasileiro, com relação à expansão da geração no horizonte decenal, de acordo com PDE (2011), deve ser mantida a participação das fontes renováveis na matriz elétrica, a partir de 2014. Esta diretriz é fruto de preços competitivos que estas fontes vem alcançando, observado nos últimos leilões de compra de energia nova e de reserva. De acordo com PDE (2011), no último leilão de compra de energia de reserva, realizado em 2010, a energia eólica foi comprada ao preço médio de R\$ 122/MWh. E a energia hidráulica, comercializada em três leilões durante o ano passado, foi comprada a R\$78,97/MWh (Belo Monte – 11.233 MW) e R\$58,35/MWh (Teles Pires – 1.820 MW).

De acordo com PDE (2011) há previsão de crescimento de aproximadamente 55% na capacidade instalada do SIN (Sistema Interligado Nacional), no médio prazo, saindo de 110 GW (dez/2010) para 171 GW (dez/2020), com priorização de fontes hidráulica, eólica e biomassa. A participação das hidrelétricas cairá de 76% para 67% e a geração advinda de fontes alternativas (eólica, térmica à biomassa e PCH – pequena central hidrelétrica) sairá de 8% para 16%. O PDE (2011) ressalta que, apesar da forte intenção de priorização das usinas hidrelétricas e das fontes alternativas (FA), estas dependem de obtenção de Licenças Ambientais. Assim, em caso de atrasos, a alternativa para o atendimento da demanda, apontada no PDE (2011) é a de expansão por meios de geração termelétrica, preferencialmente a gás natural. Além disso, a expansão da geração será acompanhada pela expansão no sistema de transmissão, saindo de aproximadamente 100 mil km (2010) para cerca de 142 mil km, em 2020.

No mundo, segundo IEA (2010a) a participação de energias renováveis foi de 12,9%, em 2008, de um total de 492 EJ, conforme apresentado no Gráfico 3.

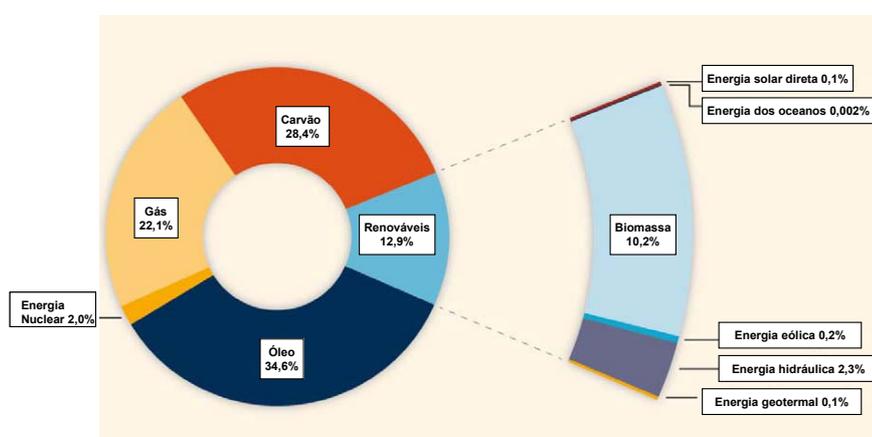


Gráfico 3 – Participação das fontes de energia na oferta global de energia primária em 2008

Fonte: IEA (2010a), adaptado pela autora

De acordo com o gráfico acima apresentado, a maior contribuição de renováveis veio da biomassa (10,2%), sendo que a grande maioria desta (60%) adveio de biomassa tradicional utilizada para cocção e aquecimento, em países em desenvolvimento. Em segundo lugar veio a energia hidráulica, representando 2,3%, e outras renováveis, que somadas dão 0,4%.

Sobre a matriz elétrica mundial, de acordo com IEA (2010b), a participação das renováveis ficou em aproximadamente 19% da oferta de eletricidade global (16% de energia hidráulica e 3% de outras renováveis), em 2008. Neste sentido, a produção global de eletricidade foi de 20.181 TWh (ou 72,65 EJ), conforme apresentado no Gráfico 4.

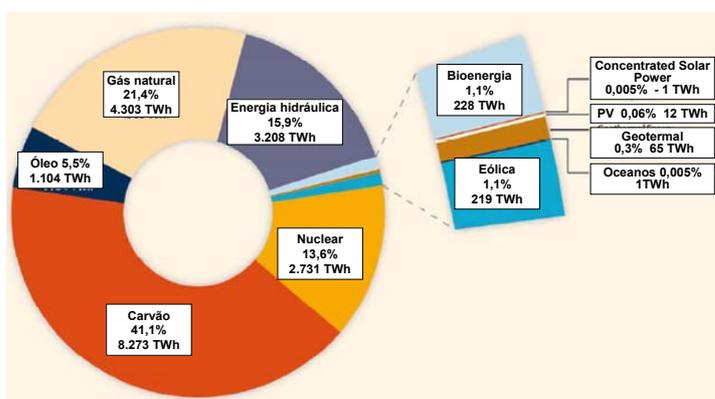


Gráfico 4 – Participação de fontes de energia primária na geração elétrica mundial em 2008

Fonte: IEA (2010b), adaptado pela autora

Em 2009 a capacidade mundial de geração renovável continuou a crescer. A geração eólica aumentou 32% (38 GW adicionados), a geração hidráulica aumentou 3% (31 GW), a fotovoltaica 53% (7,5 GW), a geotermal 4% (0,4 GW) e solar para aquecimento 21% (31 GW_{th}). Já os biocombustíveis responderam por 2% da demanda de combustíveis no setor transporte, em 2008, e aproximadamente 3% em 2009 (SRREN, 2011).

Em linhas gerais, o aumento na participação de energias renováveis tem sido motivado por diferentes razões, tais como: preocupações ambientais, desenvolvimento social e econômico, competitividade frente à geração convencional, volatilidade no preço do combustível fóssil, aumento na demanda energética, segurança energética e políticas governamentais.

De acordo com SRREN (2011), desde 1850 o uso de combustíveis fósseis (carvão, óleo e gás) tem sido dominante para o atendimento da demanda de energia no mundo, e isto tem sido a causa de um crescimento acelerado nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).

De acordo com IPCC (2007) o aumento da temperatura média global é muito provavelmente causado pelo aumento na concentração de GEE, de ação antropogênica.

Neste sentido, uma das formas de redução de emissões de GEE é a utilização de energias renováveis, em substituição ao uso de combustíveis fósseis. Além disso, se implementado corretamente, a energia renovável também pode contribuir para o desenvolvimento social e econômico.

O potencial técnico global das fontes renováveis é substancialmente maior que a demanda global de energia, conforme apresentado no Gráfico 5.

Pela Gráfico 5, observa-se que o potencial técnico da energia solar é o maior dentre todas as renováveis. No entanto, no longo prazo, com um nível de desenvolvimento elevado, os potenciais técnicos de algumas tecnologias podem se limitar. Além disso, fatores como sustentabilidade, aceitação pelo público, limitações de infra-estrutura e de integração energética ou fatores econômicos também podem limitar o desenvolvimento de tecnologias renováveis (SRREN, 2011).

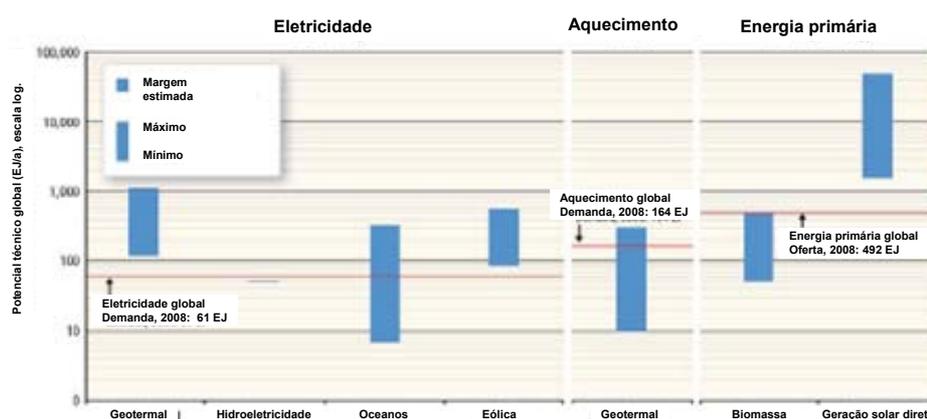


Gráfico 5 – Margem de potencial técnico global de fontes renováveis de energia derivado de estudos em SRREN (2011)

Fonte: SRREN (2011), adaptado pela autora

No gráfico acima apresentado, a energia solar e a biomassa são mostradas como energia primária devido seus múltiplos usos. O potencial técnico reportado em SRREN (2011) representa o potencial mundial anual de oferta de energia renovável, e não deduz qualquer potencial já sendo utilizado (SRREN, 2011).

No longo prazo, as mudanças climáticas podem impactar o tamanho e a distribuição geográfica do potencial técnico para as energias renováveis. Isto se deve ao fato de que a grande maioria das fontes renováveis depende do clima, de forma que as mudanças climáticas poderiam afetar a base dos recursos renováveis, embora haja muitas incertezas sobre a magnitude e a natureza do impacto. Para a energia solar é esperado que as mudanças climáticas influenciem na distribuição e na variabilidade de cobertura de nuvens, contudo o impacto destas alterações no potencial técnico global deverá ser pequeno (SRREN, 2011).

Com relação ao aspecto econômico, atualmente o LCOE (*levelized cost of energy*) da grande maioria de tecnologias renováveis é mais alto do que o de tecnologias convencionais, embora em alguns casos a renovável já é competitiva. O LCOE consiste na relação entre os custos totais ao longo da vida econômica do projeto e a geração esperada, expresso em termos de valor presente equivalente (IEA, 2010a). Os custos totais são os custos de investimento, de operação e manutenção (O&M), de combustível e de descomissionamento. Ele também é chamado de custo unitário nivelado ou custo de geração nivelado.

A margem atual de LCOEs, para tecnologias renováveis já disponíveis comercialmente, é grande e depende de fatores, tais como: características tecnológicas, características regionais (para o custo e o desempenho) e taxas de desconto desejadas. Conforme apresentado no Gráfico 6, algumas tecnologias renováveis são competitivas frente ao preço praticado no mercado de energia. Outras podem ter preços competitivos em certas circunstâncias como, por exemplo, quando instalada em regiões com condições favoráveis de recurso renovável, ou quando da ausência de infra-estrutura de fornecimento para geração convencional. Contudo, em grande parte do mundo, políticas governamentais ainda não necessárias para assegurar o desenvolvimento de fontes renováveis (SRREN, 2011).

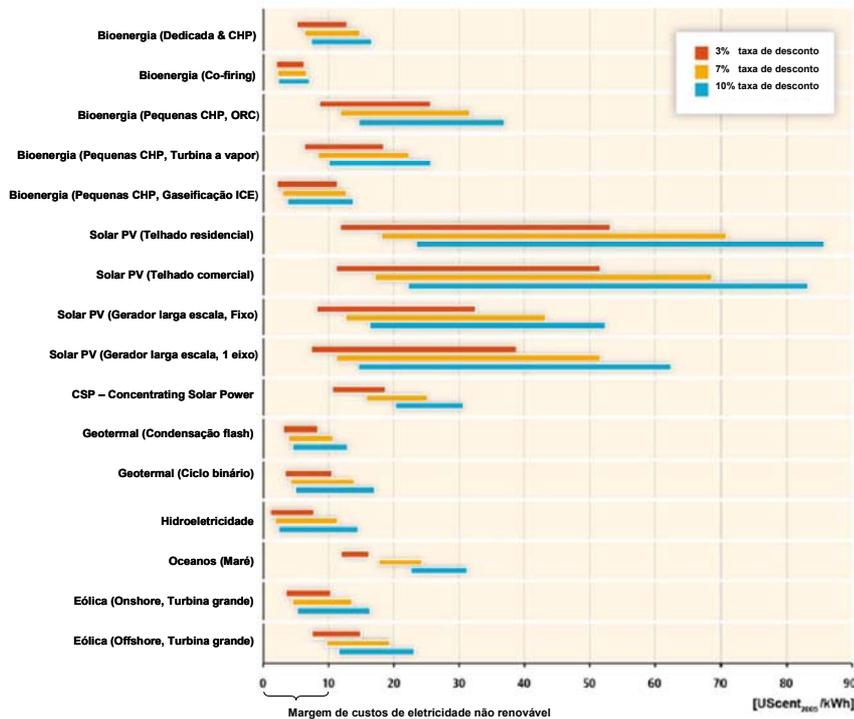


Gráfico 6 – LCOEs para tecnologias renováveis disponíveis comercialmente, com taxas de desconto de 3%, 7% e 10%.

Fonte: SRREN (2011), adaptado pela autora

O limite inferior da margem de LCOE se baseou nos menores valores de custos de investimento, O&M e matéria-prima (se aplicável) e nos maiores valores de fatores de capacidade e vida econômica do projeto, assim como (se aplicável) os limites superiores de eficiências de conversão e receitas com subproduto (se aplicável).

Da mesma forma, o limite superior da margem de LCOE, por outro lado, se baseou nos maiores valores de investimento, O&M e matéria-prima (se aplicável) e nos menores valores de fatores de capacidade e vida econômica do projeto, assim como (se aplicável) em limites inferiores de eficiências de conversão e receitas com subproduto (se aplicável).

Na área de energia renovável, o custo de fornecimento é determinado, principalmente, pelos custos de investimento. No entanto, os custos de O&M e, quando aplicável, os custos de combustível (*backup*, por exemplo) também podem impactar. Em uma escala global, os valores de LCOE, para as diversas renováveis apresentadas no gráfico, podem ter incertezas. De acordo com IEA (2010a), nos últimos anos os custos de investimento, por exemplo, são fortemente influenciados por mudanças em

materiais (por exemplo, aço) e custos de engenharia, assim como através de curva de aprendizado e efeito de mercado de massa.

Outro aspecto que poderia ajudar na competitividade das energias renováveis é a monetização das externalidades no custo da energia. De acordo com SRREN (2011), o LCOE de uma tecnologia não deveria ser determinado apenas por sua competitividade econômica. A atratividade depende também de aspectos mais amplos, como aspectos ambientais e sociais, assim como de sua contribuição para serviços energéticos específicos (por exemplo, demanda de pico) e outros custos do sistema energético (por exemplo, custo da integração).

As políticas governamentais exercem papel crucial no desdobramento de tecnologias de energia renovável. De acordo com SRREN (2011), de uma forma geral, nos países em desenvolvimento o direcionador principal é o acesso à energia e o desenvolvimento econômico e social, enquanto que, em países desenvolvidos, é a segurança energética e preocupações ambientais.

Políticas específicas para P&D (pesquisa e desenvolvimento) e unidades de demonstração ajudam a nivelar o jogo das renováveis. Políticas também incluem regulação, como o FiT (*feed-in tariff*), metas de participação na matriz, prioridade de acesso ao *grid*, mandados de construção civil, misturas de combustíveis automotivos, entre outros. Outras categorias de políticas são: incentivos fiscais (taxas), pagamentos direto ao governo (descontos e concessões) e mecanismos públicos de financiamentos (empréstimos e garantias). Outros tipos de políticas, como a taxaço de carbono também poderia ajudar no suporte às renováveis. As políticas podem ser específicas por setor, podem ser implementadas em um local específico, podem ser de âmbito federal, estadual ou municipal (ou mesmo regional) e podem ser complementadas por cooperação bilateral, regional ou internacional.

De acordo com SRREN (2011), as políticas governamentais vêm promovendo o aumento da capacidade instalada de energias renováveis, através da transposição de várias barreiras. Dentre elas, citam-se:

- barreiras institucionais existentes em relação à infra-estrutura, regulação da energia e industrial;
- falhas de mercado, incluindo custos ambientais e de saúde não internalizados (quando aplicável);

- falta de informação em geral, e acesso a dados relevantes para o desenvolvimento da renovável, bem como falta de capacidade de conhecimento técnico;
- barreiras relacionadas a valores sociais e pessoais que afetam a percepção e aceitação de tecnologias renováveis.

Além disso, o investimento público em P&D para a renovável é mais efetivo quando complementado por outros instrumentos políticos, particularmente quando puxa a tecnologia para o mercado, incluindo a participação do privado.

De acordo com SRREN (2011), é preciso se ter objetivos de longo prazo para as renováveis, bem como o desenvolvimento sistemático de políticas que ajudem na redução de riscos e no retorno do investimento, em um ambiente estável. Além disso, instrumentos políticos sólidos e apropriados, incluindo políticas de eficiência energética, se tornam ainda mais importantes quando há expectativa de aumento na demanda de energia, e sua infra-estrutura ainda está sendo construída.

Neste sentido, em uma perspectiva de longo prazo, vários caminhos podem ser trilhados para o setor elétrico brasileiro, dada a disponibilidade de recursos existentes no país.

De acordo com PNE (2007), para a manutenção da alta participação de hidrelétricas no setor é preciso que seja expandida a utilização na região Norte, cujo potencial é significativo, mas esbarra fortemente em questões ambientais. Para a expansão da utilização de fontes fósseis é necessário o investimento na recuperação de gás natural e/ou carvão mineral e, neste caso, o país poderá perder sua grande vantagem comparativa de possuir uma matriz energética limpa. Há, ainda, a possibilidade de ampliação da nuclear, mas esta é bastante custosa, requerendo grandes investimentos em P&D e em infra-estrutura, para a exploração e processamento de urânio, bem como para a construção de centrais. Assim, o Brasil pode investir em outras fontes renováveis de energia, que, além de serem recursos de grande disponibilidade no país já possuem maturidade tecnológica comprovada em empreendimentos no mundo.

Desta forma, no âmbito do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), a energia solar aparece como uma alternativa para atender a crescente demanda de energia elétrica no país, bem como para manter a participação de renováveis na matriz elétrica.

Neste sentido, o Capítulo 2 visa apresentar a tecnologia CSP e mostrar sua maturidade tecnológica para ser utilizada como uma opção para a diversificação da geração de energia elétrica no país. É apresentada a fundamentação teórica sobre as tecnologias de concentração solar térmica para a geração de energia elétrica. O Capítulo inicia com um breve histórico sobre o desenvolvimento da tecnologia, seguido por fundamentação técnica e definição dos conceitos existentes atualmente. Também é apresentado um panorama mundial sobre os projetos em operação, em desenvolvimento e anunciados no mundo. Na sequência é analisado o aspecto econômico mundial atual e futuro da tecnologia CSP, a partir da visão de principais instituições de consultoria e pesquisa sobre renováveis. Por fim, é abordado os principais desafios tecnológicos para aumentar a competitividade da tecnologia CSP.

O Capítulo 3 tem como objetivo analisar se há potencial solar brasileiro para a instalação de uma planta heliotérmica no país. Para tal, é realizada fundamentação teórica sobre o recurso solar e as principais características que impactam na tecnologia CSP. É dada ênfase na geometria solar, mostrando sua importância para o desempenho de uma planta de geração heliotérmica. É apresentado o potencial solar da localidade selecionada para a instalação de uma planta no Brasil, em Bom Jesus da Lapa – BA. Na sequência é realizada revisão bibliográfica sobre a medição do recurso solar e, em seguida um panorama sobre a situação da medição solar no país, bem como literaturas existentes sobre o recurso solar brasileiro.

No Capítulo 4 é realizada análise de desempenho de uma planta heliotérmica localizada em Bom Jesus da Lapa (BA), utilizando o *software* de simulação SAM (Solar Advisor Model). É apresentada a metodologia utilizada para a simulação, os dados de entrada necessários, as premissas consideradas e análises paramétricas em variáveis que impactam na produção mais econômica de energia elétrica. Na sequência, após a otimização do projeto conceitual simulado, é realizada estimativa de custos e análise financeira de uma planta de geração heliotérmica com potência instalada de 30 MW. Em seguida, é realizada análise de sensibilidade determinística em variáveis de entrada pré-selecionadas, tais como custos, investimento e definições do projeto conceitual, de forma a revelar os parâmetros de entrada mais sensíveis e como os mesmos impactam o projeto, sob o ponto de vista econômico. Por fim, é realizada análise de sensibilidade determinística do impacto da TUSD (Tarifa de Uso de Sistemas de Distribuição) sobre o LCOE, por ser este um dos incentivos atualmente existentes para a geração solar no Brasil.

E, finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as considerações finais e as conclusões do presente trabalho.

CAPÍTULO 2 - Tecnologia solar térmica concentrada para a geração de energia elétrica

2.1. Breve histórico

A energia solar é a forma mais antiga de energia já utilizada pelo homem. A primeira aplicação prática conhecida foi seu uso para a secagem e preservação de comida.

Segundo Kalogirou (2009), provavelmente a primeira aplicação de grande escala foi a queima da frota romana na baía de Syracuse (Itália) por Arquimedes, o filósofo e matemático Greco (282 – 212 a.C.). De 100 a.C. até 1100 d.C. diversos autores fizeram referência a este evento, embora mais tarde ele fosse considerado um mito, por não ter existido tecnologia de manufatura de vidros naquela época (Delyannis, 1967; citado por Kalogirou, 2009). Contudo, ainda pairam dúvidas se Arquimedes realmente tinha conhecimento o suficiente sobre ciência e óptica para construir um aparelho simples que concentrasse a energia solar em um ponto focal, de forma a queimar navios à distância. Segundo Meinel e Meinel (1976), citado por Kalogirou (2009), Arquimedes chegou a escrever um livro, chamado *On Burning Mirrors*, que é conhecido apenas em referências, pois nenhuma cópia sobreviveu.

Delyannis e Belessiotis (2000) e Delyannis (1967), citados por Kalogirou (2009), comentam que o historiador grego Plutarco (46 – 120 d.C.) referiu-se a este incidente dizendo que os romanos, ao avistar tal evento, pensaram estarem lutando contra Deus. No livro *Optics Vitelio*, o matemático polonês Vitélio descreveu o aparelho de Arquimedes como sendo um vidro composto por 24 espelhos, que convergem os raios do sol em um ponto focal comum, produzindo calor. Proclus repetiu o experimento de Arquimedes durante o período Bizantino e queimou a frota de inimigos em Constantinopla.

Muitos historiadores acreditam que Arquimedes não usou espelhos, mas escudos dos soldados, arranjados em uma grande parábola, de forma a focar os raios do sol em um ponto comum (Kalogirou, 2009).

Durante o século 18 foram desenvolvidas fornalhas solares para derreter ferro, cobre e outros metais. As fornalhas foram usadas na Europa e Oriente Médio. Uma das primeiras aplicações em larga escala foi a fornalha solar construída pelo químico

francês Lavoisier, em 1774, apresentada na Figura 1. Ela atingiu temperaturas da ordem de 1750 °C e utilizou lentes de 1,32 m, mais uma lente secundária de 0,2 m (Kalogirou, 2009).

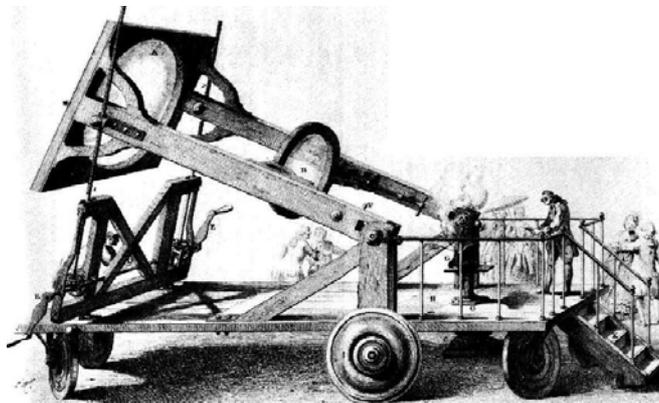


Figura 3 – Fornalha solar utilizada por Lavoisier em 1774

Fonte: Kalogirou (2009)

Segundo Kalogirou (2009), durante o século 19 foram realizadas diversas tentativas para converter a energia térmica contida na radiação solar em vapor de baixa pressão, de forma a operar máquinas a vapor. Augusto Monchot teria sido o primeiro nesta área, e construiu diversas máquinas a vapor operadas através da energia solar, entre os anos de 1864 a 1878, na Europa e norte da África. Uma de suas máquinas, no caso uma impressora movida a geração solar, é apresentada na Figura 2, tendo sido apresentada em Paris, em 1882, durante exposição internacional. A impressora imprimia 500 cópias/hora (Ragheb, 2011).

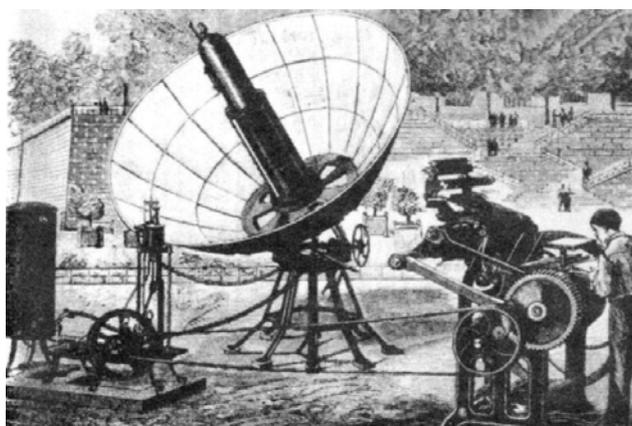


Figura 4 – Coletor parabólico operando uma máquina de impressão de jornal na exposição de Paris, em 1882.

Fonte: Kalogirou (2009)

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

De acordo com Jordan e Ibele (1956), citado por Kalogirou (2009), os esforços continuaram nos Estados Unidos, onde um engenheiro americano, Capitão John Ericsson, desenvolveu o primeiro motor a vapor movido diretamente a energia solar. Ericsson construiu oito sistemas que continham cilindros-parabólicos que usavam tanto água quanto ar como fluido de trabalho. Um dos sistemas está apresentado na Figura 3, e foi usado para bombear água.

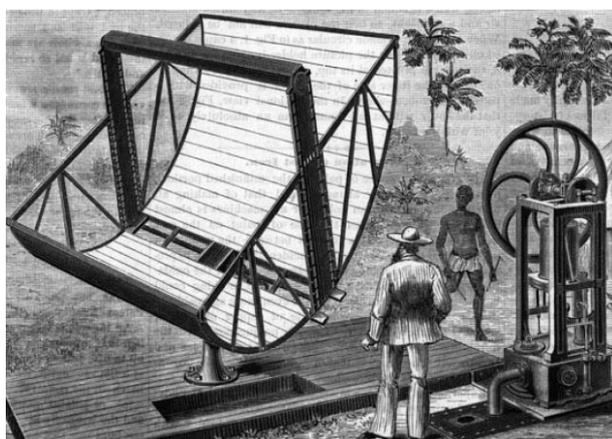


Figura 5 – Concentrador cilíndrico-parabólico de John Ericsson, 1870

Fonte: Ragheb (2011)

Em 1901 A.G.Eneas instalou um coletor solar para bombear água em uma fazenda na Califórnia. De acordo com Kreith e Kreider (1978), citado por Kalogirou (2009), o aparelho consistiu em uma estrutura parecida com um guarda-chuva invertido, que continha um ângulo que recebia os raios do sol em seus 1788 espelhos, que estavam alinhados para seu interior. Os raios do sol eram concentrados em um ponto focal, que continha uma caldeira. A caldeira aquecia a água, produzindo vapor, o qual movia uma bomba centrífuga.

Em 1912, Frank Shuman, em colaboração com Charles Vernon Boys, um físico britânico, construiu a maior planta de bombeamento do mundo, na época, nos subúrbios de Al Meadi, no Egito, próximo ao rio Nilo. O sistema entrou em operação em 1913, usando cilindros-parabólicos que focavam a luz do sol em um tubo absorvedor, com eixo único de rastreamento solar. Cada cilindro tinha 62 m de

comprimento e aproximadamente 4,5 m de largura. A área total de campo solar era de 1.200 m² (Ragheb, 2011). A planta é apresentada na Figura 4.

A água dentro dos receptores era aquecida e convertida em vapor, que movia uma bomba que bombeava até 22,7 m³ de água por minuto, com uma potência de 100 HP (75 kW).

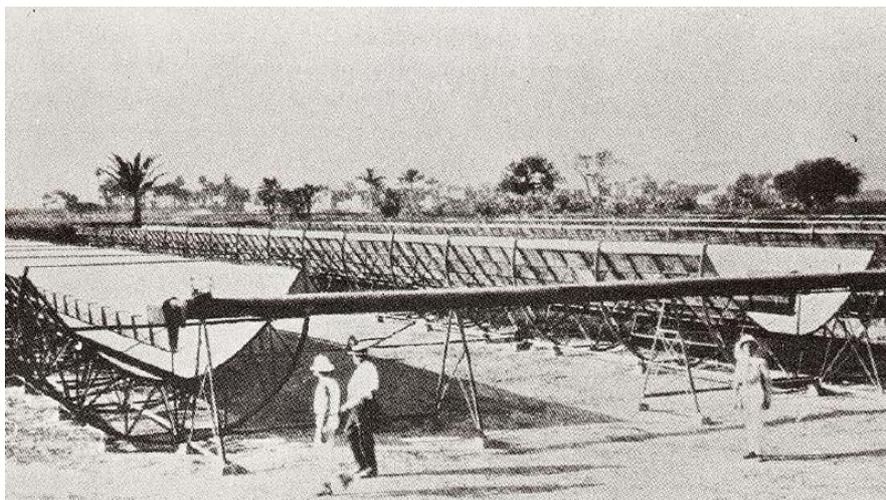


Figura 6 – Estação de bombeamento com águas do rio Nilo em Al Meadi, 1913

Fonte: Ragheb (2011)

A motivação de Frank Schuman para a construção desta planta foi registrada em um artigo escrito pelo próprio e publicado no Scientific American Journal, em 1911. Frank Schuman dizia que “No Egito, a agricultura é totalmente dependente do transbordo do rio Nilo, que ocorre anualmente, bem como de sua água em si. A irrigação dos campos é realizada através de centenas de trabalhadores que bombeiam água com métodos arcaicos. Uma única máquina solar poderia fazer o trabalho de centenas destes trabalhadores” (RAGHEB, 2011, p. 6). Em 1912, Schuman realizou uma entrevista, no Cairo, onde comparou suas atividades com o desenvolvimento da tecnologia de aviação “Existem notáveis similaridades entre a energia solar e a tecnologia de aviação. A poucos anos atrás, se alguém investisse uma boa quantia de dinheiro na aviação poderia ser chamado de lunático. Mas agora, todos sabem que realmente é possível voar, e todos querem investir. A cada mês são alcançados grandes avanços na aviação. A tecnologia solar terá a mesma história de sucesso” (RAGHEB, 2011, p. 6).

Contudo, embora a planta tenha sido um sucesso, a mesma foi desativada em 1915 devido a Primeira Guerra mundial, que se apropriou do material da planta. Além disso,

depois da guerra, foram descobertos vastos campos de petróleo no Oriente Médio e Venezuela, e a geração solar ficou em segundo plano.

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

2.2. Desenvolvimento da tecnologia

De acordo com Ragheb (2011), o desenvolvimento da tecnologia de coletores solares começou nos Estados Unidos, durante a década de 70, sob os auspícios do DOE (Department of Energy). A primeira planta solar comercial foi instalada em Albuquerque, Novo México, em 1979, pela *Sandia National Laboratory*. A planta utilizou coletores cilíndrico-parabólicos e alcançou temperaturas da ordem de 500°C, sendo inicialmente desenvolvida para processos industriais. Durante este período os principais fabricantes de tecnologia de coletores foram: Acurex, SunTec e Solar Kinetics.

O desenvolvimento do cilindro-parabólico também ocorreu na Europa, tendo sido iniciado através de um projeto de demonstração de sistemas de geração solar, chamado SSPS/DCS (*Small Solar Power Systems/Distributed Collector System*). O projeto foi instalado em Tabernas, na Espanha, em 1981, e consistiu em dois campos solares de cilindros-parabólicos com área total de abertura de 7.602 m². O sistema utilizou tecnologia da Acurex e da MAN, empresa alemã sediada em Munique (Ragheb, 2011).

Em 1982 a companhia *Luz International Limited* (Luz), baseada na experiência obtida com o DOE/Sandia e com os projetos SSPS, desenvolveu coletores cilíndrico-parabólicos voltados para aplicações industriais (calor de processo). Diversos desenvolvedores entraram neste mercado, durante as décadas de 70 e 80, contudo encontraram duas barreiras principais que dificultaram o desenvolvimento da tecnologia: falta de escala, com um grande esforço em engenharia e em marketing, mas com poucos projetos sendo executados; e dificuldade de aceitação pelos grandes clientes industriais, que não acreditavam no conceito (Ragheb, 2011).

Em 1983, a companhia de energia elétrica *Southern California Edison* (SCE) assinou contrato com a Acurex Corporation para comprar energia elétrica de uma planta solar utilizando a tecnologia cilíndrico-parabólica. Como a Acurex não conseguiu levantar fundos para o projeto, outra companhia, Luz, negociou o contrato de compra de energia com a SCE e construiu as plantas SEGS I e II (Solar Electric Generating System), com 14 MW e 30 MW, respectivamente. Com o Purpa foi criado o Califórnia Standard Offer (SO), que consistia em contratos pré-qualificados de compra de energia. A Luz assinou, então, diversos contratos SO com a SCE e, desta forma, construiu as SEGS III à IX, cuja potência total é de 354 MW. Inicialmente, o Purpa limitou o tamanho das plantas em 30 MW de geração, mais tarde, o tamanho aumentou para 80 MW (Ragheb, 2011).

No entanto, no início da década de 90 o cenário mudou e o interesse público e o suporte político diminuíram, de forma que os investimentos cessaram. Após este período, nenhuma nova planta usando tecnologia de concentração solar foi construída. Porém, após o final da década de 90, alguns estados americanos iniciaram a adoção de mecanismos de inserção de energias renováveis na matriz elétrica. Pouco a pouco, outros estados americanos passaram também a adotar o Renewable Portfolio Standard (RPS) e, desde então, se reiniciou o investimento em plantas solares. (Rader e Hempling, 2001).

Em 1991 a companhia Luz decretou falência e não conseguiu construir sua décima planta, SEGS X. Embora muitos fatores tenham contribuído para isso, a questão principal foi o alto custo da tecnologia que dificultava a competitividade no custo da energia. Todas as plantas SEGS foram vendidas para grupos de investidores, como projetos independentes, e continuam a operar (Ragheb, 2011).

2.3. Visão geral

De uma forma geral, a conversão da energia solar em energia elétrica pode ser feita através de duas rotas principais: conversão térmica ou conversão fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 5.

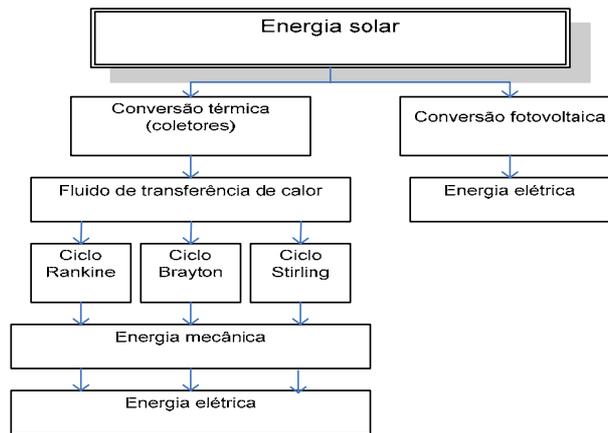


Figura 7 – Esquema de conversão da energia solar

Fonte: Kamal (1988), adaptado pela autora

A geração solar térmica concentrada utiliza a rota de conversão termodinâmica para a geração de eletricidade. Para tal, a conversão pode ser realizada através de ciclos termodinâmicos de combustão externa, do tipo Rankine, Brayton ou Stirling. O ciclo Rankine utiliza turbina a vapor, o ciclo Brayton utiliza turbina a gás e o ciclo Stirling utiliza um motor Stirling. No caso, a energia solar substitui a energia do combustível fóssil (Kamal, 1988).

Um coletor solar é um tipo especial de trocador de calor, que transforma a energia da radiação solar em energia interna, em um fluido de trabalho. O componente principal de um concentrador é o coletor em si. É um aparelho que absorve a radiação incidente, converte-a em calor e transferindo este calor para o fluido de trabalho (ar, água ou óleo), que circula pelo coletor. (Duffie e Beckman, 1991)

O esquema básico de conversão da energia solar em energia mecânica é mostrado na Figura 6.

Neste sistema, a energia térmica solar coletada nos concentradores é usada para operar uma máquina térmica. É possível incorporar no sistema o armazenamento da energia, de forma a obter-se operação em período noturno ou em períodos com nebulosidade, sem o uso de combustível *backup*. O desafio principal do projeto é selecionar a temperatura ideal de operação, pois a eficiência da máquina térmica aumenta com o aumento da temperatura de operação, enquanto que a eficiência do coletor solar se reduz com o aumento da temperatura de operação (Kalogirou, 2009).

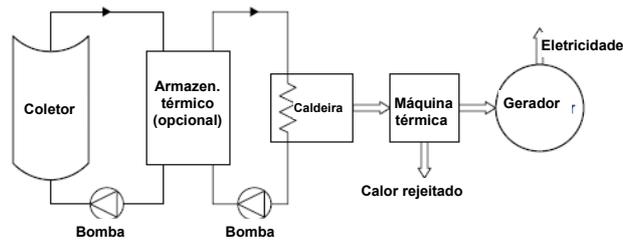


Figura 8 – Diagrama esquemático típico de um sistema de conversão de energia solar térmica

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pela autora

2.3.1. Definição da concentração

A concentração da radiação solar torna-se necessária quando se deseja temperaturas elevadas, que não podem ser obtidas com coletores planos. Segundo Rabl (1985), a relação de concentração pode ser definida de duas maneiras: concentração geométrica ou de fluxo. A concentração geométrica é a mais apropriada para concentradores de energia solar térmica e a concentração de fluxo é utilizada para sistemas fotovoltaicos.

Na definição de concentração geométrica considera-se a relação entre a área de abertura do coletor e a área superficial do receptor. O concentrador reflete a radiação solar direta que incide em uma grande área e a concentra em uma pequena área, conforme apresentado na Figura 7 e expresso em (1).

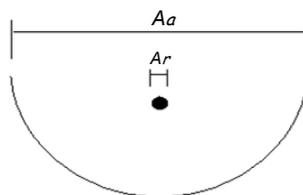


Figura 9 – Diagrama ilustrativo da área de abertura do coletor e da área de absorção do receptor.

Fonte: elaboração própria

Desta forma, a relação de concentração C é igual à área de abertura do concentrador A_a dividida pela área de absorção de energia no receptor A_r .

$$C_{geom} = C = \frac{A_a}{A_r} \quad (1)$$

Já a relação de concentração de fluxo envolve a intensidade de radiação existente na abertura do coletor e no receptor, e considera também efeitos de absorção. Assim, a relação de fluxo é expressa em (2), sendo I_a a radiação solar na abertura e I_r a radiação solar, já concentrada, no receptor.

$$C_{fluxo} = \frac{I_a}{I_r} \quad (2)$$

Segundo Rabl (1985), o ângulo de aceitação de um coletor solar está intimamente relacionado com a concentração. O ângulo de aceitação é definido como o intervalo angular no qual todo o raio solar contido nesta região, ou quase todo, é aceito pelo coletor, sem a necessidade de sua movimentação. O ângulo de aceitação é representado como $2\theta_a$.

Segundo Duffie e Beckman (1991), para fins didáticos de análise da concentração, costuma-se utilizar, para conceitos básicos, o concentrador parabólico composto, chamado CPC (*compound parabolic concentrador*). Cada lado do CPC é uma parábola e cada parábola se estende até que sua superfície seja paralela ao eixo do CPC, conforme apresentado na Figura 8. O ângulo entre o eixo do CPC e a linha que se conecta entre o foco de uma das parábolas e a sua borda oposta de abertura, é o meio-ângulo de aceitação θ_a . Se o refletor é perfeito, qualquer radiação que esteja na região de abertura, com ângulos entre $\pm\theta_a$ será refletido para o receptor, localizado na base do concentrador. Assim, a relação de concentração é função do meio-ângulo de aceitação.

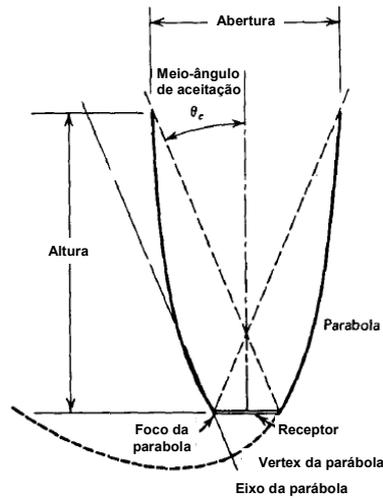


Figura 10 – Corte transversal de um CPC não truncado e simétrico

Fonte: Duffie e Beckman (1991), adaptado pela autora

De acordo com Rabl (1985), pela segunda lei da termodinâmica a concentração máxima possível e ideal para o meio-ângulo de aceitação θ_a é expressa em (3), para sistemas com geometria bidimensional (foco linear), e em (4) para sistemas com geometria tridimensional (foco pontual):

$$C_{ideal,2D} = \frac{1}{\text{sen}(\theta_a)} = \left(\frac{Aa}{Ar} \right)_{linear,m\acute{a}x} \quad (3)$$

$$C_{ideal,3D} = \frac{1}{\text{sen}^2(\theta_a)} = \left(\frac{Aa}{Ar} \right)_{circular,m\acute{a}x} \quad (4)$$

Quando observado da Terra, o disco solar forma um ângulo de 32 minutos (aproximadamente 9,4 mrad ou 0,59 °) com relação à superfície terrestre. Este ângulo é importante para diversas aplicações, especialmente para coletores concentradores, pois o Sol não pode ser considerado como uma fonte pontual. Este ângulo, mesmo pequeno, é significativo para a análise do comportamento óptico do coletor (Kalogirou, 2009).

Desta forma, dado que o raio angular do Sol é 4,7 mrad (aproximadamente 0,29°) o limite termodinâmico para um concentrador que rastreia o Sol é 213, para sistemas com geometria bidimensional, e 45.300 para sistemas com geometria tridimensional.

Segundo Tiwari (2004), a concentração é obtida através do uso de elementos ópticos de reflexão ou refração apropriados, com elevada precisão. Estes elementos aumentam a densidade energética do fluxo de radiação solar, direcionando-a a uma

superfície absorvedora. Para a obtenção de máxima concentração solar, o coletor necessita rastrear o sol ao longo de sua trajetória, através de mecanismos eletromecânicos.

Quanto maior a temperatura desejada para a operação, maior deve ser a razão de concentração e também mais preciso deve ser a óptica do concentrador e do sistema de orientação. Na Figura 9 é apresentada a relação entre a concentração e a temperatura de operação do receptor. Segundo Duffie e Lof (1962), citado por Duffie e Beckman (1991), a curva de “limite inferior” representa a razão de concentração na qual as perdas térmicas se igualam à energia absorvida. Quando a energia absorvida supera as perdas térmicas, passa-se a ter energia útil, mas para isso é preciso atingir temperaturas mais elevadas, o que só é obtido com índices elevados de concentração. O intervalo sombreado da figura representa o intervalo de operação possível, o qual corresponde a eficiências de 40% a 60%. Também são apresentados na figura outros intervalos de operação para outros tipos de coletores solares.

Segundo Duffie e Beckman (1991) esta figura é apenas ilustrativa e não deve ser utilizada para projetar um sistema de geração, pois a mesma é baseada em premissas pré-estabelecidas, cuja aplicação deve ser analisada caso-a-caso. Desta forma, a posição das curvas apresentadas na figura pode mudar.

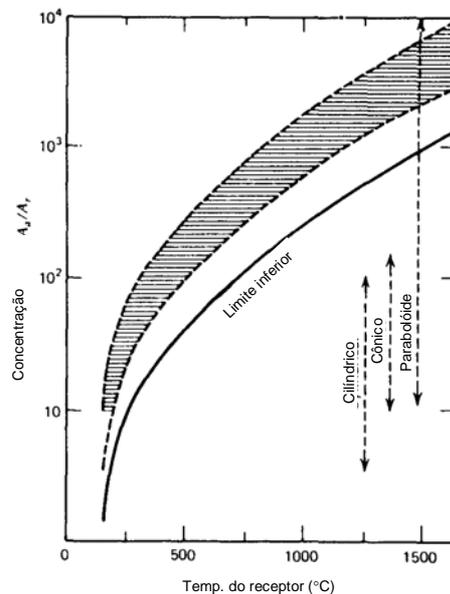


Figura 11 – Relação de concentração e temperatura de operação

Fonte: Duffie e Beckman (1991), adaptado pela autora

Conforme relatado anteriormente, a geometria de um concentrador pode variar. A Figura 10 apresenta algumas configurações possíveis para um coletor solar de concentração térmica.

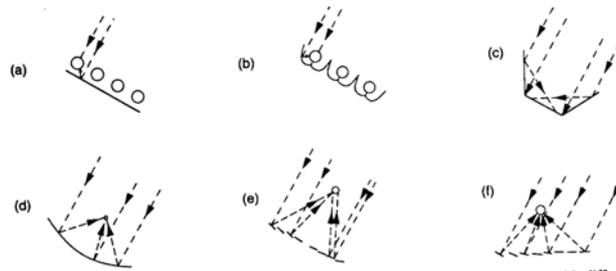


Figura 12 – Configurações possíveis para coletores: (a) absorvedor tubular com refletor difuso; (b) absorvedor tubular com refletor especular cúspide; (c) receptor plano com refletores planos; (d) concentrador parabólico; (e) refletores de Fresnel e (f) heliostatos com receptor central.

Fonte: Raibl, 1985

Segundo Freidenraich *et. al* (2009), as geometrias são classificadas em bidimensional (2D) ou tridimensional (3D), a depender da trajetória que os raios luminosos realizam dentro da seção concentradora. Se a trajetória sofrer modificações que façam parte de um plano o concentrador é chamado bidimensional (foco linear). Se a trajetória sofrer modificações em todas as direções do espaço o concentrador é chamado tridimensional (foco pontual ou circular). O cilindro-parabólico é um exemplo de um concentrador bidimensional, pois, segundo Rabl (1985), citado por Freidenraich *et. al* (2009, p.16) “as componentes da direção do raio que se alteram são as que se encontram no plano transversal do concentrador, que possui geometria parabólica, e as componentes longitudinais não sofrem alteração”. Já a torre solar e o disco parabólico são exemplos de concentradores tridimensionais.

Um exemplo de geometria bidimensional é apresentado na Figura 11. A figura apresenta a projeção $\theta_{i, xy}$ do ângulo de incidência θ_i e a projeção $\theta_{r, xy}$ do ângulo de reflexão θ_r no plano xy, que é o plano perpendicular à direção do coletor cilindro-parabólico. Os ângulos projetados $\theta_{i, xy}$ e $\theta_{r, xy}$ são iguais.

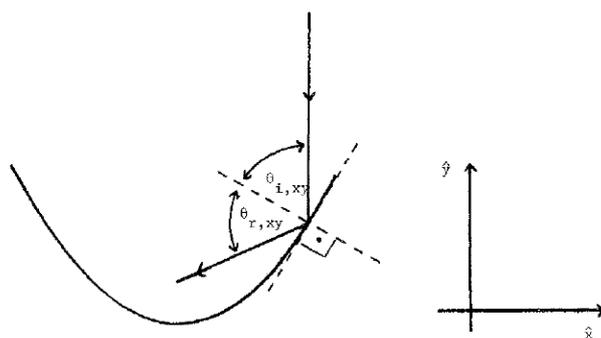


Figura 13 - Trajetória dos raios no concentrador cilíndrico-parabólico

Fonte: Rabl, 1985

Contudo, como o coletor solar somente concentra a componente solar direta, tema que está abordado no Capítulo 2, é essencial o mesmo ter mecanismo de rastreamento do sol, de forma a evitar perdas pelo desvio na projeção desta componente, chamado de perdas por cosseno. De acordo com Raibl (1985), o ângulo θ (incidência da radiação solar com a normal da superfície) é obtido através do produto de vetores formados entre a direção do sol \hat{n}_s e a normal da superfície n , conforme apresentado em (5). Desta forma, o ângulo de incidência projetado é função da orientação da abertura do coletor.

$$\cos \theta = \hat{n}_s \cdot n \quad (5)$$

Segundo Philibert *et al.* (2010), atualmente existem quatro famílias de tecnologias de geração solar térmica concentrada, em inglês *Concentrated Solar Power* (CSP), a saber: cilíndrico-parabólica, torre solar, CLFR (*Compact Linear Fresnel Reflector*) e disco parabólico. Elas são categorizadas de acordo com o modo como é realizado o foco da radiação solar, bem como o tipo de receptor, conforme apresentado na Tabela 1.

As tecnologias supracitadas estão descritas nas seções seguintes deste Capítulo.

		Tipo de foco	
		Foco linear	Foco pontual
Tipo de receptor	Fixo	Os coletores rastreiam o sol ao longo de 1 eixo e focam a radiação em um receptor linear. O rastreamento é mais simples	Os coletores rastreiam o sol ao longo de 2 eixos e focam a radiação em um receptor pontual. Isto permite alcançar altas temperaturas
	Móvel	Receptores fixos são dispositivos estacionários independentes do dispositivo de foco. Isto facilita o transporte do calor coletado para o bloco de geração	Receptores móveis se movimentam junto com o dispositivo de foco. Receptores móveis coletam mais energia
		Refletor linear de Fresnel	Torre solar
		Cilindro-parabólico	Disco parabólico

Tabela 1 – Famílias de tecnologia CSP

Fonte: Philibert *et al.* (2010), adaptado pela autora

As características de desempenho de cada tecnologia possuem distinções, e é apresentada na Tabela 2. De acordo com Muller-Steinhagen e Trieb (2004), citado por Kalogirou (2009), a tecnologia cilíndrico-parabólica, o refletor de Fresnel e a torre solar podem ser integradas a ciclos de vapor, e terem capacidades de geração elétrica entre 10 a 200 MW. A eficiência térmica neste ciclo passa a ser entre 30 a 40%. Este mesmo range de eficiência é alcançado em motores Stirling acoplados a um disco solar. Já a eficiência de conversão do bloco de geração é a mesma que a de termelétricas a combustível fóssil. A eficiência global solar-elétrica, definida como a geração de energia elétrica líquida, obtida com a radiação solar direta incidente, é menor do que a eficiência de conversão de ciclos convencionais de vapor ou ciclo combinado. Isto acontece porque na eficiência global é incluída a eficiência de conversão da energia solar em energia térmica, obtida pelo coletor, e a eficiência de conversão da energia térmica em energia elétrica.

Também é apresentada na Tabela 2 a concentração possível de ser obtida com as diferentes tecnologias de coletores solar. A tecnologia cilíndrico-parabólica concentra a radiação solar entre 70 a 80 vezes, a tecnologia de Fresnel entre 25 a 100 vezes, a torre solar entre 300 a 1000 vezes e o disco parabólico entre 1000 a 3000 vezes. No disco parabólico, devido à elevada concentração que pode ser obtida, a eficiência costuma ser mais alta do que as das outras tecnologias de concentração (Kalogirou, 2009).

Tecnologia	Capacidade (MW)	Concentração (vezes)	Eficiência de pico solar (%)	Eficiência solar-elétrica (%)	Área ocupada
Cilindro-parabólico	10-200	70-80	21	10-15	grande
Refletor Fresnel	10-200	25-100	20	9-11	médio
Torre solar	10-150	300-1000	20	15-30	médio
Disco parabólico	0,01 – 0,40	1000-3000	29	20-30	pequeno

Tabela 2 - Características de desempenho das tecnologias CSP

Fonte: Kalogirou (2009) e Philibert *et al.* (2010), adaptado pela autora

2.4. Tecnologia Cilíndrico-Parabólica

Basicamente, o concentrador consiste em uma superfície refletora com geometria cilíndrico-parabólica e um tubo receptor posicionado em seu eixo longitudinal. A radiação incidente perpendicularmente a esta superfície é refletida na direção do foco do coletor. A superfície refletora é composta por vidro espelhado montado sobre uma estrutura metálica, equipada com dispositivo que rastreia o sol. No centro longitudinal do coletor é posicionado o receptor, ficando alinhado com sua linha focal, conforme apresentado na Figura 12 (Kalogirou, 2009).

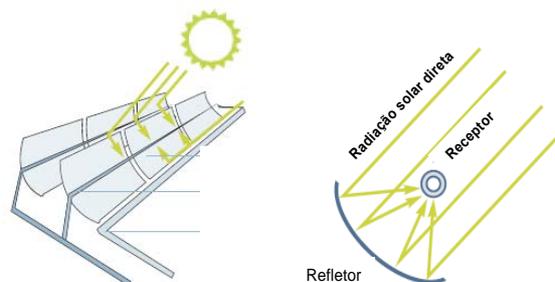


Figura 14 – Diagrama esquemático do coletor

Fonte:www.solarpaces.org (2011), adaptado pela autora

O receptor consiste em tubos metálicos recobertos com película seletiva, geralmente na cor preta, que absorve até 90% da radiação incidente e emite muito pouca radiação infra-vermelha (Philibert *et al.*, 2010). O receptor é envolvido em um cilindro de vidro, que é evacuado para reduzir perdas de calor por convecção, mas permite a passagem dos raios solares refletidos pelo coletor. O tubo receptor contém um fluido de transferência de calor, geralmente óleo sintético, que circula em circuito fechado. A

energia solar absorvida nos tubos é transferida para este óleo térmico, que troca calor com água, gerando vapor. Este vapor é usado em um ciclo convencional de geração de eletricidade, através de uma turbina a vapor, em ciclo Rankine (Ho, 2008).

Uma ilustração contendo os componentes principais de um concentrador cilíndrico-parabólico é apresentada na Figura 13. Geralmente os espelhos são alinhados com até 100m de comprimento e a largura de cada um fica entre 5m a 6m (Philibert *et al.*, 2010).

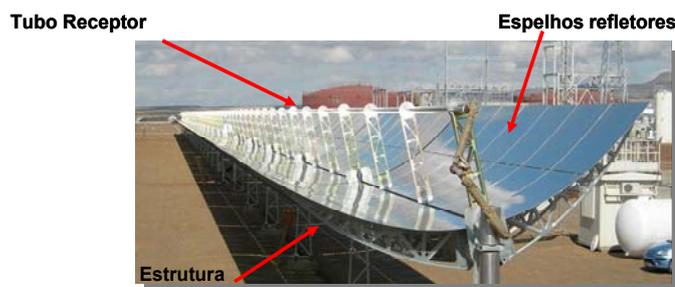


Figura 15 – Componentes principais do concentrador cilíndrico-parabólico

Fonte: Lassa (2007) adaptado pela autora

Quando o coletor é apontado para o sol, os raios que incidem sobre o mesmo, de forma paralela ao seu eixo de rotação, são refletidos para o tubo receptor. A concentração obtida no tubo receptor gera temperaturas elevadas. Isto faz com que a radiação solar seja convertida em calor útil. Desta forma, o coletor cilíndrico-parabólico alcança temperaturas entre 50° C e 400° C (Kalogirou, 2009).

Segundo Kalogirou (2009), para o rastreamento do sol, no cilindro-parabólico é suficiente a utilização de apenas um eixo de rastreamento. Um campo solar contém vários coletores, formando módulos alinhados em paralelo, com grande comprimento. O rastreamento do coletor ocorre em torno de seu eixo longitudinal. O coletor pode ser orientado na direção leste-oeste ou norte-sul. Se for orientado na direção leste-oeste, vai rastrear o movimento aparente diário do sol na direção norte-sul. A vantagem desta orientação é que o ajuste necessário para o rastreamento do sol durante o dia é muito menor e, ao meio-dia, a área de abertura fica totalmente apontada para o sol. No entanto, o desempenho do coletor durante o início da manhã e no final da tarde é reduzido, devido ao ângulo de incidência ser muito largo (perda por cosseno). Se for orientado na direção norte-sul, vai rastrear o movimento aparente diário do sol na direção leste-oeste, girando em torno de seu eixo longitudinal. Esta orientação tem maiores perdas por cosseno, principalmente ao meio-dia.

A planta de geração solar concentrada pode ser utilizada tanto para sistemas isolados como para sistemas conectados ao *grid* (Kalogirou, 2009). No entanto, há limites para a capacidade mínima de geração, pois a escala é essencial para a viabilidade da planta.

O diagrama do fluxo de processo da maioria das plantas utilizando a tecnologia Cilíndrico-Parabólica em operação atualmente é apresentado na Figura 14. A planta consiste em duas partes principais: a) campo solar, onde ocorre a coleta de energia solar e sua conversão em calor; b) bloco de geração, onde ocorre a conversão deste calor em eletricidade.

Conforme já relatado, o campo solar consiste de vários coletores dispostos em uma área extensa, que se movimentam rastreando o sol. O fluido de transferência de calor é aquecido à medida que ele circula através dos tubos receptores, em um circuito fechado, e troca calor com água, em com uma série de trocadores de calor do bloco de geração, gerando vapor superaquecido a alta pressão. O vapor superaquecido alimenta uma turbina a vapor, que produz eletricidade. O vapor utilizado na turbina é condensado em um sistema de condensação e é bombeado de volta para os trocadores de calor (Philibert *et al.*, 2010).

Segundo o Philibert *et al.* (2010), nos Estados Unidos, durante o verão, é possível obter entre 10 a 12 horas por dia de operação, a plena carga. Atualmente, a maioria das plantas é hibridizada com combustível fóssil para *backup*, geralmente gás natural. Isto garante a operação da planta 24h por dia, especialmente em períodos com baixa ou nenhuma radiação solar. No entanto, o projeto prioriza a energia solar como fonte primária para a geração elétrica. No sistema apresentado na Figura 14, o forno a gás natural (opcional) situado em paralelo com o campo solar, bem como a caldeira a gás (opcional) localizada em paralelo com os trocadores de calor, fornecem a capacidade de *backup*. A Figura 14 também apresenta o sistema de armazenamento térmico, que também é opcional, mas traz robustez para o despacho termelétrico.

A maioria das plantas existentes não possui armazenamento térmico, ou tem pouco armazenamento. Mas quase todas utilizam combustível fóssil para *backup*, para firmar a capacidade. Por exemplo, as plantas CSP na Espanha consomem entre 12% a 15% de gás natural para sua geração de eletricidade, no ano (Philibert *et al.*, 2010).

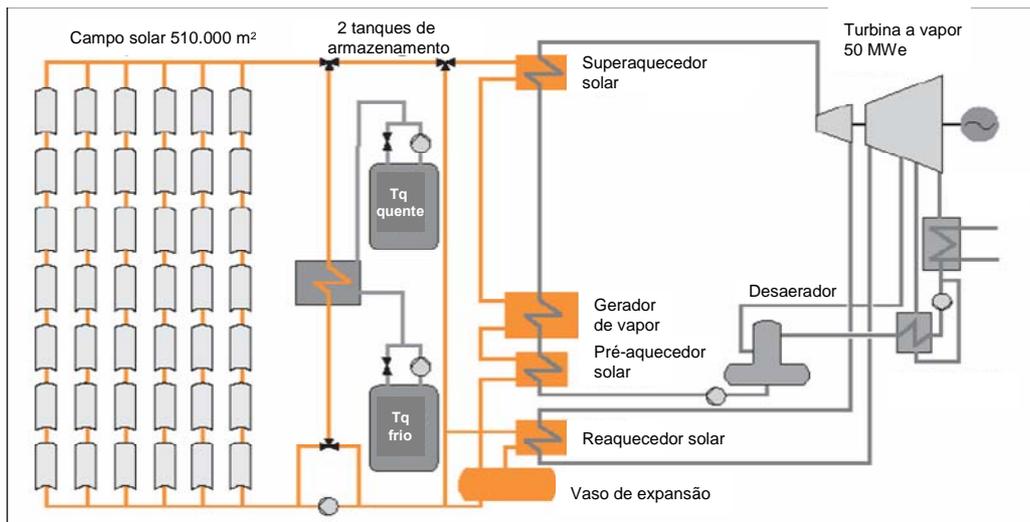


Figura 16 - Sistema típico e simplificado de geração solar térmica concentrada

Fonte: www.solarpaces.org (2011), adaptado pela autora

Além das opções de armazenamento térmico e de hibridização, é possível integrar uma planta de geração solar com uma central termelétrica que utiliza turbina a gás em ciclo combinado (turbina a vapor). Esta integração é chamada de ISCCS – *Integrated Solar Combined Cycle System*.

A integração com centrais termelétricas já existentes é uma prática que tem sido adotada em países em desenvolvimento, tais como: Egito, México, Marrocos e África do Sul. É uma forma de reduzir custos e melhorar a eficiência global solar-elétrica. Para tal, os projetos dos países acima citados utilizaram um subsídio oferecido pelo Banco Mundial, no âmbito do GEF - Global Environment Facility¹. A natureza do projeto de geração solar permite que o mesmo seja enquadrado no quesito de mitigação de

¹ Em 1996, o GEF iniciou um programa para desenvolver uma carteira de projetos CSP em países em desenvolvimento, motivado pela vontade de “aprender fazendo” e buscar reduções de custo para as regiões com recurso solar existente. O GEF iniciou 4 projetos, com a intenção de tê-los operacionais em 2001. Em 2008 o projeto de Marrocos entrou em operação, o do México e do Egito estão em construção e o da Índia foi cancelado. Todos os projetos são do tipo integrado a plantas com ciclo combinado (ISCC-Integrated Solar Combined Cycle), por ser este conceito o de menor custo.

mudanças climáticas. Para tal, os projetos receberam incentivo financeiro de US\$ 50 milhões cada, a fundo perdidos.

O diagrama do fluxo de processo de um ISCCS é apresentado na Figura 15. O ISCCS utiliza o campo solar como calor suplementar para elevar a temperatura dos exaustos da turbina a gás, de forma a incrementar a geração elétrica. Desta forma, a energia solar é usada para gerar vapor adicional e os exaustos da turbina a gás são usados para gerar vapor pré-aquecido e superaquecido. No entanto, esta operação requer que a turbina a vapor tenha capacidade ociosa, além da demanda da turbina a gás já projetada.

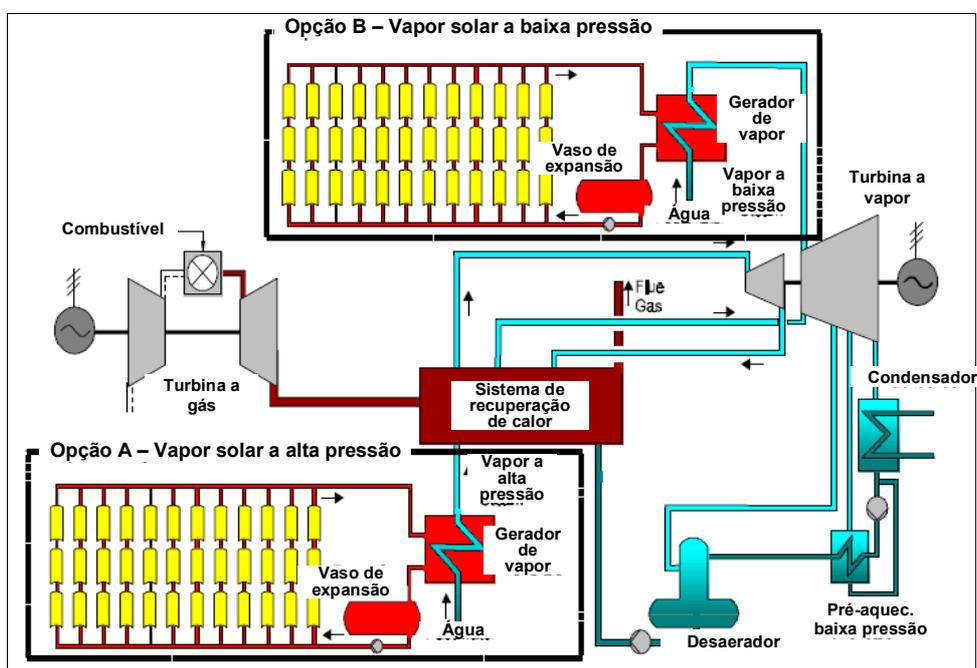


Figura 17 – Diagrama de fluxo de processo de um sistema ISCCS

Fonte: www.solarpaces.org (2011), adaptado pela autora

Com relação à maturidade tecnológica, a tecnologia Cilíndrica-Parabólica é considerada madura, com milhares de horas de operação comprovadas, sendo o investimento de menor risco dentre as quatro famílias de tecnologias (Philibert *et al.*, 2010). Ela está comercialmente disponível desde a década de 80, e atualmente há 470 MW desta tecnologia em operação no mundo, além de 989 MW em construção. Um tamanho típico da de uma planta CSP com concentradores cilíndrico-parabólicos é entre 50 e 80 MW, e um tamanho mais econômico, segundo estudos do Libby e Bedard (2008), é entre 125 MW e 150 MW.

2.5. Tecnologia CLFR – Fresnel

A forma do refletor linear de Fresnel se aproxima da forma do sistema cilíndrico-parabólico, mas utiliza espelhos planos ou levemente curvados que, alinhados e segmentados, refletem a radiação solar em um receptor fixo e linear, com a face voltada para baixo, conforme apresentado na Figura 16 (Philibert *et.al*, 2010). A geração de vapor ocorre diretamente no receptor, onde circula água como fluido de trabalho.

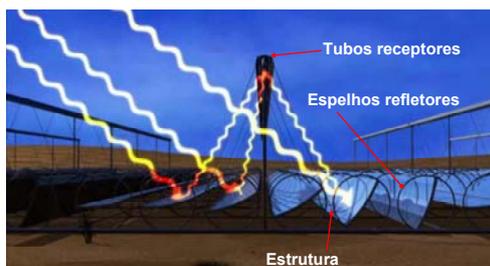


Figura 18 – Desenho esquemático do refletor de Fresnel

Fonte: www.areva.com (2011), adaptado pela autora

O conceito conhecido como CLFR (*Compact Linear Fresnel Reflector*) utiliza dois receptores em paralelos para cada linha de espelhos, instalados em uma cavidade trapezoidal, conforme apresentado na Figura 17. Isto faz com que a área necessária para a produção de energia seja menor que a área de cilindro-parabólico necessária para a mesma produção, conforme já citado anteriormente.



Figura 19 – Detalhe do receptor

Fonte: www.areva.com (2011)

De acordo com Philibert *et al.* (2010), a principal vantagem do refletor linear de Fresnel é sua simplicidade na construção dos espelhos, da estrutura de suporte e do receptor, de forma que os custos de investimento passam a ser menores quando comparado com as outras tecnologias. Além disso, pelo fato da geração de vapor ser diretamente no receptor, os custos com trocadores de calor e com o fluido de transferência de calor são eliminados.

Como a tecnologia de Fresnel é menos eficiente que a tecnologia cilíndrico-parabólica para a conversão de energia solar em energia elétrica, além do fato de ser mais difícil incorporar o armazenamento térmico, uma forte aplicação para esta tecnologia é o fornecimento de calor para processos industriais. Entre as aplicações industriais, citam-se: recuperação de óleos pesados, refinarias, celulose e papel, alimentos e dessalinização. A Figura 18 apresenta as aplicações possíveis da tecnologia de Fresnel.

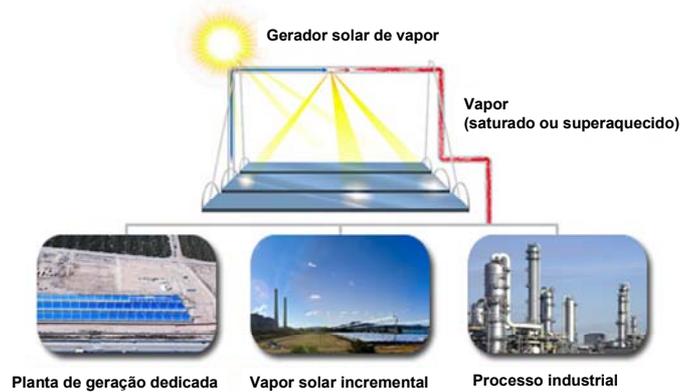


Figura 20 – Aplicações da tecnologia de Fresnel

Fonte: www.areva.com (2011), adaptado pela autora

Atualmente existem poucos projetos em demonstração no mundo, os principais são: planta de Kimberlina, localizada na Califórnia, com capacidade de geração de 5 MW de energia elétrica; e planta de Liddell, localizada na Austrália, com capacidade de 2 MW integrado a uma planta a carvão. Ambos os projetos são da Areva (que adquiriu a Ausra). A Figura 19 mostra um diagrama esquemático do sistema de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia supracitada.

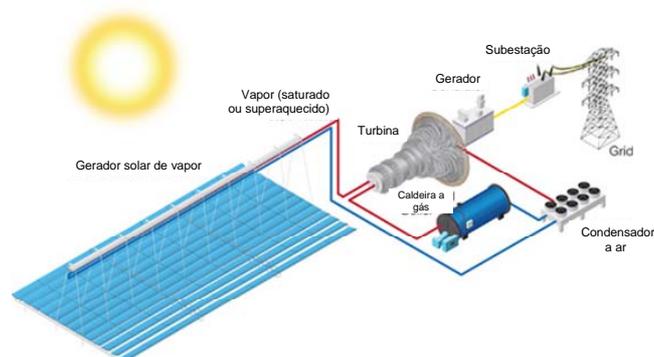


Figura 21 – Diagrama esquemático da geração de energia elétrica utilizando Fresnel

Fonte: www.areva.com (2011), adaptado pela autora

2.6. Tecnologia Disco Parabólico

De acordo com Kalogirou (2009), o disco parabólico é uma unidade autônoma de geração, composta pelo coletor, receptor e um motor Stirling (ou uma microturbina), que se conecta a um alternador, conforme apresentado na Figura 20.

O disco coleta e concentra a energia solar, que é refletida pelos espelhos em formato de disco, para o receptor, atingindo temperaturas da ordem de 750 °C.

O receptor absorve a energia térmica e a transfere ao motor Stirling. O calor é, então, convertido pelo motor em energia mecânica.

Acoplado ao motor Stirling está um gerador de energia elétrica, que converte a energia mecânica em eletricidade.



Figura 22 – Desenho esquemático do disco parabólico e módulos de 10 kW da planta de demonstração Solúcar (Espanha)

Fonte: www.abengoasolar.com (2011), adaptado pela autora

A conversão ocorre de um modo similar ao de motores convencionais, ou seja, através da compressão de um fluido de trabalho, enquanto o mesmo está frio, seguido por aquecimento deste fluido comprimido e, então, expansão em uma turbina ou em um pistão, produzindo energia mecânica. Já o receptor consiste em um banco de tubos com fluido refrigerante circulante, podendo ser hidrogênio ou hélio. Também podem ser utilizados tubos de calor para o receptor (Kalogirou, 2009).

O rastreamento solar do disco parabólico é realizado em dois eixos, de forma que o coletor está sempre apontado para o Sol. Isto faz com que este dispositivo seja o mais eficiente dentre as famílias de tecnologias. Conforme já relatado anteriormente, a concentração obtida é da ordem de 1000 a 3000 vezes, podendo alcançar temperaturas de até 1500 °C. De acordo com Schwarzbozl *et al.* (2000) e Chavez *et al.* (1993), citados por Kalogirou (2009), tem sido objeto de grande atenção a utilização de motores Stirling em disco solar, visto que máquinas de ciclo Rankine, ciclo Brayton e utilizando sal fundido já foram testadas em sistemas de disco solar.

A forma parabólica do refletor pode ser obtida tanto utilizando um refletor único como por refletores múltiplos. Cada módulo do disco pode gerar de 5 a 25 kW de energia elétrica e ser usado de forma independente ou interligado com outros módulos, com tamanho típico de 5 a 15m de diâmetro.

De acordo com Pitz-Paal (2002), citado por Kalogirou (2009), o disco parabólico não permite o armazenamento térmico, mas pode ser hibridizado com combustível fóssil para os períodos sem sol. O motor Stirling é a máquina térmica mais utilizada para a tecnologia de disco solar, contudo, para aplicações futuras, está sendo analisado o uso de microturbinas e fotovoltaica concentrada.

O disco parabólico é indicado para sistemas isolados e geração distribuída, no entanto, se for usado uma quantidade grande de discos é possível se obter capacidades de geração elevada (Kalogirou, 2009).

2.7. Tecnologia Torre Solar

A torre solar utiliza espelhos planos de grande dimensão, chamados heliostatos, que ficam posicionados no solo, geralmente em um campo solar circular, e refletem a radiação solar para um receptor central fixo, posicionado no topo de uma torre. Os heliostatos rastreiam o Sol, individualmente, e concentram a radiação solar neste receptor, que possui foco do tipo pontual, conforme apresentado na Figura 21 (Philibert *et al.*, 2010).

A tecnologia de torre solar consegue concentrar a luz solar de 300 a 1000 vezes, atingindo temperaturas elevadas, da ordem de 800°C a 1000°C (Richter *et al.*, 2009).

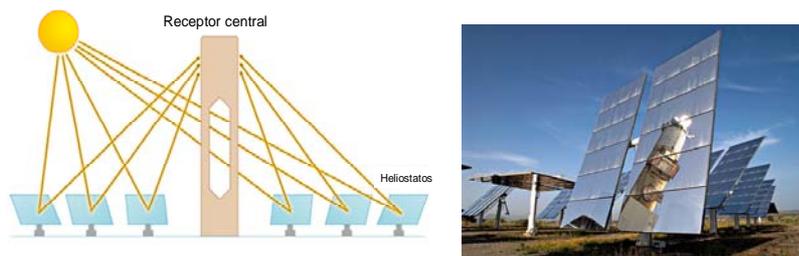


Figura 23 – Componentes principais da tecnologia torre solar e detalhe dos heliostatos

Fonte: www.abengoasolar.com (2011), adaptado pela autora

Um fluido de transferência de calor circula pelo receptor e absorve a radiação que foi concentrada, convertendo a energia solar radiativa em energia térmica. Este calor é, então, convertido em vapor superaquecido, que será utilizado em uma turbina a vapor.

Esta tecnologia vem sendo demonstrada há 15 anos, mostrando-se ser viável tecnicamente, em projetos que utilizaram diferentes desenhos de heliostatos e diferentes fluidos de transferência de calor, tais como: vapor, ar e sais fundidos (Richter *et. al*, 2009).

Entre os conceitos desenvolvidos de torre solar, a geração de vapor pode ser realizada diretamente no receptor, conforme apresentado na Figura 22.

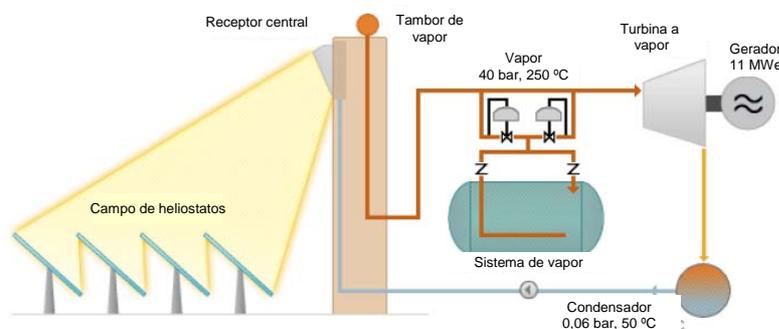


Figura 24 – Diagrama esquemático da PS-10, com geração direta de vapor

Fonte: www.abengoasolar.com (2011), adaptado pela autora

Outro conceito utiliza sais fundidos como fluido de transferência de calor e também como meio de armazenamento térmico, conforme apresentado na Figura 23. A planta Gemasolar utiliza 15h de armazenamento térmico, através do uso de sais fundidos.

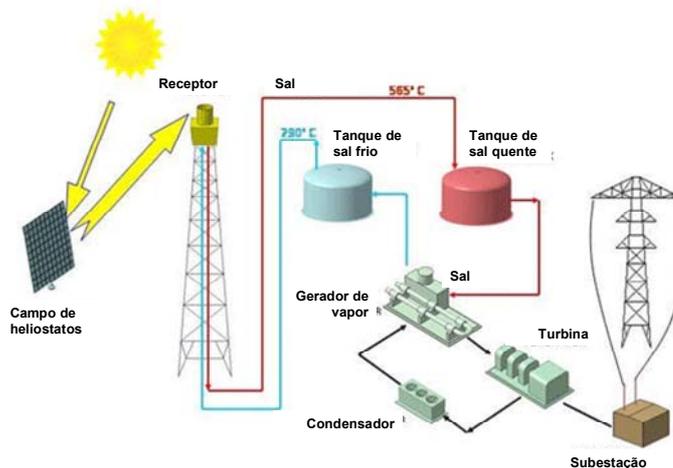


Figura 25 – Diagrama esquemático da planta de 17 MW Gemasolar (Espanha)

Fonte: www.psa.es (2011), adaptado pela autora

Um terceiro conceito, alternativo, consiste na utilização de gás ou ar pressurizado no receptor, podendo ser utilizado para acionar uma turbina a gás (ciclo Brayton), ao invés de produzir vapor para acionar uma turbina a vapor (ciclo Rankine). Segundo Richter *et. al.*, (2009), se for utilizado gás ou ar pressurizados como meio de transferência de calor, com temperaturas na ordem de 1000°C , é possível ainda substituir diretamente o gás natural em uma turbina a gás, obtendo-se ciclos combinados com 60% de eficiência ou mais. Este sistema pode alcançar até 35% de eficiência de pico e 25% de eficiência solar-elétrica anual.

2.8. Armazenamento térmico

Segundo Philibert *et al.* (2010), a planta CSP possui inércia térmica naturalmente, permitindo que o calor gerado fique armazenado por um pequeno intervalo de tempo, de forma a suavizar a curva de geração e eliminar intermitência durante passagem de nuvens.

O uso do armazenamento térmico em plantas CSP é uma prática recente e seu conceito é relativamente simples. Para tal, há necessidade de uma quantidade de coletores que possua carga térmica superior à capacidade nominal da turbina de geração. O excesso de calor é desviado para um meio de armazenamento (sais fundidos, por exemplo) e, quando necessário, o calor armazenado é liberado para o ciclo de vapor e a planta continua a produzir eletricidade.

De acordo com Philibert *et al.* (2010), em locais com boa insolação (DNI elevado), um sistema de armazenamento térmico com 2 a 4 horas a mais de operação é suficiente para acompanhar uma curva de demanda típica de regiões ensolaradas. E em regiões com baixa insolação o sistema de armazenamento provavelmente será maior. Além disso, neste caso, o armazenamento térmico também ajuda a compensar variações no recurso solar.

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

A Figura 24 ilustra os tanques de armazenamento térmico do projeto Andasol I, que entrou em operação em 2009, na Espanha. O armazenamento térmico desta planta permite que a mesma opere 3.500 horas/ano a mais do que na condição sem armazenamento. São dois tanques de 36m de diâmetro cada, com altura de 14m. A capacidade de armazenamento é de 7,5h a 50 MW. O armazenamento é realizado utilizando 28.000 toneladas de sais fundidos (nitratos de sódio e potássio), com um range de temperatura de 291° C a 384° C. O limite de temperatura para evitar congelamento do sal é de 221° C (Rocha, 2010).



Figura 26 – Foto do armazenamento de Andasol I

Fonte: Rocha (2010)

Segundo Rocha (2010), o armazenamento térmico possibilita a operação da usina no horário da ponta, atendendo a demanda de pico. Além disso, aumenta a confiabilidade da planta, permitindo operação na base. Desta forma, o fator de capacidade da planta é aumentado e o custo da energia gerada pode ser reduzido.

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

Existem três modos diferentes de operação da planta: (a) geração deslocada para o horário de pico; (b) geração maximizada para atender o horário de pico ou (c) geração estendida. No entanto, o projeto da planta só permite uma estratégia de produção. Como fatores críticos estão: o tamanho do campo solar, o tamanho do sistema de armazenamento e a geração de eletricidade (Rocha, 2010). O conceito do armazenamento térmico é apresentado na Figura 25.

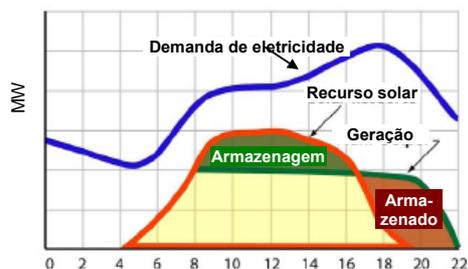


Figura 27 – Conceito de armazenamento térmico

Fonte: www.nrel.gov (2011), adaptado pela autora

A Figura 26 apresenta curva típica de geração deslocada, com múltiplo solar (MS) igual a um. O MS igual a um significa que a planta gera sua capacidade nominal, quando nas condições de referência. Uma explicação mais profunda do MS está no Capítulo 4.

A curva azul escuro é a radiação solar do dia, iniciando-se às 06h e finalizando às 19h. A curva laranja é a energia térmica coletada pelo campo solar. Ela segue o perfil da radiação solar. A curva vermelha é a produção líquida de eletricidade. A curva azul claro é a energia térmica sendo enviada para armazenamento, e a curva verde é a energia térmica advinda do armazenamento.

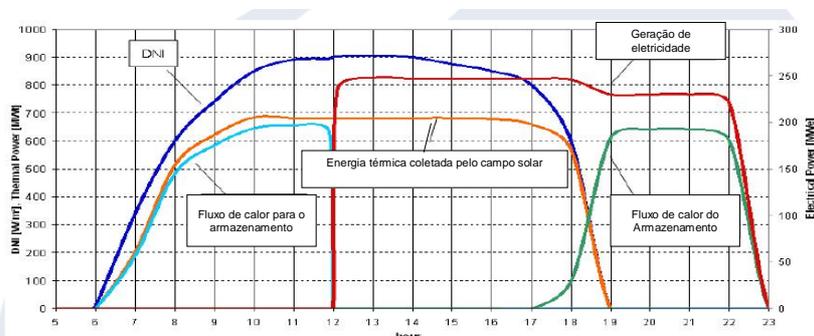


Figura 28 – Curva típica de geração deslocada, com MS=1

Fonte: Rocha, 2010

De acordo com a figura, durante a parte da manhã a energia térmica solar é armazenada e a planta só começa a operar a partir do meio-dia. A energia armazenada é utilizada durante as primeiras horas da noite. A geração elétrica se estende até às 23h, usando o calor previamente armazenado. A Figura 27 apresenta uma curva típica de geração maximizada para o horário de pico. Nesta, a produção de eletricidade está na curva laranja e ocorre entre às 12h e às 18h. Para atender a demanda em plena carga, pela manhã o calor é todo armazenado, sendo utilizado durante o período de geração. Para esta condição de projeto o MS é menor que um.

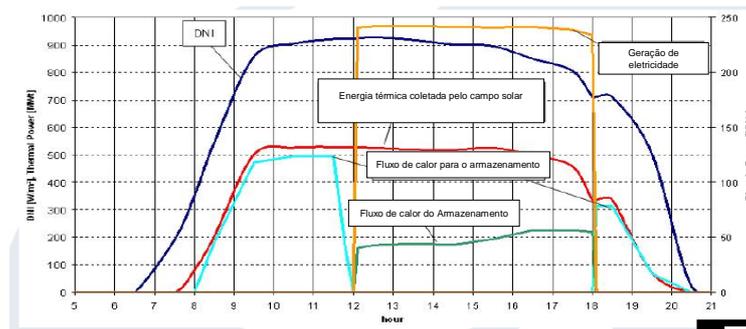


Figura 29 - Produção maximizada para atender demanda de pico, como MS < 1

Fonte: Rocha, 2010

Já a Figura 28 apresenta um modelo de geração estendida. Este é o modo de operação adotado nas plantas Andasol I e II da ACS Cobra, em operação desde 2009 na Espanha.

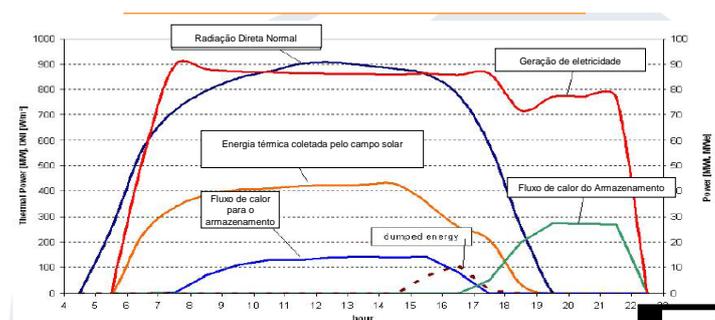


Figura 30 - Produção estendida, com MS>1

Fonte: Rocha, 2010

Para este tipo de produção o MS deve ser maior que um. Um MS>1 significa uma maior área de coletores, o que possibilita a operação da turbina na condição nominal durante um intervalo maior de tempo, mas também significa perda de energia em sistemas sem armazenamento. Quando chega a noite o sistema de armazenamento inverte seu ciclo, enviando a energia térmica armazenada para o bloco de potência. Durante a noite a o sistema de armazenamento atinge seu máximo desempenho e a

planta pode seguir funcionando por mais horas após o pôr-do-sol, até que toda a energia armazenada no tanque quente seja extraída. Observe que, neste caso, a produção de eletricidade é das 05:30 às 22:30, utilizando a energia solar.

De acordo com o Decreto Real espanhol 661/2007, que estabelece incentivos para a geração solar concentrada, os projetos espanhóis devem ser de 50MW, contendo no máximo 15% de backup com gás natural.

Como pode ser observado nos exemplos acima, o armazenamento térmico confere às centrais solares uma maior confiabilidade na capacidade de produção de energia elétrica. Desta forma, alguns fabricantes, principalmente o grupo ACS Cobra, defendem a idéia de que o armazenamento térmico permite o melhor gerenciamento do despacho da planta. Já em conversas pessoais com demais concorrentes os mesmos alegam que os custos de capital de elevam muito, na ordem de 50%, bem como a área necessária, na ordem de 30%, além de problemas operacionais. Assim, não vêem reais vantagens no armazenamento térmico.

Philibert *et al.* (2010) afirmam que o armazenamento térmico poderia ajudar na garantia de capacidade e no aumento da geração, tornando possível a geração solar na base. Contudo, a hibridização com combustível fóssil ou sistema de back-up possui vantagens e provavelmente devem continuar a serem utilizadas.

O assunto armazenamento é bastante extensivo e complexo. Maiores informações podem ser obtidas em Libby e Bedard (2008).

2.9. Projetos no mundo

Conforme já relatado anteriormente, as primeiras plantas comerciais a entrarem em operação no mundo foram instaladas entre 1984 a 1991, na Califórnia (Estados Unidos - EUA). A motivação para o investimento ocorreu devido ao estabelecimento de incentivos federais e estaduais, bem como pela garantia de contratos de longo prazo, em âmbito governamental. No entanto, nos anos seguintes, a queda no preço do combustível fóssil desmantelou a estrutura que tinha sido montada para suportar o desenvolvimento do CSP nos Estados Unidos, de forma que nenhuma planta nova foi construída no mundo, até o início dos anos 2000.

De acordo com Tisdale (2008), um dos principais motivos para o investimento mundial em energia solar tem sido a busca por segurança energética, em resposta à elevação nos custos de gás natural, combustível bastante utilizado para a geração termelétrica nos EUA e na Espanha, principais mercados da CSP. Em 2009 o gás natural respondeu pela geração de 23% da matriz elétrica nos EUA (Philibert *et al.*, 2010) e 30% na Espanha (Tisdale e Rinaldi, 2010).

Tisdale (2008) mostra, na Figura 29, que a geração de centrais CSP ocorreu em resposta à crise energética instalada nos anos 70, e a segunda geração está em curso no momento atual, e também reflete o investimento após um período de custos elevados de combustível fóssil. Como efeito colateral, Tisdale (2008) afirma que o investimento em energia renovável ajuda a frear a volatilidade no preço neste combustível.

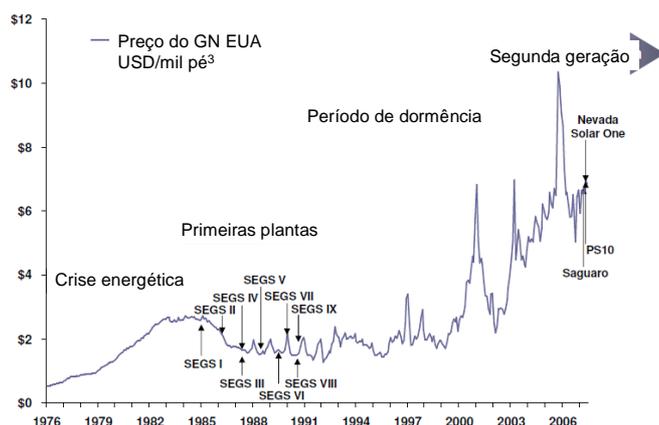


Figura 31 - Histórico de investimentos em plantas heliotérmicas no mundo

Fonte: Tisdale (2008), adaptado pela autora

De acordo com Philibert *et al.* (2010), em 2006 o mercado ressurgiu na Espanha e nos Estados Unidos, novamente em resposta às políticas governamentais de incentivo à geração renovável, tais como: *feed-in tariff* (FiT) e metas de geração renovável na matriz energética destes países.

Desta forma, a preocupação ambiental também tem impulsionado o investimento na energia solar (Tisdale, 2008).

De acordo com Philibert *et al.* (2010), no início de 2010 a capacidade mundial de plantas CSP se aproximou de 1 GW.

Atualmente, há a expectativa de 15 GW de projetos em desenvolvimento ou em construção em diversos países, tais como: China, Índia, Marrocos, Austrália, Espanha e Estados Unidos, conforme apresentado na Figura 30.

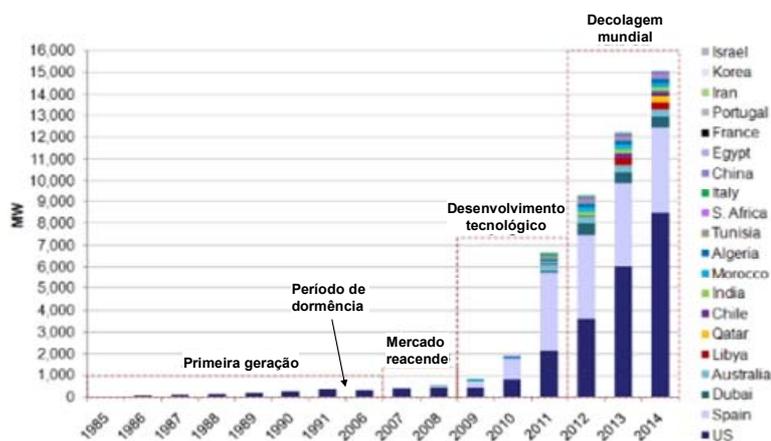


Figura 32 – Projetos CSP no mundo, por país, entre 1985 e 2014

Fonte: Tisdale (2008), adaptado pela autora

De acordo com Tisdale (2008), e conforme a Figura 30, a indústria solar térmica concentrada está crescendo rapidamente.

Neste sentido, a Espanha tem sido o epicentro de desenvolvimento da tecnologia CSP, com 22 projetos em construção, que totalizam 1037 MW de capacidade, e com a perspectiva dos mesmos entrarem em operação até 2011.

A motivação para tantos projetos foi devido ao Decreto Real espanhol 661/2007, que estabeleceu a meta de 500 MW em projetos CSP até 2010, oferecendo €0,27/kWh de FiT, acrescido ao valor convencional de energia, bem como a garantia de contratos de longo prazo (25 anos).

Os projetos em operação no mundo estão listados na Tabela 3. O total de capacidade instalada é de 1,3 GW.

Capacidade (MW)	Nome	País	Localização	Tecnologia	Observação
354	Solar Energy Generating Systems	EUA	Deserto de Mojave, California	Cilindro-parabólico	Coleção de 9 unidades
150	Solnova	Espanha	Seville	Cilindro-parabólico	Solnova 1 completada em Maio 2010 Solnova 3 completada em Maio 2010 Solnova 4 completada em Agosto 2010
100	Andasol solar power station	Espanha	Granada	Cilindro-parabólico	Andasol 1 completada, 2008 Andasol 2 completada, 2009
100	Extresol Solar Power Station	Espanha	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	Cilindro-parabólico	Extresol 1 completada em Fevereiro 2010 Extresol 2 completada em Dezembro 2010
75	Martin Next Generation Solar Energy Center	EUA	Florida	ISCC	Vapor em ciclo combinado
64	Nevada Solar One	EUA	Boulder City, Nevada	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Ciudad Real	Espanha	Puertollano, Ciudad Real	Cilindro-parabólico	Completada em Maio 2009
50	Alvarado 1	Espanha	Badajoz	Cilindro-parabólico	Completada em Julho 2009
50	La Florida	Espanha	Alvarado (Badajoz)	Cilindro-parabólico	Completada em Julho 2010
50	Majadas de Tiétar	Espanha	Caceres	Cilindro-parabólico	Completada em Agosto 2010
50	La Dehesa	Espanha	La Garrovilla (Badajoz)	Cilindro-parabólico	Completada em Novembro 2010
50	Palma del Rio 2	Espanha	Cordoba	Cilindro-parabólico	Completada em Dezembro 2010
50	Manchacosol-1	Espanha	Ciudad Real	Cilindro-parabólico	Completada em Janeiro 2011
20	PS20 solar power tower	Espanha	Seville	Torre solar	Completada em Abril 2009
20	Beni Mathar Plant	Marrocos	Ain Bni Mathar	ISCC	
17	Yazd power station	Irã	Yazd	Cilindro-parabólico	Primeira planta solar de ciclo combinado no mundo
17	Gemasolar, former Solar Tres Power Tower	Espanha	Fuentes de Andalucía (Seville)	Torre solar	Completada em Maio 2011, 15h armazenamento térmico
11	PS10 solar power tower	Espanha	Seville	Torre solar	Primeira planta comercial do mundo
5	Kimberlina Solar Thermal Energy Plant	EUA	Bakersfield, California	Fresnel	AREVA Solar, ex-planta de demonstração da Ausra
5	Sierra SunTower	EUA	Lancaster	Torre solar	Planta comercial da eSolar Completada em Agosto 2009
5	Archimede solar power plant	Itália	próximo de Siracusa, Sicilia	Cilindro-parabólico	ISCC com armazenamento térmico Completada em Julho 2010
2	Liddell Power Station Solar Steam Generator	Australia	New South Wales	Fresnel	Integrado com planta a carvão
1,5	Maricopa Solar	EUA	Peoria, Arizona	Disco Stirling	Stirling Energy Systems. Completada em Janeiro 2010 Primeira planta comercial da Tessera Solar
1,5	Jülich Solar Tower	Alemanha	Jülich	Torre solar	Completada em Dezembro 2008
1,4	Puerto Errado 1	Espanha	Murcia	Fresnel	Completada em Abril 2009
1	Saguaro Solar Power Station	EUA	Red Rock	Cilindro-parabólico	
2	Keahole Solar Power	EUA	Havai	Cilindro-parabólico	
0,25	Shiraz solar power plant	Irã	Shiraz	Cilindro-parabólico	Primeira planta solar do Irã

Tabela 3 – Lista de projetos CSP em operação no mundo (ano-base 2009)

Fonte: <http://en.wikipedia.org> (2011), adaptado pela autora

Na Tabela 4 são apresentados os projetos em construção no mundo. O total de capacidade em construção é de 2,2 GW.

Capacidade (MW)	Nome	País	Localização	Previsão de completção	Tecnologia	Observação
370	Ivanpah Solar Power Facility	EUA	San Bernardino County, California	2013	Torre solar	
280	Solana Generating Station	EUA	West of Gila Bend, AZ	2013	Cilindro-parabólico	Com 6h de armazen. térmico
100	Andasol 3 + 4	Espanha	Granada	2011	Cilindro-parabólico	Com 7,5h de armazen. térmico
100	Helioenergy 1+ 2	Espanha	Ecija	2011, 2012	Cilindro-parabólico	Com armazen. térmico
100	Solaben 1+ 2	Espanha	Logrosan	2012	Cilindro-parabólico	
100	Valle 1+ 2	Espanha	Cadiz	2020	Cilindro-parabólico	Com 7,5h de armazen. térmico
100	Termosol 1+2	Espanha	Navalvillar de Pela (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
100	Helios 1+2	Espanha	Ciudad Real		Cilindro-parabólico	
50	Palma del Rio 1	Espanha	Cordoba	2011	Cilindro-parabólico	
50	Extresol 3	Espanha	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Lebrija-1	Espanha	Lebrija	2011	Cilindro-parabólico	
50	Axtesol 2	Espanha	Badajoz		Cilindro-parabólico	
50	Arenales PS	Espanha	Moron de la Frontera (Seville)		Cilindro-parabólico	
50	Serrezuela Solar 2	Espanha	Talarrubias (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	El Reboso 2	Espanha	El Puebla del Rio (Seville)	2011	Cilindro-parabólico	
50	El Reboso 3	Espanha	El Puebla del Rio (Seville)	2012	Cilindro-parabólico	
50	Moron	Espanha	Moron de la Frontera (Sevilla)		Cilindro-parabólico	
50	Olivenza 1	Espanha	Olivenza (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Medellin	Espanha	Medellin (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Valdetorres	Espanha	Valdetorres (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Badajoz 2	Espanha	Talavera la Real (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Santa Amalia	Espanha	Santa Amalia (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	Torrefresneda	Espanha	Torrefresneda (Badajoz)		Cilindro-parabólico	
50	La Puebla 2	Espanha	La Puebla del Rio (Sevilla)		Cilindro-parabólico	
50	Carporate	Índia	Phalodi(Rajasthan)	2013	Cilindro-parabólico	
30	Puerto Errado 2	Espanha	Murcia		Fresnel	
25	Termosolar Borges	Espanha	Borges Blanques (Leiria)		Cilindro-parabólico	
20	Kuraymat Plant	Egito	Kuraymat	2011	Cilindro-parabólico	ISCC
25	Hassi R'mel power station	Argélia	Hassi R'mel	2011	Cilindro-parabólico	ISCC
1,4	THEMIS Solar Power Tower	França	Pyrénées-Orientales		Torre solar	Híbrida solar/gas
1	Renovalia	Espanha	Albacete		Disco Stirling	

Tabela 4 - Lista de projetos CSP em construção no mundo (ano-base 2009)

Fonte: <http://en.wikipedia.org> (2011), adaptado pela autora

Atualmente, a tecnologia cilíndrico-parabólica detém a maior fatia do mercado, mas tecnologias emergentes estão surgindo e prometem serem mais competitivas que o cilindro-parabólico (Philibert *et al.*, 2010).

Os Estados Unidos também vem promovendo o desenvolvimento de projetos CSP, com quase oito GW de projetos anunciados, e previsão de instalação até 2014 (Tisdale e Rinaldi, 2010).

Um dos fatores de motivação nos EUA é o estabelecimento de facilidades e maior rapidez para a obtenção de licenças de projetos de energia renovável, principalmente o licenciamento ambiental.

Isto é fruto da estratégia do governo Obama, que definiu como estratégia o rápido crescimento de renováveis, especialmente em terras públicas americanas, anunciado em seu plano de governo chamado *New Energy for America Plan*.

Além disso, já existem instrumentos econômicos de incentivo à inserção da solar nos EUA, como o *loan guarantee*, bem como mandato de governo para a inserção da energia renovável na matriz, através do *Renewable Portfolio Standard (RPS)*.

O *loan guarantee* é um programa de governo, no âmbito do DOE, cujo objetivo é dar suporte às tecnologias inovadoras e limpas, cujo alto risco tecnológico não as permite conseguirem financiamento convencional, do setor privado. Neste programa terceiras partes (geralmente o governo) garantem o risco do projeto.

Desta forma, projetos arriscados conseguem atrair financiamento, e a taxas reduzidas. O valor da garantia do empréstimo depende do risco inicial do projeto (Lodi e Soares, 2010).

A Tabela 5 apresenta os projetos anunciados nos EUA. O total de capacidade anunciada é de 7 GW.

Capacidade (MW)	Nome	 País	Localização	Tecnologia	Observação
968	Blythe Solar Power Project	EUA	Riverside County	Cilindro-parabólico	
553	Mojave Solar Park	EUA	San Bernardino County, California	Cilindro-parabólico	
500	Fort Irwin	EUA	San Bernardino County, California	Cilindro-parabólico	
500	Amargosa Solar Power Project	EUA	Nye County, Nevada	Cilindro-parabólico	
484	Palen Solar Power Project	EUA	Riverside County, California	Cilindro-parabólico	
350	Sonoran Solar Project	EUA	Maricopa County, Arizona	Cilindro-parabólico	
340	Hualapai Valley Solar Project	EUA	Mohave County, Arizona	Cilindro-parabólico	
300	Sem nome	EUA	Florida	Fresnel	
290	Agua Caliente Solar Project	EUA	Yuma County, Arizona	Cilindro-parabólico	
250	Beacon Solar Energy Project	EUA	Kern County, California	Cilindro-parabólico	
250	Harper Lake Solar	EUA	San Bernardino County, California	Cilindro-parabólico	
250	Genesis Solar Energy Project	EUA	Riverside County, California	Cilindro-parabólico	
200	Unnamed Kingman solar project	EUA	Mohave County, Arizona	Cilindro-parabólico	
200	BrightSource PPA5	EUA	Mojave, California	Torre solar	
200	BrightSource PPA6	EUA	Mojave, California	Torre solar	
200	BrightSource PPA7	EUA	Mojave, California	Torre solar	
150	Rice Solar Energy Project	EUA	Riverside County, California	Torre solar	Possui 7h amaz. térmico
150	Crossroads Solar Energy	EUA	Maricopa County, Arizona	Torre solar	Possui 10h amaz. térmico
107	San Joaquin Solar 1&2	EUA	Fresno County, California	Cilindro-parabólico	Hibridizado com biomassa
100	Crescent Dunes Solar Energy	EUA	Nye County, Nevada	Torre solar	Possui 12h amaz. térmico
100	Calico Solar Energy Project	EUA	San Bernardino County, California	Disco Stirling	Fotovoltaico em conjunto
92	Suntower	EUA	Doña Ana County, New Mexico	Torre solar	
84	eSolar 1	EUA	Los Angeles County, California	Torre solar	
66	eSolar 2	EUA	Los Angeles County, California	Torre solar	
62	City of Palmdale Hybrid Power Project	EUA	Palmdale, California	Cilindro-parabólico	ISCCS
59	Unnamed	EUA	Barstow, California	Cilindro-parabólico	Possui amaz. térmico
50	Victorville 2 Hybrid Power Project	EUA	Victorville, California	Cilindro-parabólico	ISCCS
50	Sound Hybrid G	EUA	Não anunciado	A definir	Hibridizado
5	Kalaeloa Solar One Micro CSP	EUA	Barbers Point Naval Air Station, Hawaii	Cilindro-parabólico	

Tabela 5 – Lista de projetos anunciados nos EUA (ano-base 2009)

Fonte: <http://en.wikipedia.org> (2011), adaptado pela autora

De acordo com Tisdale e Rinaldi (2010), a tecnologia cilíndrico-parabólica responde por mais de 96% dos projetos em construção na Espanha, enquanto que nos EUA esta tecnologia representa por apenas 40% dos projetos em curso.

Isto acontece devido a estratégia do governo espanhol em não arriscar-se em outras tecnologias.

Neste sentido, e conforme apresentado nas tabelas acima, o mercado americano apresenta uma maior diversificação no uso das famílias de tecnologias CSP, promovendo o desenvolvimento de tecnologias emergentes, tais como a torre solar, o disco parabólico e o Fresnel.

A Tabela 6 apresenta os projetos anunciados na Espanha. O total de capacidade anunciada é de 1 GW.

Capacidade (MW)	Nome	 País	Localização	Tecnologia	Observação
200	Andasol 4-7	Espanha	Granada	Cilindro-parabólico	Possui armaz. Térmico
50	Manchasol 2	Espanha	Ciudad Real	Cilindro-parabólico	Possui armaz. Térmico
100	Solnova 2, 4-5	Espanha	Sevilla	Cilindro-parabólico	Possui armaz. Térmico
50	Ibersol Badajoz	Espanha	Fuente de Cantos	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Valdecaballeros 1-2	Espanha	Valdecaballeros	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Sevilla	Espanha	Aznalcollar	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Almería	Espanha	Tabernas	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Albacete	Espanha	Almansa	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Murcia	Espanha	Lorca	Cilindro-parabólico	
50	Ibersol Zamora	Espanha	Cubillos	Cilindro-parabólico	
50	Enerstar Villena Power Plant	Espanha	Villena	Cilindro-parabólico	
100	Aste 3, 4	Espanha	Alcázar de San Juan	Cilindro-parabólico	
50	Astexol 1	Espanha	Extremadura	Cilindro-parabólico	
50	AZ 20	Espanha	Sevilla	Torre solar	
50	Alcázar Solar Thermal Power Project	Espanha	Alcázar de San Juan	Torre solar	
20	Almaden Plant	Espanha	Albacete	Torre solar	
10	Gotasol	Espanha	Gotarrendura	Fresnel	
0,08	Aznalcollar TH	Espanha	Sevilla	Disco Stirling	

Tabela 6 – Lista de projetos anunciados na Espanha (ano-base 2009)

Fonte: <http://en.wikipedia.org> (2011), adaptado pela autora

Desta forma, a Espanha e os Estados Unidos continuarão a liderar as atividades de desenvolvimento de projetos CSP no curto e médio prazo, especialmente devido à combinação entre a disponibilidade de recursos e o amparo político, formando terreno fértil para o desenvolvimento da solar. Contudo, de acordo com Tisdale e Rinaldi (2010), o Oriente Médio, o norte da África e o leste da Ásia têm demonstrado interesse na implantação de projetos CSP, conforme apresentado na Tabela 7.

Capacidade (MW)	Nome	País	Tecnologia	Observação
2000	Sudan Solar Program	Sudão	A ser definida	
2000	Sem nome	 China	Torre solar	
2000	Sem nome	 Marrocos	A ser definida	
250	Ashalim power station	Israel	A ser definida	
250	Sem nome	 Australia	A ser definida	
100	Shams	E.A.Unidos	Cilindro-parabólico	
100	Sem nome	África do Sul	Torre solar	
12	Alba Nova 1	 França	A ser definida	
10	Cloncurry solar power station	 Australia	Torre solar	Armaz. Térmico
10	Sem nome	 India	A ser definida	
10	LEI, Bhopal	 India	Torre solar	

Tabela 7 – Lista de projetos anunciados em outros países (ano-base 2009)

Fonte: <http://en.wikipedia.org> (2011), adaptado pela autora

2.10. Principais desenvolvedores da tecnologia CSP

De acordo com Tisdale e Rinaldi (2010), a liderança no setor de desenvolvimento da tecnologia CSP tem sido mantida por produtores independentes de energia (IPP) e por fornecedores de sistemas da tecnologia cilíndrico-parabólica, atuando de forma integrada.

Neste sentido, a Abengoa Solar e a Acciona Energia, ambas IPPs, e a Solar Millenium, desenvolvedora de projetos, posicionam-se na liderança do setor CSP, pois possuem elevada experiência no desenvolvimento de projetos.

A Siemens, após aquisições estratégicas de fornecedores de sistemas CSP, passou a dominar toda a cadeia industrial deste setor, sendo capaz de oferecer projetos do tipo “chave na mão”, totalmente verticalizados e integrados, e com tecnologia própria.

Já desenvolvedores de tecnologias emergentes, tais como a torre solar, Fresnel e disco parabólico, estão buscando escala para projetos comerciais, fruto de curvas de aprendizagem obtidas com projetos de demonstração.

Fazem parte deste nicho os desenvolvedores BrighSource Energy, eSolar, Areva (Ausra) e Novatec Biosol, que promovem a geração direta de vapor.

Existem projetos anunciados com tecnologias nos EUA, Índia, China e Jordânia. A eSolar e a Ausra estão focados, também, em fornecer vapor para plantas de geração a gás e a biomassa.

Já a SolarReserve e o Grupo Sener, fornecedores de torre solar com sais fundidos, estão focados em garantir o despacho durante toda a demanda de pico, nos EUA e Espanha.

Sobre o disco parabólico, a Stirling Energy Systems e sua subsidiária Tessera Solar, inauguram uma planta de demonstração de 1,5 MW em Phoenix, Arizona, e estão aguardando licenciamento ambiental para uma planta de 30 MW no Texas.

A Skufuel e a Solare XXI representam a segunda geração de desenvolvedores da tecnologia cilíndrico-parabólica e iniciaram a demonstração de projetos inovadores, como o uso de espelhos poliméricos e receptores com sais fundidos, na Europa e nos EUA.

A Figura 31 apresenta como os principais atores do setor CSP tem se posicionado estrategicamente.

		Projetos anunciados			
		0 MW to 100 MW	100 MW to 500 MW	500 MW to 1,000 MW	>1,000 MW
Estratégia de competição atual	Licença tecnologia				eSolar
	Modelo turkey	SkyFuel	AREVA		SES
	Constrói e opera	Solare	ARIES SENER SOLARRESERVE NOWATEC BIOSOL	SIEMENS acciona	Solar Millennium ABENGOA SOLAR BrightSource Energy

Figura 33 – Estratégia de atuação e projetos em andamento

Fonte: Tisdale e Rinaldi (2010), adaptado pela autora

A Abengoa é uma empresa espanhola, atuando na área de engenharia e gerenciamento de processo em cinco áreas de operação: bioenergia, serviços ambientais, construção/engenharia industrial, tecnologia da informação e solar. Na área solar promove e desenvolve as tecnologias cilíndrico-parabólica e torre solar. Atualmente possui dois projetos em operação na Espanha (31 MW), um de cada tecnologia. Outros 19 projetos (890 MW) estão em desenvolvimento na Espanha e três projetos (534 MW) nos Estados Unidos, todos utilizando o cilindro-parabólico.

O grupo Acciona é a maior empresa de construção espanhola e a maior empresa estatal neste país. O grupo entrou no setor de renováveis em meados de 1990 e se consolidou neste setor em 2003, quando adquiriu a EHN, líder no desenvolvimento de tecnologia eólica. Seu primeiro movimento na área solar ocorreu quando se tornou parceira no investimento da Nevada Solar One, construída em 2007 nos EUA, utilizando o cilindro-parabólico (64 MW). Atualmente possui 2 projetos em operação nos EUA (65 MW) e um na Espanha (50 MW). Está em curso um projeto nos Estados Unidos (500 MW) e 10 projetos na Espanha (440 MW).

A Áries Engenharia e Sistemas é uma companhia privada sediada na Espanha. A companhia é dividida em cinco setores: Automotivo e Industrial, Químico, Espacial e de Defesa e o setor Energia. Na divisão de Energia a Áries atua na área eólica, solar e hidráulica. Ela desenvolveu seu próprio coletor cilíndrico-parabólico e firmou parcerias com outras empresas, formando a Dioxipe Solar. Hoje possui oito projetos (400 MW) em desenvolvimento na Espanha.

A Ausra é uma companhia australiana que desde 2007 vem investindo em projetos de demonstração utilizando a tecnologia de Fresnel, tendo um projeto nos EUA (5 MW) e um na Austrália (10 MW). Em 2010 a francesa Areva adquiriu a Ausra, passando a ser sediada na Califórnia (EUA). Atualmente está em curso mais um projeto na Austrália (30 MW). De acordo com EER (2010), a Areva esta tentando desenvolver outros projetos, um no Chile (200 MW), um na Jordânia (100 MW) e um em Portugal (7 MW), mas com dificuldades de progresso.

A BrighSource (ex-Luz) é uma empresa geradora de energia, fundada em 2004, na Califórnia. Desenvolveu sua própria tecnologia de torre solar e possui subsidiária em Israel, a BrighSource Industries Israel. Dada sua envergadura, traz consigo diversos investidores, tais como: Black River, BP Energias Alternativas, Chevron Technology Ventures, DBL Investors, Draper Fisher, Google.org, Morgan Stanley e StatoilHydro Venture. Atualmente possui 10 projetos em desenvolvimento nos EUA (Califórnia e Nevada), que somados chegam a 3.191 MW.

A eSolar está localizada na Califórnia, EUA, tendo sido fundada em 2007. É uma empresa de pesquisa tecnológica e desenvolveu um conceito de torre solar compacto e mais competitivo economicamente. É um sistema modular, com geração direta de vapor, com heliostatos e torres pequenas e utilizando componentes já existentes no mercado. Possui um projeto de demonstração nos EUA (5MW) mais cinco em desenvolvimento (579 MW). Assinou memorando de entendimentos com a China (2000 MW) e com a Índia (1000 MW), para estudos de implantação de projetos nestes países.

A Sener é uma empresa espanhola de EPC (Engenharia, Construção e Montagem) e está fornecendo a tecnologia para a Gemasolar e outras plantas que utilizam a tecnologia cilíndrico-parabólica. Está focada na utilização de armazenamento térmico, e desenvolve seu próprio coletor. Em 2008 Sener e Masdar Investimentos fizeram *joint-venture* e criaram a Torresol Energia. Atualmente estão com 4 projetos em curso na Espanha, 3 utilizando o cilindro-parabólico (150 MW) e um utilizando a torre solar (17 MW).

A Novatec Biosol é uma empresa alemã, sediada em Karlsruhe, e desenvolve a tecnologia de Fresnel. É um novo entrante, e possui dois MW em demonstração na Espanha, em Murcia. Possui mais cinco projetos em desenvolvimento no mercado espanhol (150 MW).

A Siemens é atuante no setor desde a década de 80, fornecendo receptores para as plantas SEGS e a Nevada Solar One. Adquiriu a Solel Solar Systems, fabricante de receptores e projetista de cilindro-parabólico, em 2009, passando a dominar toda a cadeia de competência do CSP. Atualmente possui três projetos em curso na Espanha (150 MW) e um projeto nos EUA (553 MW).

A Skyfuel desenvolve as tecnologias cilindro-parabólica e Fresnel. Em 2006 assinou contrato para construção de 1 GW utilizando o cilindro-parabólico, no Colorado, EUA. No entanto, a crise financeira postergou a implantação do projeto e o modelo de negócio mudou. Possui uma área de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) ativa, que desenvolveu o filme reflexivo ReflecTech, tendo recebido suporte financeiro do NREL. Em 2007 o DOE concedeu um prêmio de US\$ 435 mil à Skyfuel para ela desenvolver um novo conceito de tecnologia Fresnel, chamado *Linear Power Tower*, o qual utiliza sais fundidos.

A Solar Millennium foi estabelecida em 1998, sendo um dos primeiros desenvolvedores da tecnologia CSP. Tem sido um dos mais ativos desenvolvedores na Espanha, exercendo sua estratégia de longo prazo de ser desenvolvedora de projetos tipo “chave na mão” e promotora de tecnologia, através de parcerias com a empresa de EPC Ferrostaal, a ACS Cobra e EDP Renováveis, na Espanha, e Chevron nos EUA. Possui duas subsidiárias, Flagson e Smagsol, e tem um projeto operando na Espanha (50 MW) e mais 4 em curso (200 MW), em parceria com a ACS Cobra. Nos EUA possui 4 projetos em desenvolvimento (1984 MW), em parceria com a Chevron.

A SolarReserve está localizada em Santa Monica, Califórnia, tendo sido fundada em 2008. Nasceu fruto de parceria entre investidores em energia renovável e a UTC (United Technologies Corporation). Desenvolve a tecnologia de torre solar e de armazenamento térmico. Possui 2 projetos em curso nos EUA (250 MW) e um na Espanha (50 MW).

A Solare XXI é uma empresa italiana de desenvolvimento tecnológico e fornecedora de projetos do tipo “chave na mão”. Nasceu em 2009, fruto de consórcio entre os *players* na área CSP: Techint (serviços de EPC), Archimede Solar Energy (receptores de sais fundidos), RondaReflex (espelhos) e Diplomatic Oleodinamica (automação). O sistema utiliza tecnologia cilindro-parabólica, com a próxima geração de tecnologia de sais fundidos, fruto de esforço de P&D do ENEA, organização governamental italiana. Possui um projeto em curso na Índia (10 MW), além de 5 MW de demonstração com a ENEA.

A Stirling Energy Systems é sediada em Phoenix, Arizona, e possui atividades de engenharia em Tustin, Califórnia. Possui duas patentes sobre sistemas de concentração solar, que inicialmente pertenceram a McDonnell Douglas (Boeing) para a fabricação de disco parabólico. Fez parceria com irlandesa NTR, em 2008. Investe bastante em P&D e atualmente possui 6 projetos em curso nos EUA (1779 MW).

2.11. Aspectos econômicos da tecnologia CSP

A conversão da energia solar em energia elétrica não é tão simples de ser realizada e os equipamentos envolvidos têm custos inerentes a esta complexidade de conversão. Contudo, o recurso solar é abundante, gratuito e livre de taxas de utilização (Kalogirou, 2009).

Alcançar custos competitivos é o grande desafio a ser alcançado por esta tecnologia, que atualmente se apoia em subsídios governamentais para sua implementação.

Estudos recentes, de diferentes instituições de consultoria, apontam para uma redução de custos na tecnologia CSP para o médio e longo prazo. As análises das principais instituições reconhecidas no meio acadêmico e no setor CSP estão descritas a seguir.

2.11.1. Análise da Boston Consulting Group (BCG)

Segundo Balagopal *et. al* (2010), os custos da tecnologia CSP estão caindo rapidamente, podendo se tornar competitivo frente à geração convencional, nos próximos 5 a 10 anos.

Conforme já relatado anteriormente, no início de 2010 a capacidade mundial de plantas CSP se aproximou de um GW. Atualmente, há a expectativa de 15 GW de projetos em desenvolvimento ou em construção em diversos países, tais como: China, Índia, Marrocos, Austrália, Espanha e Estados Unidos. De acordo com Balagopal *et. al* (2010), os custos podem cair drasticamente, caso sejam de fato realizados todos os projetos anunciados, em especial os de larga escala.

De acordo com Balagopal *et. al* (2010), esta tecnologia pode se tornar disruptiva e quebrar paradigmas, dada a robustez na operação da planta, podendo-se gerar de acordo com a demanda, fruto do armazenamento térmico.

Conforme Balagopal *et. al* (2010) o LCOE pode cair para US\$ 110 a US\$ 160/MWh até 2015, e US\$ 100/MWh, ou menos, até 2020. Esta redução de custos deve ocorrer à medida que são obtidos efeitos cumulativos oriundos de quatro frentes principais, a saber: economia de escala, curva de aprendizado, efeitos sinérgicos e avanços tecnológicos, descritas a seguir e apresentadas na Figura 32.

- Economia de escala: obtida com o desenvolvimento de projetos em larga escala, dado que já existe maturidade tecnológica para se investir em plantas com tamanhos grandes (Philibert *et. al*, 2010). Para a tecnologia cilíndrico-parabólica, por exemplo, o custo de capital de uma planta de 200 MW pode custar 15% menor que o de uma planta de 50 MW (Balagopal *et. al* (2010);
- Curva de aprendizado: historicamente, o custo da CSP tem caído aproximadamente 15% a cada duplicação da capacidade mundial instalada, fruto de experiência adquirida (NREL, 1999, citado por Balagopal *et. al*, 2010);
- Efeitos sinérgicos: a execução de múltiplos projetos idênticos, em uma mesma área, pode reduzir os custos de capital entre 5% a 15%. Por exemplo, compartilhando o mesmo projeto de engenharia, a mesma área industrial, os mesmos estudos ambientais e licenciamentos em comum (Balagopal *et. al* , 2010);
- Avanços tecnológicos: Balagopal *et. al* (2010) prevêem redução de até 20% no custo de capital através da inovação tecnológica, por exemplo, com avanços na tecnologia de torre solar.

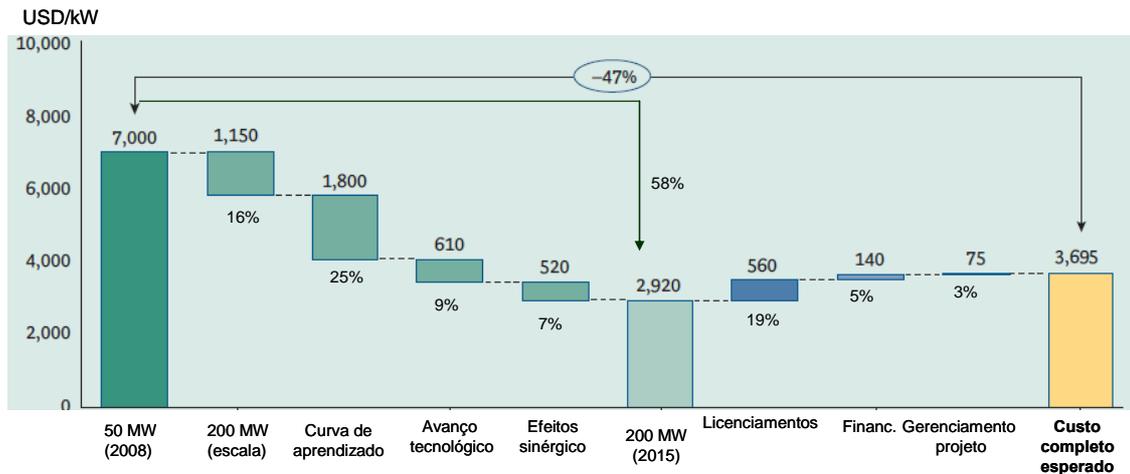


Figura 34 - Redução de custos prevista para a tecnologia CSP

Fonte: Balagopal et. al (2010), adaptado pela autora

Contudo, Balagopal *et. al* (2010) afirmam que, uma vez alcançada a competitividade, ainda existem outras barreiras a serem transportadas para se difundir a tecnologia CSP. São barreiras estruturais e de difícil transposição, tais como: terra e água, linhas de transmissão, licenciamento ambiental e financiamento do projeto.

- Necessidades do uso de terra e água: por exemplo, uma planta de 100 MW, com armazenamento térmico, requer aproximadamente 3,8 a 4,7 km² de área, principalmente para o campo solar – aproximadamente duas a três vezes o que é requerido para uma planta nuclear. E também requer 10⁹ m³ de água/ano para o sistema de refrigeração e limpeza de espelhos. Além disso, as condições ideais para a instalação de plantas heliotérmicas geralmente são encontradas em regiões remotas, áridas e ainda não desenvolvidas (ou protegidas ambientalmente), o que costuma gerar resistências locais para sua instalação. Desta forma, a indústria CSP está buscando desenvolver tecnologias que utilizem menor área, bem como selecionando sítios localizados em áreas não virgens e também utilizando sistemas de refrigeração seca. Contudo, estes requisitos são inerentes a qualquer planta de geração e, segundo Jacobson (2009), citado por Balagopal *et. al* (2010), sob uma perspectiva global ambiental, estudos indicam que a CSP é a segunda forma de geração mais atrativa, depois da eólica.

- Disponibilidade de linhas de transmissão: uma das grandes barreiras para o desenvolvimento da CSP nos EUA é a falta de linhas de transmissão ligando os sítios mais atrativos (localizados nos desertos do sudoeste americano) aos grandes centros de consumo (Los Angeles, por exemplo). De acordo com Balagopal *et. al* (2010), há planejados 8 GW de plantas CSP na Califórnia, e que aguardam conexão ao *grid*. Desta forma, o governo americano estima construir 18.000 km adicionais de linhas de transmissão, até 2020.
- Atrasos nos licenciamentos ambientais: de acordo com Balagopal *et. al* (2010), os atrasos nos licenciamentos ambientais tem sido uma praga para o desenvolvimento da CSP, em especial nos EUA. Balagopal *et. al* (2010) afirmam que só será possível transpor estas barreiras regulatórias através de intervenção governamental. Desta forma, nos EUA, há um esforço para facilitar e agilizar o processo de licenciamento, assim como a definição de zonas para a implantação de projetos. O governo americano está disponibilizando terras públicas para a implantação de plantas heliotérmicas, com estudos ambientais em conjunto. Já a Índia, fruto de seu programa *National Solar Mission*, está disponibilizando grandes áreas para a instalação de plantas heliotérmicas, conhecido como parques solares, bem como trabalhando o aspecto regulatório para favorecer a solar.
- Financiamento: de acordo com Balagopal *et. al* (2010), mais de 75% dos custos de uma planta heliotérmica, ao longo da vida do projeto, refere-se a investimentos iniciais em capital. Balagopal *et. al* (2010) afirmam que o custo de uma planta de larga escala fica próximo de US\$ 750 milhões, e que está difícil de se conseguir financiamento, especialmente quando se tem barreiras não resolvidas, como o licenciamento ambiental e o escoamento da energia gerada. No curso prazo, para os primeiros projetos nos EUA, o empréstimo tem sido garantido pelo governo, através de programas de incentivos como o *loan guarantee* e o ITC (*Investment Tax Credit*). No entanto, para a implantação de plantas de larga escala, é essencial a obtenção de financiamentos por parte dos investidores. Caso contrário, não serão obtidas economias de escala para a tecnologia CSP.

2.11.2. Análise da International Energy Agency (IEA)

A perspectiva da Philibert *et. al* (2010) é que os custos de investimento (US\$/W) devam cair com o aumento no tamanho da planta. Uma planta que utiliza a tecnologia de cilindro-parabólico, por exemplo, pode ter seus custos reduzidos em 12% se sair do tamanho de 50 MW para 100 MW, e 20% se o tamanho for para 200 MW. Já os custos associados ao sistema de geração (*power block*), balanço da planta e conexão ao *grid* devem cair de 20% a 25%, a medida que a planta é duplicada (Philibert *et. al*, 2010).

Atualmente, os custos de capital para uma planta grande, utilizando o estado-da-arte da tecnologia cilindro-parabólico, estão na ordem de US\$ 4.200/kW até US\$ 8.400/kW (Philibert *et. al*, 2010). Contudo, estes custos dependem muito da mão-de-obra local, valor do terreno, tecnologia envolvida, DNI (*direct normal irradiance*) disponível na localidade e, principalmente, da adoção ou não de armazenamento térmico. A faixa inferior de custos é obtida em plantas geograficamente localizadas em regiões com excelente DNI (2300 kWh/m²/a), mesmo sem armazenamento térmico. Já a faixa superior de custos ocorre em plantas localizadas em regiões com DNI razoável (2000 kWh/m²/a) e que possuem armazenamento térmico (Philibert *et. al*, 2010).

A Figura 33 apresenta os custos de investimento em uma planta que utiliza a tecnologia cilindro-parabólico, com armazenamento, na Espanha.

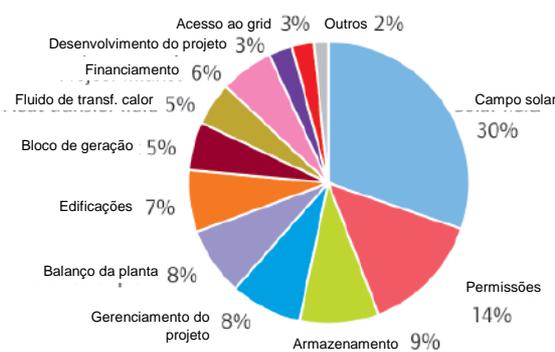


Figura 35 - Custos de investimento de uma planta com 50 MW e 7 horas de armazenamento térmico utilizando a tecnologia cilindro-parabólico

Fonte: Philibert *et. al* , 2010, adaptado pela autora

Segundo Philibert *et. al* (2010), há expectativas de redução de custos à medida que se estabelece maior competição entre os desenvolvedores de tecnologias CSP, bem como com a produção em massa de componentes, padronização de projetos e

também à medida que ocorre maior experiência, pelas comunidades financeiras, em investimentos em projetos CSP.

Também há expectativa de reduções de custo à medida que são alcançadas inovações tecnológicas, por exemplo, com a geração direta de vapor, no cilindro-parabólico. Este conceito permite maiores temperaturas de trabalho e maior eficiência de operação, reduzindo os custos de investimento entre 10% a 20%. Outro exemplo de inovação é o desenvolvimento de bloco de potência de uso exclusivo para a energia solar (Philibert *et. al*, 2010).

Desta forma, há um potencial de redução de 30% a 40% nos custos de investimento para o cilindro-parabólico, até 2020.

Já para a torre solar, Philibert *et. al* (2010) afirma que os custos de investimento são mais difíceis de serem estimados, mas geralmente são maiores que os do cilindro-parabólico. Contudo, um aumento de 15% para 25% na eficiência pode ser reverter em uma redução da ordem de 40% no investimento de algumas partes do sistema, ou uma redução de 20% no geral. Além disso, há a tendência da utilização de heliostatos produzidos em massa, que passam a serem menores, bem como o uso de componentes mais baratos na montagem do sistema de geração. Esta tem sido a estratégia da eSolar, desenvolvedor americano da tecnologia de torre solar.

Outras questões também estão sendo resolvidas, utilizando-se *softwares* computacionais, de forma a se obter maior resistência às intempéries e maior precisão focal. Além disso, Philibert *et. al* (2010) afirmam que alguns especialistas vêem um grande potencial de redução de custos em países em desenvolvimento, através da fabricação local da tecnologia. Desta forma, à medida que a torre solar amadurece, os custos de investimento podem cair de 40% a 75%, afirmam Philibert *et. al* (2010).

Sobre custos de operação e manutenção (O&M), Philibert *et. al* (2010) dizem que os mesmos devem se reduzir à medida que as plantas aumentem de escala. Uma planta típica de 50 MW, utilizando cilindro-parabólico, requer cerca de 30 funcionários para a operação e 10 para a manutenção. Os custos de O&M tem ficado na faixa de US\$ 13/MWh até US\$ 30/MWh, incluindo custos de *backup*.

É preciso considerar, também, custos de financiamento, pois os mesmos afetam o custo da geração, além de refletirem a taxa de retorno esperada para o projeto, afirmam Philibert *et. al* (2010). Estes custos variam, de acordo com a perspectiva de

mercado e com a regulação existente, pois refletem taxas a serem aplicadas. O ideal seria utilizar recursos próprios para o investimento no projeto, mas geralmente isto não acontece, e o investidor precisa capturar recursos de terceiros, geralmente combinando empréstimos bancários (*loan*) com capital próprio. Isto pode impactar projetos CSP que requerem um a dois anos de construção, pois o custo inicial de capital é bastante elevado, geralmente maior do que para plantas de geração termelétrica convencional (Philibert *et. al*, 2010).

Desta forma, o LCOE típico² para plantas CSP grandes, utilizando cilindro-parabólico, tem ficado na faixa de US\$ 200 a US\$ 295/MWh, a depender da disponibilidade do recurso solar. A faixa inferior de custos é obtida em plantas geograficamente localizadas em regiões com excelente DNI (2300 kWh/m²/a), mesmo sem armazenamento térmico. Já a faixa superior de custos ocorre em plantas localizadas em regiões com DNI razoável (2000 kWh/m²/a) e que possuem armazenamento térmico (Philibert *et. al*, 2010).

Já sobre custos de armazenamento, Philibert *et. al* (2010) afirmam que não é tão simples calcular o impacto deste no custo de geração. O custo de investimento em armazenamento térmico é função do aumento no tamanho do campo solar e da capacidade de armazenagem desejada. No entanto, o fator de capacidade e as horas de operação anual aumentam (por exemplo, até 6.600 h/a com 15h de armazenamento, na Espanha), de forma que o custo da energia muda apenas marginalmente. Contudo, o mérito principal do armazenamento térmico não é a redução no custo da eletricidade, mas sim agregar valor para a geração da planta, aumentando a despachabilidade da mesma e permitindo sua operação na base.

Philibert *et. al* (2010) também analisaram a demanda anual nas regiões onde as plantas CSP podem vir a serem instaladas. Eles perceberam que a carga de pico e intermediária é causada mais pelo uso de aparelhos de ar-condicionado do que pelo

² Para a estimativa destes valores Philibert *et. al* (2010) utilizaram as seguintes premissas: *equity capital*, 30 anos de vida do projeto e 10% de taxa de desconto.

uso de aquecedores elétricos, e que as estas correspondem ao melhor período anual e diário para a operação de plantas CSP. Desta forma, na opinião de Philibert *et. al* (2010), a economicidade da geração CSP pode ser obtida ao suprir energia de pico e intermediária, do que suprir energia na base. Além disso, na geração convencional os custos de geração se elevam, quando da necessidade de atendimento da demanda de pico, o que não acontece com a geração CSP, que possui os mesmos custos de geração tanto para a geração na base quanto para a geração no pico.

De acordo com Philibert *et. al* (2010), geralmente as cargas de pico correspondem a 10% do consumo anual de eletricidade, cargas intermediárias a 50% do consumo e cargas na base os 40% restante. Isto indica que há mercado para a geração CSP.

2.11.3. Análise do Greenpeace International, IEA SolarPACES e European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA)

Segundo Richter *et. al* (2009), as plantas existentes atualmente são quase que exclusivamente usuárias da tecnologia cilíndrico-parabólica, de forma que as informações disponíveis sobre custos estão relacionadas à esta tecnologia.

Richter *et. al* (2009) estimam que novas plantas, com tecnologia cilíndrico-parabólica avançada, com geração somente solar, sem hibridização e localizadas no sudoeste americano, poderiam gerar energia elétrica com LCOE entre US\$100 a US\$120/MWh. Já para plantas localizadas na Espanha, o LCOE deve ter valores maiores, até US\$ 310/MWh³.

O custo de geração tem caído na ordem de 60%, desde as primeiras plantas comerciais SEGS construídas na Califórnia, entre 1986 e 1992, até o momento atual. A primeira planta SEGS (14 MW) gerou energia a US\$ 440/MWh, caindo para US\$170/MWh, quando da última planta SEGS (80 MW)⁴. De acordo com Richter *et. al*

³ Até €230/MWh @ 1,3263 dólar (16/12/10)

⁴ Valores corrigidos

(2009) há expectativa de que os custos caiam ainda mais, fruto de várias frentes, tais como: avanço tecnológico, ganhos em economia de escala, plantas com maiores capacidades, competição, armazenamento térmico, novos fluidos de transferência de calor e melhorias na operação e manutenção.

Um projeto CSP requer um investimento inicial bastante elevado. Além disso, ao longo da vida do projeto, 80% dos custos são de construção e montagem, bem como de compromissos financeiros assumidos. O 20% restante advém da operação e manutenção da planta. Richter *et. al* (2009) afirmam que é essencial que instituições financeiras passem a ter maior confiança na tecnologia, e forneçam empréstimos com menores taxas de juros, fruto de menor risco percebido no projeto. Desta maneira, a tecnologia CSP pode vir a se tornar competitiva frente às plantas convencionais, utilitárias de combustível fóssil. Contudo, uma vez que o investimento esteja amortizado, em 25 ou 30 anos, o custo passa a ser bastante baixo, da ordem de US\$ 0,03/kWh, sendo somente custos de O&M, afirmam Richter *et. al* (2009).

Há uma nova geração de tecnologias CSP, emergentes, inclusive de cilindro-parabólico, que também tendem a puxar os custos para baixo. Contudo, a torre solar deve ser a grande promissora para menores custos (Richter *et. al*, 2009).

2.11.4. Pontos de convergência entre as principais instituições

A tecnologia CSP deve alcançar sua competitividade até 2020, frente à geração termelétrica a gás natural, com LCOE projetado em US\$ 100/MWh. A competitividade deve ser obtida fruto de economia de escala, curva de aprendizado, efeitos sinérgicos, simplificação de componentes e avanços tecnológicos.

De acordo com Lipmann e Dunca (2010), avanços tecnológicos obtidos nas seguintes áreas poderiam reduzir bastante o LCOE da CSP: a geração direta de vapor poderia reduzir o LCOE em US\$ 20/MWh; melhorias na engenharia do armazenamento térmico redução de US\$ 20/MWh; melhorias no sistema de sais fundidos (menor pressão e menor estocagem) redução de US\$ 20/MWh; hibridização sem integração redução de US\$ 30/MWh; novos coletores (mais leves/filme reflexivo) redução de US\$ 20/MWh e desenvolvimento de modelos de otimização da geração solar reduções de US\$ 10/MWh.

O LCOE típico atual, para plantas grandes utilizando cilindro-parabólico, tem ficado na faixa de US\$ 200 a US\$ 295/MWh, a depender da disponibilidade do recurso solar.

O ótimo econômico para uma planta em larga escala deve ficar entre 150 MW a 200 MW, obtendo-se reduções de custo da ordem de 20%, quando comparado com custos para plantas de 50 MW. De acordo com Pilkinton (1996) esta redução ocorre por três razões principais: menor custo de coletores (US\$/m²); menor custo de EPC (US\$/m²) e menor custo de O&M (US\$/kW). Estudos realizados por Libby e Bedard (2008) indicaram que são obtidas reduções da ordem de 23%, para o cilindro-parabólico, e 20% para a torre central, quando a escala aumenta para 125 MW, conforme apresentado na Figura 34. Contudo, como ainda não existem plantas desta dimensão, existem riscos consideráveis em escalar até 200 MW, podendo impactar no financiamento do projeto.

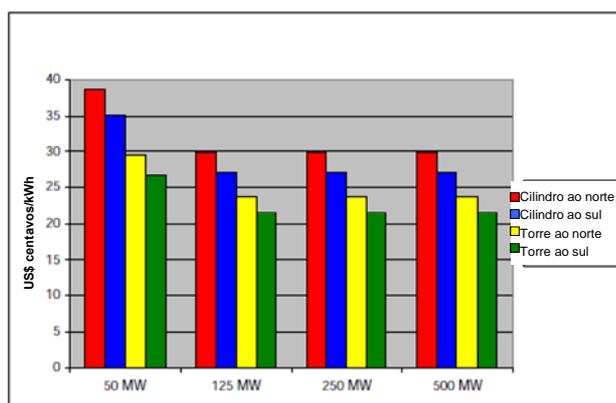


Figura 36 – Resultados de LCOE em relação ao caso-base (planta de 50 MW no Novo México)

Fonte: Libby e Bedard (2008), adaptado pela autora

Atualmente, há uma grande variabilidade nos custos de fornecimento da tecnologia, variando entre US\$ 4.200/kW até US\$ 8.400/kW, para o cilíndrico-parabólico. A variabilidade é função da tecnologia selecionada, utilização de conteúdo local, disponibilidade de recursos (terra e água), infra-estrutura para escoamento da energia gerada, recurso solar disponível e adoção ou não de armazenamento térmico.

Em conversas pessoais com alguns desenvolvedores, em 2010, a faixa de custo acima citada foi estimada para o cilindro-parabólico sem armazenamento, instalado no Brasil. Caso fosse adotado o armazenamento, os custos se elevariam para até US\$ 10.500/kW.

Tecnologias em crescimento, tais como torre solar, disco parabólico e Fresnel estão sendo aprimoradas com o objetivo de alcançar custos mais baixos, bem como comprovar sua confiabilidade, de forma a competir com a tecnologia cilíndrico-parabólica, considerada madura. Em conversas pessoais com desenvolvedores de torre solar, disco parabólico e Fresnel, em 2010, os custos destas tecnologias foram estimados em US\$ 3.000/kW.

Atualmente, todos os projetos CSP existentes no mundo apoiam-se em subsídios governamentais. Contudo, na Espanha, os critérios de adoção têm sido reavaliados e há tendência de não se utilizar mais estes subsídios como instrumento econômico de inserção da solar.

De uma forma geral, desenvolvedores emergentes estão reinventando a cadeia de suprimentos, utilizando componentes padronizados, disponíveis em prateleira. Também estão desenvolvendo materiais mais leves e simplificando sistemas de rastreamento.

Já a estratégia de atuação dos principais desenvolvedores tem se baseado no modelo de integração e co-desenvolvimento entre o licenciador da tecnologia, fornecedores de partes (tubos, espelhos, receptor, bloco de geração, balanço da planta), empresas de EPC (engenharia, construção e montagem) e empresas operadoras de plantas de energia elétrica (IPP). Neste sentido, há tendência de padronização de projetos e fornecimento do tipo “chave na mão”.

2.12. Principais desafios tecnológicos para a tecnologia CSP

De acordo com Philibert *et al.* (2010), nos próximos anos devem ocorrer as seguintes inovações tecnológicas na tecnologia CSP: (i) demonstração de geração direta de vapor em plantas utilizando a tecnologia cilíndrico-parabólica - entre 2015 e 2020; (ii) torre solar, em larga escala, com sais fundidos como fluido de transferência de calor e como armazenamento térmico – entre 2010 e 2015; (iii) discos parabólicos com motor Stirling produzidos em massa – entre 2010 e 2015; (iv) demonstração de armazenamento térmico em 3 estágios para plantas com geração direta de vapor – entre 2015 e 2020; (v) demonstração de torre solar com ciclo de vapor supercrítico – entre 2020 e 2030 e (vi) demonstração de torre solar com receptor a ar e turbina a gás – entre 2020 e 2030.

Nas seções seguintes estão descritos os principais desafios tecnológicos por família de tecnologias.

2.12.1. Tecnologias cilíndrico-parabólica e Fresnel

A melhoria de desempenho e a redução de custos tem sido objeto de pesquisa constante por parte dos principais desenvolvedores de tecnologia CSP. De acordo com Philibert *et al.* (2010), é preciso que sejam alcançadas melhorias incrementais em todos os componentes do cilindro-parabólico, em especial em partes do campo solar.

Philibert *et al.* (2010) afirmam que tem sido trabalhadas as seguintes linhas de pesquisa, de forma a ser obter redução de custos: substituição dos espelhos de vidro por espelhos de plástico (acrílico); utilização de filmes flexíveis recobertos com alumínio ou prata; substrato de fibra de vidro recoberto com folhas de alumínio; espelhos mais largos, com abertura de 7m, ao invés de aberturas de 5 a 6m atuais; substituição da soldagem metal-vidro de tubos evacuados por selagem mecânica e desenvolvimento de filmes seletivos para o tubo receptor.

Contudo, Philibert *et al.* (2010) comentam que é preciso que sejam perseguidos mais avanços tecnológicos, como a substituição do fluido de transferência de calor utilizado atualmente, que é caro, tem poucos fabricantes e possui limitações de temperatura de trabalho (380°C) para não se degradar. O desafio principal está na produção de vapor a temperaturas de 500°C, utilizando o estado-da-arte em turbinas de geração, sem combustível *backup*.

Já a geração direta de vapor (DSG) no próprio coletor permitiria maiores temperaturas de trabalho e menor investimento, pois não seria necessário utilizar fluido de transferência de calor, nem trocadores de calor. De acordo com Philibert *et al.* (2010) o DSG ainda precisa ser demonstrado em larga escala, contudo é no armazenamento térmico com DSG que estão os grandes desafios.

Sobre fluidos de transferência de calor estão sendo pesquisadas outras opções, em substituição ao óleo sintético: gás pressurizado, sais fundidos diretamente nos coletores e nanofluidos (Philibert *et al.*, 2010).

Para a tecnologia de Fresnel, Philibert *et al.* (2010) recomendam que os desenvolvedores explorem as mesmas linhas de pesquisa que as acima mencionadas, do cilindro-parabólico.

2.12.2. Torre solar e disco parabólico

De acordo com Philibert *et al.* (2010), a torre solar já alcança temperaturas elevadas de trabalho, mas é possível se obter temperaturas ainda mais elevadas, de forma a se trabalhar com ciclos mais eficientes. A temperatura mais elevada também reduziria custos com armazenamento, pois forneceria mais calor para converter em eletricidade e menores perdas por limitações de armazenamento. Além disso, melhorias na eficiência também reduziriam consumo de água para refrigeração.

A utilização de temperatura elevadas poderiam ser exploradas com avanços em tecnologia de receptores. Uma opção é a utilização de ciclos de vapor supercrítico, que alcança eficiências da ordem de 42 a 46%. Outra opção é a utilização de ciclo Brayton, onde ar pressurizado seria aquecido nos receptores e então enviado diretamente para uma turbina a gás, alcançando eficiência da ordem de 35% (Philibert *et al.*, 2010).

Já o principal desafio tecnológico para o disco parabólico está em buscar a redução de custos através da produção em massa, podendo ser através da utilização de componentes automotivos. Também poderiam ser adaptados para serem mais compatíveis com o armazenamento térmico e a hibridização, consolidando sua vantagem de ter excelente eficiência e não necessitar de água para refrigeração (Philibert *et al.*, 2010).

O Capítulo 2 visou apresentar a tecnologia CSP e mostrar sua maturidade tecnológica para ser utilizada como uma opção para a diversificação da geração de energia elétrica no Brasil. Foi apresentada a fundamentação teórica sobre as tecnologias de concentração solar térmica, iniciando com um breve histórico sobre o desenvolvimento da tecnologia, sua definição e apresentação dos conceitos de coletores solares. Também foi apresentado o status atual dos projetos em operação, desenvolvimento e anunciados no mundo. Ao final do Capítulo foram analisadas as perspectivas econômicas mundiais atuais e futuras da tecnologia CSP. E, finalmente, foram abordados os principais desafios tecnológicos atuais.

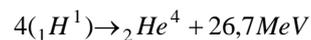
No próximo capítulo é desenvolvida a fundamentação teórica sobre o recurso solar, enfatizando as principais características que devem ser levadas em consideração quando da utilização da tecnologia CSP. Também é analisado o potencial solar brasileiro para a implantação de uma planta de geração heliotérmica.

CAPÍTULO 3 - Recurso solar

3.1. O Sol

O Sol é uma esfera de matéria gasosa e quente, com um diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m, estando situado a uma distância de aproximadamente $1,5 \times 10^8$ km do planeta Terra. O Sol gira em torno de seu eixo uma vez a cada quatro semanas, no entanto, não roda como um corpo sólido. O equador leva aproximadamente 27 dias e as regiões polares cerca de 30 dias para cada rotação, quando observado da Terra (Tiwari, 2004). A radiação solar emitida pelo Sol chega à superfície terrestre em apenas 8 minutos e 20 segundos, considerando a velocidade de transmissão da luz no vácuo (300.000 km/s). Sua temperatura efetiva de corpo negro é de cerca de 5.760 K (aproximadamente 5.500° C), sendo muito maior em seu interior (Kalogirou, 2009).

Segundo Tiwari (2004), o Sol é, na verdade, um reator em fusão contínua, onde acontecem diversas reações de fusão nuclear, sendo a mais importante a reação de combinação do hidrogênio (quatro prótons) para formar o hélio. A massa do hélio é menor do que a massa de 4 prótons, de forma que parte desta massa é perdida na reação e então convertida em energia⁵. A reação é a seguinte:



Esta energia é produzida no interior da esfera solar, a temperaturas de muitos milhões de graus. A energia produzida é, então, transferida para a superfície solar e depois irradiada no espaço. Segundo Kalogirou (2009), a energia gerada é de $3,8 \times 10^{20}$ MW,

⁵ As reações nucleares seguem a equação $E = mc^2$, deduzida por Albert Einstein em 1905, que diz que é possível obter-se energia a partir de reações entre núcleos atômicos que originem produtos com massa inferior à massa inicial do sistema. A equivalência entre massa e energia é de 931,5 MeV (Mega-elétron-Volt) por unidade de massa atômica (1eV= $1,602177 \times 10^{-19}$ J; 1u.m.a.= $1,660565 \times 10^{-27}$ kg). Disponível em <http://www.plasma.inpe.br>

equivalente a 63 MW/m^2 na superfície solar. Esta energia é emitida em todas as direções, sendo que a Terra recebe uma pequena fatia do total da radiação emitida, sendo este valor equivalente a $1,7 \times 10^{14} \text{ kW}$. No entanto, mesmo com esta pequena porção, Kalogirou estima que 84 minutos de radiação solar incidindo sobre a superfície terrestre seja suficiente para atender a demanda energética mundial por um ano (cerca de 900 EJ).

3.2. Geometria solar

A Terra gira em torno de seu eixo a cada 24 horas, realizando um movimento de rotação. Ela também completa uma revolução em torno do Sol a cada 365,25 dias, ou um ano. A órbita ao redor do Sol não é circular, mas possui formato elíptico. O eixo de rotação da Terra é inclinado em $23,45^\circ$ em relação ao plano da elipse, a qual contém o plano de órbita da Terra e do Equador solar, conforme apresentado na Figura 35. A esta revolução chama-se movimento de translação (Kalogirou, 2009).

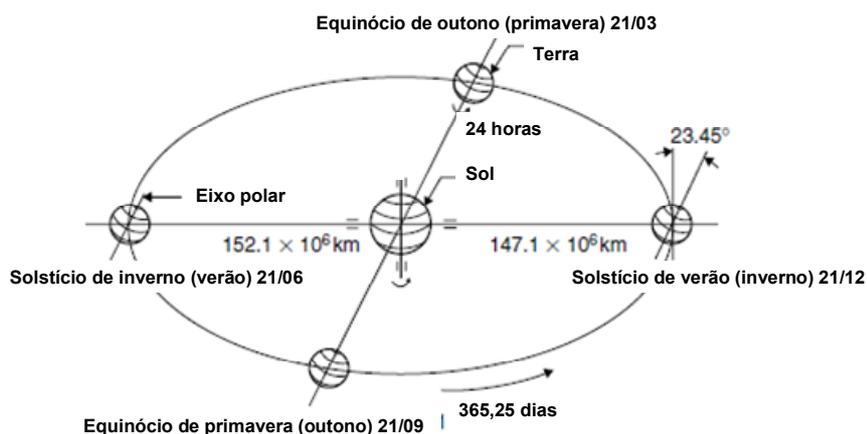


Figura 37 – Relação espacial geométrica da Terra ao redor do Sol, para o hemisfério sul (hemisfério norte)

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pela autora

De acordo com Kalogirou (2009) a posição aparente do Sol, ao longo do ano, varia em 47° sentido Norte e sentido Sul, chamada declinação solar (δ). A declinação solar é a distância angular do Sol ao meio-dia solar (quando o Sol está no meridiano local), em relação ao norte (ou ao sul) do plano do Equador (Duffie & Beckman, 1991). A declinação ao norte do Equador (verão no hemisfério norte) é positiva, e negativa quando é ao sul. A Figura 36 apresenta a declinação durante os equinócios e os

solstícios. Como pode ser observada, a declinação varia entre 0° nos equinócios e entre $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$ nos solstícios.

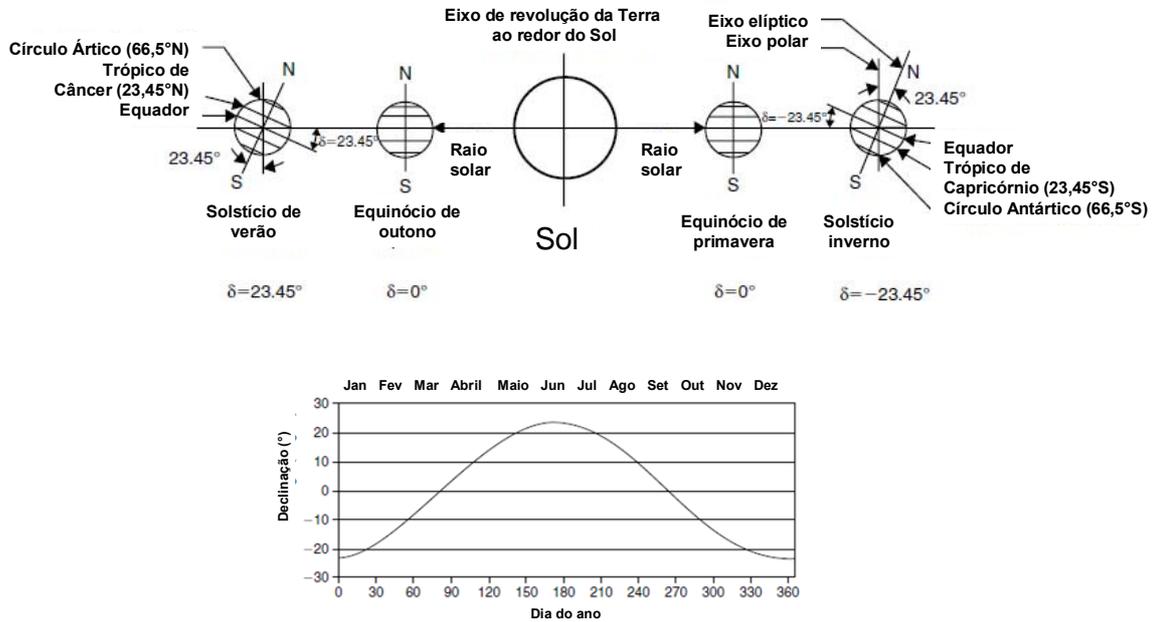


Figura 38 – Variação anual da declinação solar no hemisfério norte

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pela autora

Esta variação angular aparente é o que causa as estações do ano. O movimento do Sol mais conhecido é o movimento que acontece ao longo de um dia, formando um arco que alcança seu ponto mais alto ao meio-dia. De acordo com as estações do ano, o ponto nascente e ponto poente do Sol mudam, movendo-se gradualmente no sentido setentrional (ao norte), ao longo do horizonte, conforme apresentado na Figura 37.

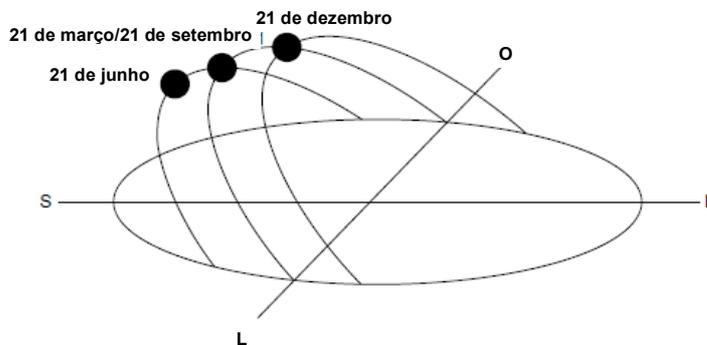


Figura 39 – Mudança anual na posição solar no céu para o hemisfério sul

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pela autora

No hemisfério sul, por exemplo, em 21 de dezembro o Sol está em sua posição mais ao norte possível (em relação à Terra). Neste dia ocorre o solstício de verão e é o dia mais longo do ano. Seis meses depois, em 21 de junho, acontece o solstício de inverno, e ocorre o contrário: o Sol está em sua posição mais ao sul possível e a noite é a mais longa do ano. Entre os dois períodos, em 21 de março e 21 de setembro, ocorrem os equinócios de outono e primavera, respectivamente, e a duração do dia é igual à duração da noite. No hemisfério norte é o contrário, ou seja, o solstício de verão é em 21 de junho e o de inverno em 21 de dezembro, bem como os equinócios mudam.

De acordo com Sen (2008), a quantidade de energia solar por área é função do ângulo formado entre a superfície terrestre e o Sol. Este ângulo é influenciado pela posição da Terra em relação ao Sol, durante o ano. Por exemplo, durante o inverno no polo Norte (21 de dezembro), não há luz solar em nenhuma localidade acima do Círculo Ártico (latitude 66° N).

A Figura 38 apresenta o efeito do eixo de inclinação da Terra sobre a radiação incidente. A figura demonstra que é verão no polo Sul, com a luz do sol aparecendo 24 horas por dia, enquanto no polo Norte não há luz solar. Pode-se deduzir, de acordo com a figura, que é inverno no hemisfério norte.

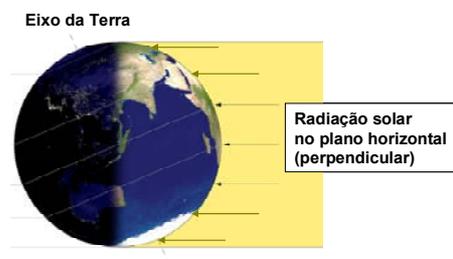


Figura 40 – Efeito do eixo da Terra sobre a radiação incidente por área

Fonte: Sen (2008), adaptado pela autora

Sen afirma que, nesta época, a radiação incidente na região norte fica mais espalhada, distribuindo-se em uma área maior.

A mesma energia solar chegará para os dois hemisférios, mas a que estiver chegando no topo do planeta Terra terá maior área de superfície para se espalhar do que a que estiver chegando no Equador.

Neste sentido, em Bom Jesus da Lapa (BJL), a variação na irradiação solar incidente, ao longo do ano, é apresentada na Figura 39.

Observa-se que, no mês de agosto, a potência instantânea próxima das 11 horas da manhã é maior em cerca de 60% do que no mês de novembro.

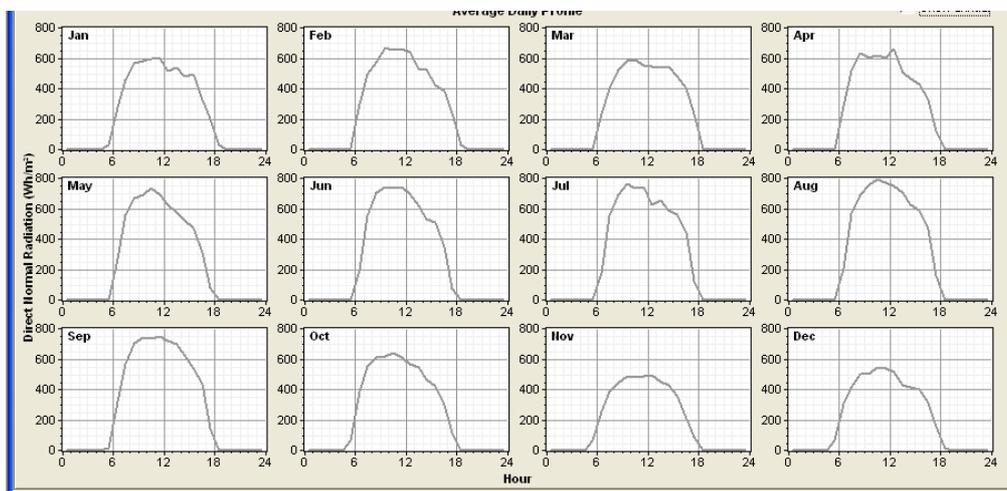


Figura 41 – Média do perfil diário de irradiação solar direta em BJL

Fonte: SAM, 2010

Esta variação na radiação incidente se reflete em uma variação na geração de energia elétrica, sendo o mês de agosto o que possui a maior geração do ano, e o mês de novembro o que possui a menor geração, conforme é apresentado na Figura 40.

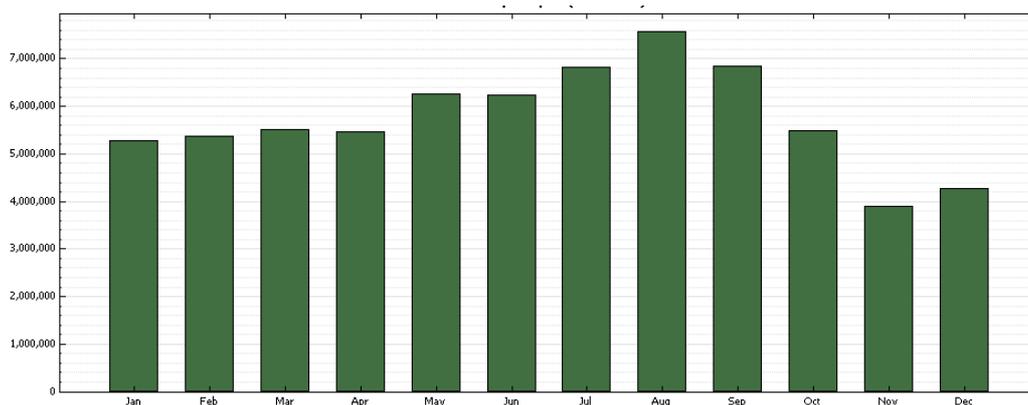


Figura 42 – Geração mensal de energia elétrica em BJL (kWh)

Fonte: SAM, 2010

Outra questão importante para estimar a radiação solar incidente em uma localidade é o conhecimento da posição do Sol em relação a um ponto na Terra (Petti, 2004). Segundo Petti (2004), dois ângulos especificam a localidade do Sol no

espaço: o azimute solar (z) e a altura solar (α). O azimute solar é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o eixo norte-sul, a partir do sul. Este ângulo pode variar entre $+180^\circ$ e -180° , sendo positivo a leste do sul. A altura solar é o ângulo entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre o plano horizontal. Segundo Kalogirou (2009), além dos ângulos z e α , há, também o ângulo do zênite solar (ϕ), que é aquele formado entre os raios do sol e a vertical (centro da Terra), conforme apresentado na Figura 41.

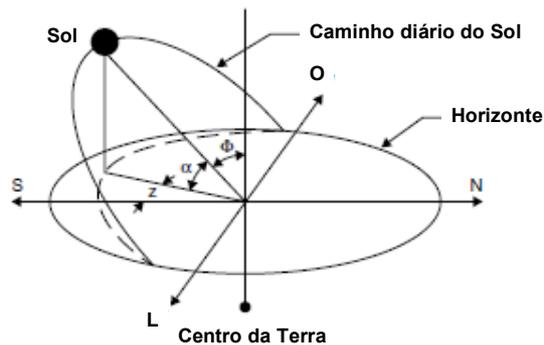


Figura 43 – Caminho aparente do Sol no céu, durante o dia (nascente e poente)

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pela autora

De acordo com Kalogirou (2009), é importante e necessário conhecer a trajetória do Sol no céu para o cálculo da radiação solar incidente sobre a superfície, bem como seu ganho térmico. Desta forma, é possível projetar a correta orientação dos coletores solares, assim como sua localização, evitando sombreamento e obtendo-se os melhores ganhos.

O assunto geometria solar é muito mais abrangente do que o exposto nesta Dissertação. Contudo, não é objeto desta discorrer sobre este tema, mas apenas colocar alguns conceitos, de forma a apresentar ao leitor uma idéia da complexidade que existe no assunto energia solar. Maiores informações podem ser obtidas em Duffie & Beckmann (1991), Kalogirou (2009) e Sen (2008).

3.3. Radiação solar

3.3.1. Radiação solar extraterrestre

Segundo Petti (2004), devido ao fato da órbita terrestre ser uma elipse suave e a excentricidade da Terra ser bastante pequena, a distância entre o Sol e a Terra varia

muito pouco e as características do Sol e suas relações espaciais com a Terra resultam em uma incidência de radiação solar extraterrestre praticamente constante. Desta forma, a constante solar G_{sc} pode ser definida como a radiação solar total incidente em um ponto no espaço, sendo perpendicular aos raios solares e estando situado em uma distância média Terra-Sol, conforme apresentado na Figura 42.

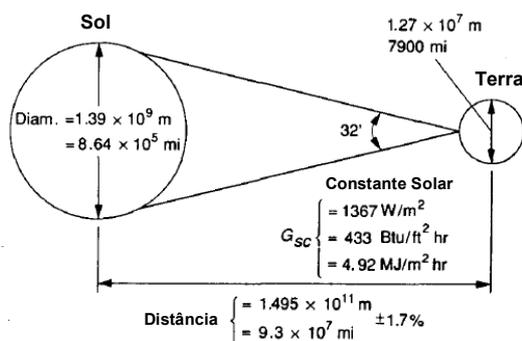


Figura 44 – Relações entre o Sol e a Terra

Fonte: Duffie & Beckman (1991), adaptado pela autora

De uma forma simplificada, e considerando a Terra como uma esfera, Sen (2008) afirma que a radiação solar extraterrestre é 1367 W/m^2 . Este é o valor da constante solar atualmente empregado em cálculos estimativos de radiação solar (Petti, 2004).

Além disso, conforme já relatado no Capítulo 1, quando observado da Terra, o disco solar forma um ângulo de 32 minutos (aproximadamente $9,4 \text{ mrad}$ ou $0,59^\circ$) com relação à superfície terrestre. Este ângulo é importante para diversas aplicações, especialmente para coletores concentradores, pois o Sol não pode ser considerado como uma fonte pontual. Este ângulo, mesmo pequeno, é significativo para a análise do comportamento óptico do coletor (Kalogirou, 2009).

3.3.2. Radiação solar terrestre

Segundo Petti (2004), a radiação solar é espectral e a constante solar representa a energia total contida neste espectro. Para cálculos de engenharia devem ser consideradas “as interações de todo o espectro da radiação solar com a atmosfera terrestre” (PETTI, 2004, p.96).

Sen (2008) explica que a radiação solar viaja pelo espaço e entra na atmosfera terrestre, tendo como primeira interface a camada de ionização da atmosfera. Ele comenta que uma quantia da radiação solar (ou de fótons) é absorvida na atmosfera (a depender de sua composição), nas nuvens e em partículas suspensas no ar; outra quantia é refletida de volta para o espaço; e, finalmente, outra quantia é absorvida pela superfície terrestre. Este conjunto de efeitos atenua a radiação extraterrestre, conforme apresentado na Figura 43.

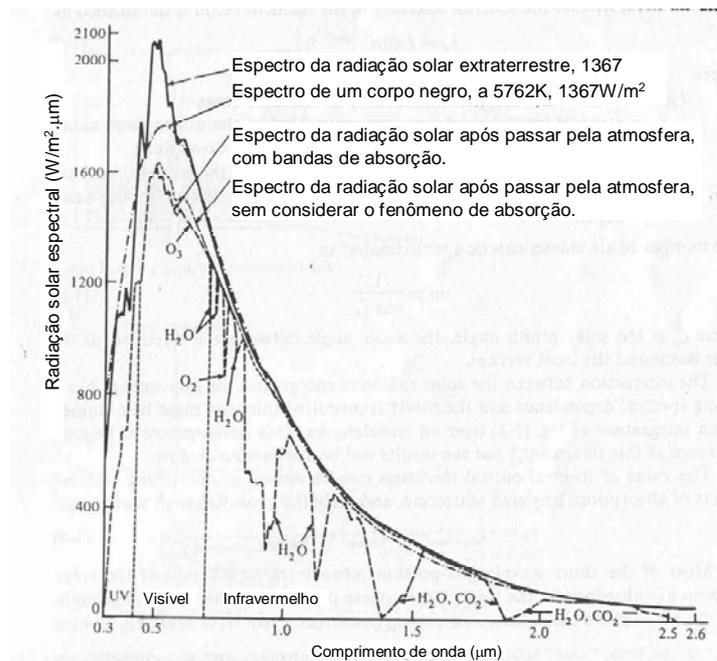


Figura 45 – Radiação solar espectral

Fonte: Howell et. al. (1982), citado por Petti (2004), adaptado pela autora

A superfície terrestre também reflete certa porção de energia, através de radiação em diferentes comprimentos de onda, devido à temperatura na superfície terrestre. Cerca de 50% da radiação solar total fica na atmosfera e na superfície terrestre. A rotação da Terra em seu eixo produz variação horária na densidade energética durante o dia e, a depender da localidade e da época do ano, resulta também em um completo sombreamento à noite. Logo, Sen (2008) afirma que a radiação solar é intermitente.

A combinação de reflexão, absorção (filtragem), refração e espalhamento resultam em níveis de radiação altamente dinâmicos. A radiação solar alcança a superfície através de três diferentes caminhos: direta, difusa (ou espalhada) e refletida, conforme Figura 44.

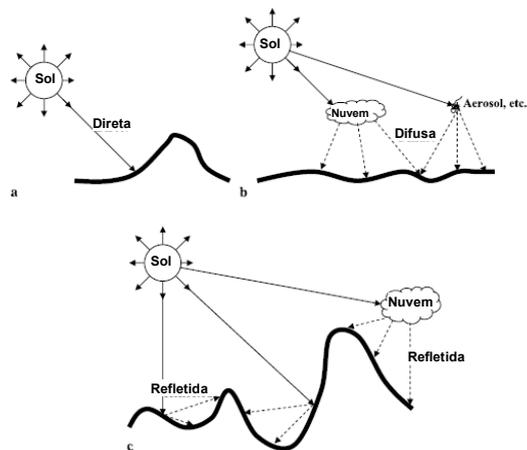


Figura 46 - Caminhos da radiação solar: a. Direta, b.Difusa, c.Refletida

Fonte: Sen (2008), adaptado pela autora

A radiação espalhada é chamada de radiação difusa. Desta, uma porção retorna para o espaço e outra porção alcança a superfície (Sen, 2008).

A radiação solar direta é aquela que viaja em uma linha direta entre o Sol e a Terra, sendo recebida na superfície terrestre sem perturbações. Em termos práticos, esta é a radiação que cria sombras. Ela não sofre interferência pela poeira, gás, nuvens ou outro material intermediário. Sendo assim, não sofre mudança de direção (Petti, 2004).

Segundo Petti (2004), a radiação solar incidente sobre a superfície terrestre é a soma das componentes direta e difusa, sendo denominada, então, de radiação global. A componente direta normal representa 90% da radiação global, em um dia sem cobertura de nuvens. Já a componente difusa é a porção restante da radiação global, tendo sofrido espalhamento ao entrar na atmosfera e sua direção original alterada. Desta forma, “a radiação difusa pode representar uma grande porcentagem da radiação global em áreas de grande nebulosidade e em regiões que apresentam poluição atmosférica” (PETTI, 2004, p. 96).

Hay (1984), citado por Sen (2008), declara que logo que a radiação solar alcança a camada superior da atmosfera terrestre, a luz começa a sofrer interações e a se espalhar. Estas interações atenuam o fluxo de energia solar, reduzindo-o.

Segundo Sen (2008), em um dia claro, sobre a superfície terrestre, com atenuações, a radiação solar incidente é de cerca de $1000 - 1200 \text{ W/m}^2$, sobre uma superfície horizontal localizada no Equador, em um ponto imaginário imediatamente embaixo do

sol. Ao longo da mesma longitude deste ponto, mas em latitudes diferentes, a superfície horizontal receberá menor radiação solar à medida que se afasta do Equador em direção aos polos. Se a Terra girasse em um eixo vertical em relação a um plano Terra-Sol, então qualquer ponto na superfície terrestre receberia a mesma quantidade de radiação ao longo do ano. No entanto, a Terra gira em um eixo que é inclinado em relação ao plano Terra-Sol.

Desta forma, o mesmo ponto recebe quantidades diferentes de radiação solar em diferentes dias e período do dia, ao longo do ano.

Sen (2008) afirma que um valor típico de densidade energética para a componente solar direta é 1000 W/m^2 . Este valor é o usado para cálculos de engenharia que tratam de coletores solares. Logo, o número de horas de pico de sol, por dia, a uma dada localidade é o equivalente ao número de horas de sol, na condição de pico (1000 W/m^2), conforme apresentado na Figura 45.

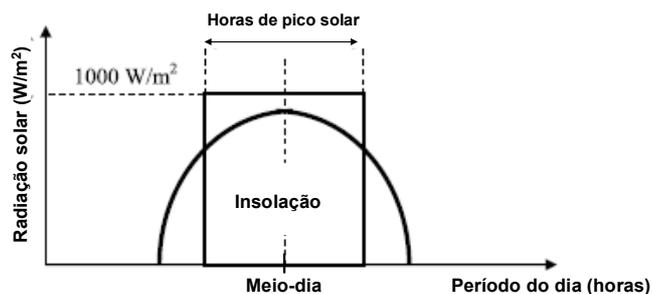


Figura 47 – Horas de pico solar

Fonte: Sen (2008)

Sen (2008) explica que a irradiação é função da posição local (localidade), período do ano (estação), composição atmosférica, cobertura de nuvens, forma e albedo de superfície. O albedo de superfície é função da refletância da camada de cobertura do solo e de seu uso. Esta refletância varia no transcorrer do ano, dependendo do estágio de crescimento da vegetação, estação do ano e variações interanuais do clima (PEREIRA et al., 2006, p.21). Assim, regiões montanhosas são mais afetadas que regiões planas, bem como regiões com grande nebulosidade. Sen (2008) afirma que a frequência e espessura óptica de nuvens fazem com que haja variabilidade na radiação incidente. E comenta que a correta modelagem das propriedades das nuvens é importante para o estudo do balanço energético da Terra.

3.3.3. Medição da radiação solar

Para o dimensionamento e a avaliação de desempenho de uma central heliotérmica é preciso conhecer o recurso solar da região desejada. Alguns parâmetros são necessários para a elaboração de um projeto, tais como: radiação global, radiação direta, radiação difusa, horas de sol, temperatura média e velocidade do vento (Sen, 2008). O histórico destes parâmetros garante o melhor aproveitamento de um sistema de geração ao longo do ano, visto que a intensidade da radiação solar sofre variações (Cresesb, 2010). Segundo Fraidenraich *et. al* (2009), é preciso ser medida a componente direta e/ou difusa da irradiação solar para o cálculo em um concentrador solar.

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

O piranômetro mede a radiação global (direta e difusa). O modelo tradicional caracteriza-se pelo uso de uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies. A expansão obtida confere uma diferença de potencial que, ao ser medida, apresenta o valor instantâneo de energia solar. Outro modelo, mais barato e largamente usado, utiliza uma célula fotovoltaica de silício monocristalino para coletar dados. Contudo, apresenta limitações.

Já o pireliômetro mede a radiação direta. Consiste em um equipamento com uma pequena abertura, de forma que seja possível a visualização de um disco solar e sua região vizinha. O instrumento segue o movimento solar, onde é constantemente ajustado para focalizar melhor a região do sensor. A Figura 46 apresenta alguns pireliômetros de cavidade absoluta (a e b) e incidência normal (c).

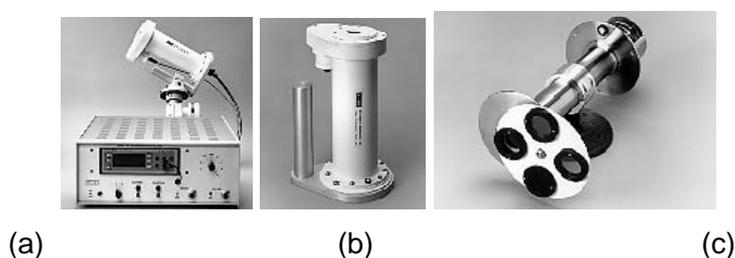


Figura 48 – Fotos de pireliômetros

Fonte: Cresesb, 2010

De acordo com Fraidenraich *et. al* (2009), no Brasil a componente direta raramente é medida. Segundo os autores, isto se deve tanto por questões relacionadas à operação dos instrumentos (um pireliômetro necessita cuidado manual permanente, dificultando

a obtenção de dados por períodos longos), como por questões econômicas (um pireliômetro com rastreamento automático chega a custar US\$ 15.000,00). Uma estratégia que tem sido usada, segundo os autores, é a utilização de modelos que relacionam a irradiação solar direta (incidência normal) com as outras componentes solares e/ou variáveis meteorológica. A Tabela 8 resume o conhecimento da radiação solar medida no Brasil, bem como os requisitos de medição necessários para um projeto solar.

Tipo de dados	Resolução temporal	Aplicação	Uso	Situação atual
Irradiação solar global em plano inclinado	Mensal e diária	Coletor plano fixo	Dimensionamento, especificações e cálculos econômicos	Razoável
Irradiação solar direta normal ou difusa horizontal	Diária	Sistema de concentração de média e alta temperatura	Dimensionamento, especificações e cálculos econômicos	Muito pouco
Irradiação solar global e direta, ou difusa horizontal	Mensal e diária	Sistema solar em geral	Simulação e análise econômica detalhada	Muito pouco
Irradiação solar global e direta	Mensal e diária	Sistema solar em geral	Resposta do sistema à passagem de nuvens	Muito pouco
Irradiação solar global e direta	Mensal e diária	Sistema solar em geral	Desempenho e economia do sistema em longo prazo (vida útil do sistema)	Inexistente
Irradiação solar espectral global e direta	Mensal e diária	Sistema FV de média e alta concentração	Análise de desempenho	Inexistente
Profundidade ótica dos aerossóis	Mensal e diária	Modelagem da irradiação solar direta para sistemas concentradores	Dimensionamento, especificações e cálculos econômicos	Inexistente
Distribuição do Sol (disco + circumsolar)	-	Sistema de concentração de média e alta temperatura	Otimização econômica avançada	Inexistente

Tabela 8 – Medição de radiação solar no país e principais requisitos de medição

Fonte: Fraidenraich et. al (2009)

Freidenraich *et. al* (2009) comentam que na literatura especializada existem três tipos de modelos que tem sido usados para calcular a irradiação solar direta, a saber: modelos de transferência radiativa, modelos de decomposição da irradiação solar e estimativa via informações de satélites.

Gueymard (2003), Anderson *et. al* (1993) e Bird e Riordan (1984), citados por Freidenraich *et. al* (2009) comentam que o modelo de transferência radiativa é um modelo paramétrico que faz uso da modelagem física da atmosfera, levando em consideração as interações da irradiação solar direta com a atmosfera terrestre, tais como: espalhamento e absorção pelas moléculas existentes na atmosfera. Contudo, Freidenraich *et. al* (2009) criticam esta modelagem e afirmam que a mesma não é a adequada para certas aplicações de engenharia. Segundo os autores, há a necessidade de muitos parâmetros atmosféricos e que, na maioria dos casos, ou não são medidos ou são realizados com distribuição espacial inadequada e frequência temporal curta ou com falhas.

Já os modelos de decomposição da irradiação solar relacionam a componente direta com outras componentes de irradiação solar, neste caso, a componente global. Com isso, os dados de entrada são simplificados. A “estimativa da irradiação solar direta é feita simplesmente mediante expressões empíricas para diversas condições de céu” (FREIDENRAICH *et. al*, 2009, p.24).

E, finalmente, Schillings *et. al* (2004) e Beyer *et. al* (2004), citado por Freidenraich *et. al* (2009), existem diversas modelagens da irradiação solar direta normal baseada em imagens e informações de satélites.

3.4. Recurso solar no Brasil

Segundo Vieira (2010), existem iniciativas de mapeamentos do recurso solar brasileiro, elaborado por diferentes instituições. Entre os esforços mais recentes e efetivos de levantamento e avaliação da disponibilidade de radiação solar, destacam-se: a) Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998), b) Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) e c) Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006).

O Atlas de Irradiação Solar no Brasil foi publicado em 1998. Foi elaborado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) e pelo LABSOLAR (Laboratório de Energia

Solar), da UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), em parceria com outras instituições de pesquisa.

O atlas consiste na consolidação de dados de irradiação global, computados com o algoritmo do modelo físico BRASIL-SR, com base em dados de satélite geoestacionário e validada na superfície (Colle e Pereira, 1998). Segundo os autores, o modelo BRASIL-SR é uma vertente de um modelo físico da IGMK (Instituto de Geofísica e Meteorologia de Colônia, Alemanha), cujo algoritmo foi transferido para o LABSOLAR, no contexto de um projeto de cooperação bilateral.

O projeto foi iniciado em 1992 e finalizado em 1998. O algoritmo foi adaptado para o satélite METEOSAT-3 e, numa segunda fase, para o satélite GOES-8. Os dados computados foram validados com base nos dados coletados nas estações solarimétricas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), entre 1985 e 1986, nas estações do LABSOLAR e nas do INPE, entre 1995 e 1998. Na época de sua publicação, em 1998, o atlas representava “o estado-da-arte de dados de irradiação solar para o Brasil, em nível de qualidade equivalente aos atlas existentes na Europa Central e nos Estados Unidos” (COLLE e PEREIRA, 1998, p.6).

Já o Atlas Solarimétrico do Brasil foi publicado em 2000. O mesmo foi elaborado pela UFPE (Universidade Federal de Pernambuco), em parceria o CEPEL (Centro de Pesquisas da Eletrobras), através do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), e a CHESF (Companhia Hidro-elétrica do São Francisco). As informações contidas no atlas derivaram de um esforço coletivo de diversas instituições, tais como: secretarias de agricultura, distritos meteorológicos, universidades, instituições de pesquisa e outros.

O atlas consiste em um banco de dados organizado, acessível e com mapas que fornecem a distribuição espacial e temporal contendo informações necessárias para dar suporte às atividades relacionadas a um projeto solar (Tiba *et. al*, 2000). Ele apresenta uma estimativa da radiação solar incidente sobre o território brasileiro, resultante da interpolação utilizando dados de radiação global medidos em diversas estações meteorológicas do país. Os principais instrumentos de medição utilizados foram: actinógrafos, na maior parte das atividades, e piranômetros. O período de medição ocorreu entre 1960 a 1990 (Vieira, 2010).

O Atlas Solarimétrico do Brasil é citado como fonte de dados para o levantamento do potencial de recurso solar no país no Atlas de Energia Elétrica do Brasil, publicado

pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 2008, e no Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, elaborado pela EPE (Empresa de Planejamento Energético), também publicado em 2008.

E, finalmente, há o Atlas Brasileiro de Energia Solar, que foi publicado em 2006, no âmbito do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*). Esta é a publicação mais recente sobre o assunto e, portanto, está relatado na seção seguinte.

3.4.1. Atlas Brasileiro de Energia Solar

De acordo com Pereira *et. al* (2006), o projeto SWERA foi financiado pela UNEP (*United Nations Environment Programme*) e cofinanciado pelo GEF (*Global Environment Facility*). Foi coordenado pelo INPE, através da DMA/CPTEC (Divisão de Clima e Meio Ambiente do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos), em associação com o CEPEL e o LABSOLAR/UFSC, tendo sido iniciado em 2001 e expandido para um programa maior em 2006. O objetivo principal do projeto foi fornecer uma base de dados confiável, com informações de alta qualidade sobre o recurso solar e eólico, com acesso gratuito e online. E desta forma “auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica, bem como atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis” (PEREIRA *et. al*, 2006, p. 5).

Os produtos abrangeram desde mapas, atlas e dados digitais das diversas componentes da radiação solar até dados de infraestrutura e parâmetros socioeconômicos dos países participantes. A base de dados é compatível com sistemas de informação geográfica (SIG), podendo ser facilmente empregada em estudos de viabilidade técnica e econômica. Os produtos foram desenvolvidos através de parceria entre a DMA/CPTEC/INPE e o LABSOLAR/UFSC, através do uso do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR e de uma base de dados ambientais georeferenciada, disponibilizado por diversos parceiros nacionais e internacionais. Desta forma, os principais produtos foram: mapas de irradiação solar, em alta resolução; séries temporais horárias; e construção de diferentes cenários para a utilização da energia solar com o uso de ferramentas SIG.

As estimativas de irradiação solar obtidas com o modelo BRASIL-SR foram validadas com valores medidos em superfície em estações distribuídas pelo país, por meio de comparação. Para tal, Pereira *et.al* (2008) utilizaram dados coletados em estações da rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) e dados

medidos em plataformas de coleta de dados. Estas duas redes de coleta de dados foram construídas e são geridas pelo CPTEC/INPE.

Assim, os mapas de irradiação solar direta desenvolvidos no projeto SWERA usaram o modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, de forma a identificar sítios potenciais para a instalação de plantas CSP (Pereira e Lima, 2008). A estimativa da radiação direta normal foi a partir de modelo físico com dados medidos de satélite e o período de medição foi de 1995 a 2002.

A Figura 47 apresenta o irradiação solar direta acumulada no ano (kWh/m^2) no território brasileiro. Pode-se observar que os valores ultrapassam $2,0 \text{ MWh/m}^2$ em grande parte do território, inclusive nas regiões de maior consumo de energia elétrica (São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais). Contudo, valores maior que $2,2 \text{ MWh/m}^2$ são encontrados somente na região do semi-árido. Nesta região há baixa precipitação pluviométrica e um número de horas de sol elevado, condições climáticas favoráveis para um projeto CSP.

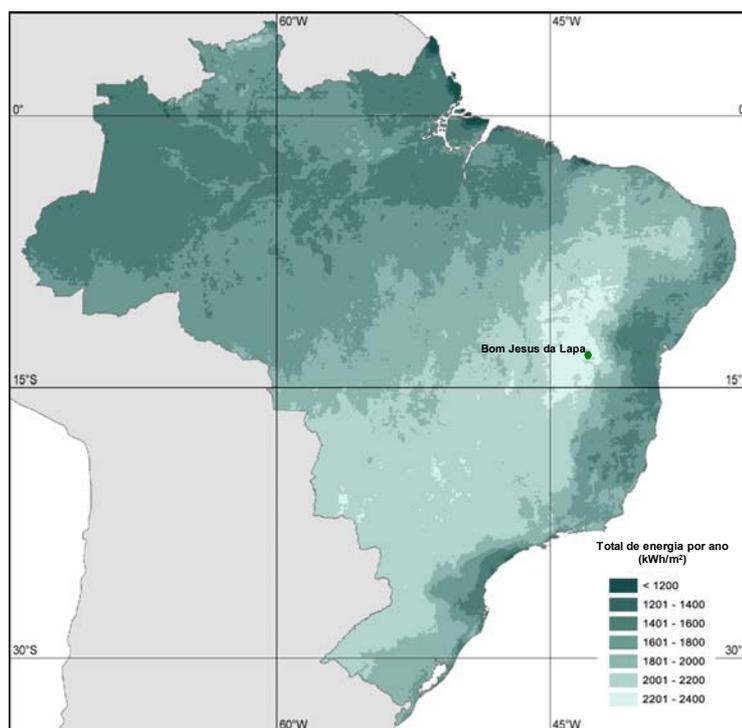


Figura 49 – Mapa acumulado anual de irradiação solar direta

Fonte: Pereira e Lima (2008)

De acordo com Staley *et. al* (2009) a radiação solar direta normal mínima requerida para um projeto de geração de energia elétrica a partir de energia solar concentrada é $5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, chamada DNI - *Direct Normal Irradiance*. Em uma base anual, isto

equivale a 2.000 kWh/m². Valores maiores conferem menores custos de geração de energia elétrica e valores menores aumentam o custo de geração (Philibert *et al.* (2010).

A fim de se ter uma idéia da variabilidade mensal ao longo do ano, o mapa apresentado na Figura 48 apresenta as regiões onde a média mensal de irradiação solar direta é maior que 5,0 kWh/m²/d, ao longo do ano. De acordo com o mapa, a região nordeste é a que apresenta o melhor potencial para um projeto CSP. As áreas marcadas com coloração amarelo claro indicam regiões com irradiação acumulada anual maior que 2.000 kWh/m² (5,5 kWh/m²/d). As áreas marcadas com amarelo escuro indicam regiões com irradiação anual acumulada maior que 2.200 kWh/m².

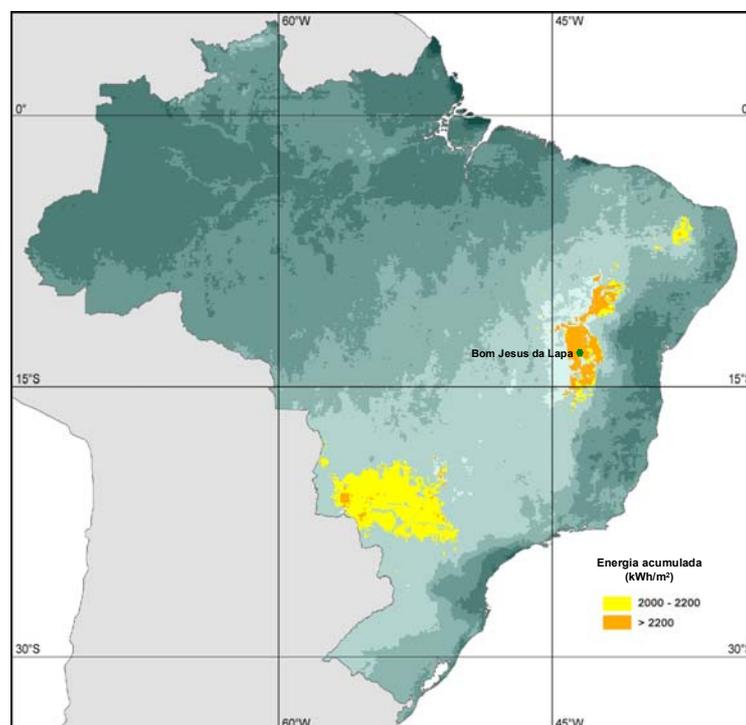


Figura 50 – Áreas potenciais para projetos CSP

Fonte: Pereira e Lima (2008)

A Figura 49 apresenta o DNI diário em diferentes partes do globo terrestre. Pode-se perceber que as regiões de clima desértico são as que possuem os melhores potenciais, por terem clima favorável, com menores atenuações atmosféricas e menores índices de nebulosidades.

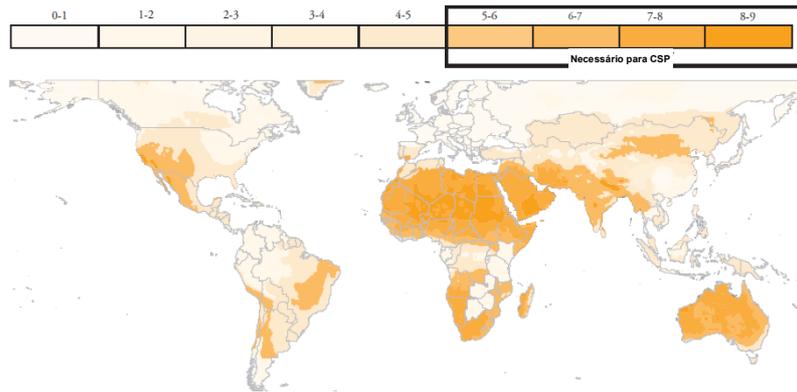


Figura 51 – Visão geral da irradiação solar direta no mundo

Fonte: Banco Mundial, citado por Staley *et. al.*, (2009)

A Figura 50 apresenta a região da bacia do rio São Francisco ampliada, apresentando também a localização de Bom Jesus da Lapa e as linhas de transmissão existentes nas proximidades da localidade selecionada.

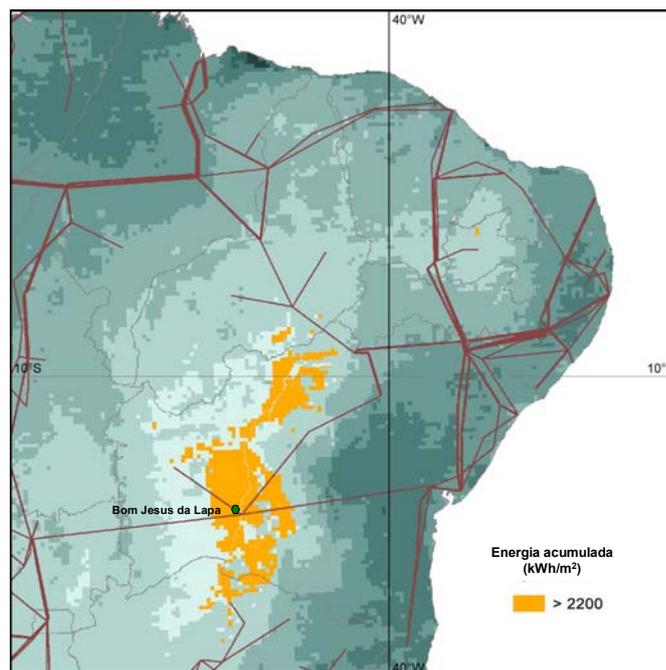


Figura 52 – Região nordeste ampliada e principais linhas de transmissão

Fonte: Pereira e Lima (2008)

Além do projeto SWERA, a região da bacia do São Francisco também foi identificada como sendo região de grande potencial para plantas de geração solar em estudos internos realizados pelo Cepel (Guimarães *et. al.*, 2010).

A partir destes estudos, Guimarães *et. al* (2010) afirmam que no Brasil existem localidades que apresentam níveis de irradiação comparáveis aos do sul Espanha, onde existem diversos projetos de geração solar térmica concentrada.

A Figura 51 apresenta os dados de irradiação solar anual acumulada em kWh/m²/a, bem como barras de erro, que correspondem ao desvio padrão da media mensal. Para fins de comparação, são apresentados registros de irradiação solar acumulada de duas localidades que possuem plantas de geração solar CSP, Estados Unidos e Espanha. De acordo com Reilly *et. al* (2001), citado por Guimarães *et. al* (2010), o deserto de Mojave, localizado nos Estados Unidos, possui irradiação de 2.800 kWh/m²/a. Já o sul da Espanha possui irradiação de 2.100 kWh/m²/a.

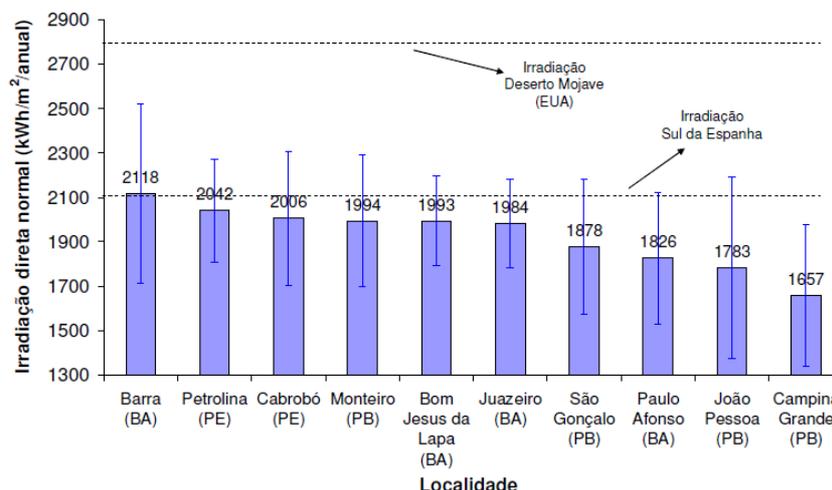


Figura 53 - Irradiação solar anual acumulada e desvio padrão da média mensal

Fonte: Guimarães *et. al* (2010)

A Figura 52 apresenta o coeficiente de variação da irradiação solar média mensal, para cada localidade, expresso em percentual. Este coeficiente é definido como a razão entre o desvio padrão e a média, e fornece uma estimativa da variação da irradiação direta normal ao longo do ano. Segundo Guimarães *et. al* (2010), variações elevadas no coeficiente indicam a possibilidade de necessitar combustível fóssil auxiliar para *backup* ou para operação conjunta com a planta solar.

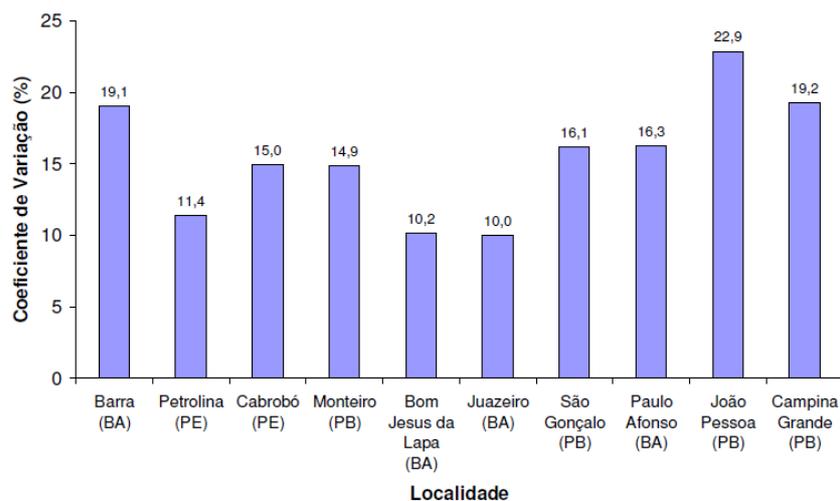


Figura 54 - Coeficiente de variação da irradiação solar média mensal

Fonte: Guimarães et. al (2010)

Maiores informações sobre a metodologia para a estimativa da irradiação solar direta desenvolvida pelo Cepel podem ser obtidas em Guimarães *et. al* (2010). Maiores informações sobre o modelo de transferência radiativa, bem como a metodologia adotada para a estimativa das componentes de irradiação solar na superfície utilizada no atlas brasileiro podem ser obtidas em Pereira *et. al* (2006). A base de dados e os produtos desenvolvidos no projeto SWERA estão disponíveis em <http://swera.unep.net>.

3.4.2. Rede Sonda

O projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) começou a operar em 2003. É desenvolvido e coordenado pelo CPTEC/INPE, sendo financiado pela FINEP e Petrobras. Seu objetivo principal é dar suporte técnico-científico ao setor energético, fornecendo informações confiáveis sobre o potencial disponível de energia solar e eólica, bem como prover capacitação de recursos humanos sobre o tema.

Segundo o sítio <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/index.html> (2011) a rede Sonda possui 13 estações próprias e duas estações colaboradas, distribuídas pelo território brasileiro. As estações de medição são classificadas como solarimétricas, anemométricas ou solarimétricas e anemométricas, conforme apresentado na Figura 53.

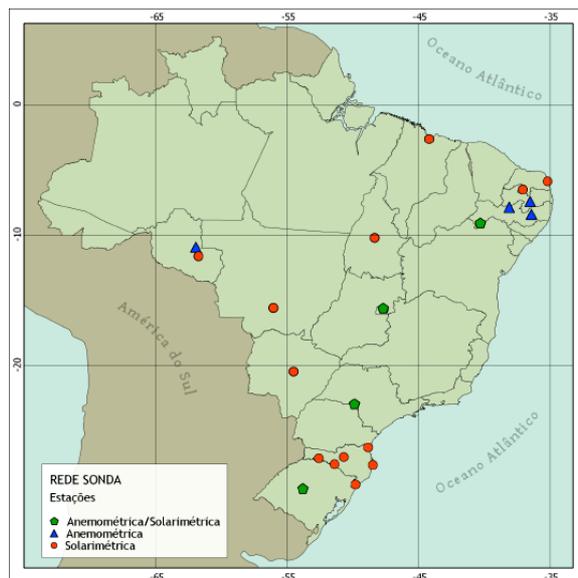


Figura 55 – Localização das estações da rede Sonda

Fonte: <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/index.html> (2011)

As estações dispõem de sensores para a coleta de dados de irradiação solar (estação solarimétrica), realizando medições nas componentes global, direta e difusa, bem como dados sobre iluminância e radiação fotossintética ativa (PAR), importante para o setor agrícola. Além dos dados solares, as estações também coletam dados meteorológicos básicos e dados eólicos (estação anemométrico), tais como: temperatura do ar, umidade relativa, pressão atmosférica, direção e velocidade de vento.

Segundo Martins et. al (2007), os dados de irradiação solar e iluminância são coletados a cada segundo, sendo que os valores médios são armazenados com resolução temporal de um minuto. Antes de disponibilizar os dados, os mesmos são qualificados, garantindo a sua confiabilidade. A qualificação indica a provável existência, ou não, de dados incorretos. Os dados em si não são modificados.

Pode-se definir a importância da rede Sonda para os projetos de energia solar no país através do seguinte trecho:

O investimento em larga escala nas energias solar e eólica no Brasil é inibido pela falta de informações adequadas e confiáveis sobre a disponibilidade e variabilidade desses recursos. A maior parte dessas informações provém do setor de pesquisa básica e climatologia, e é constituída por séries incompletas e dispersa. Além disso, tais informações foram coletadas para outros fins que não aquele do setor de energia, portanto constituem uma base de dados

inadequada para esse fim. O mecanismo para romper essa barreira consiste no cruzamento de informações climáticas adequadas com outras informações, como a distribuição da rede elétrica, topografia, custo e disponibilidade de outras formas de energia, etc. Com o advento das modernas técnicas de modelamento, com base em dados de satélites ambientais, surgiram diversos produtos de levantamento dos recursos solar e eólico no país, muito embora não haja possibilidade de definir corretamente os parâmetros de confiabilidade e incertezas devido à falta da base de dados específica. Este projeto pretende suprir esta lacuna através da recuperação de sítios existentes de coleta desses dados e da implantação de novos sítios em regiões específicas no território nacional. O projeto pretende também melhorar a infraestrutura para formação de um banco de dados e de ferramentas para uso apropriado do setor de energia (Disponível em <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/index.html>. Acesso em 03 abr. 2011).

O Capítulo 3 teve como objetivo analisar se há potencial solar brasileiro para a instalação de uma planta heliotérmica no país. Para tal, foi realizada fundamentação teórica sobre o recurso solar e as principais características que impactam na tecnologia CSP. Foi dada ênfase na geometria solar, mostrando sua importância para o desempenho de uma planta de geração heliotérmica. Foi apresentado o potencial solar da localidade selecionada para a instalação de uma planta no Brasil, em Bom Jesus da Lapa – BA. Na sequência foi realizada revisão bibliográfica sobre a medição do recurso solar e, em seguida um panorama sobre a situação da medição solar no país, bem como literaturas existentes sobre o recurso solar brasileiro.

No próximo Capítulo é analisada a viabilidade técnica para a implantação de uma planta com capacidade de 30 MW, localizada em B JL, através da utilização do software de modelagem SAM. Também é realizada análise econômica preliminar do projeto, considerando o recurso solar da região selecionada e estimativa de custos da tecnologia em questão.

CAPÍTULO 4 - Desempenho de uma planta heliotérmica e estimativa de custos

De acordo com Ho (2008), existe uma variedade de *softwares* de modelagem que podem ser usados para analisar as tecnologias de geração solar concentrada, mas os códigos e ferramentas de análise utilizados na modelagem acabam sendo redundantes. Por outro lado, Ho (2008) afirma que alguns são muito antigos, tendo cerca de 20 a 30 anos, e necessitam serem modernizados, e outros apresentam lacunas.

Os modelos e códigos podem ser agrupados em um modelo de pirâmide, que descreve uma hierarquia natural para a modelagem de sistemas complexos, conforme apresentado na Figura 54 (Ho, 2008).

No topo da pirâmide estão modelos que podem ser usados para avaliar o desempenho de uma forma abrangente, com indicadores como o LCOE e a energia gerada. Esta categoria de modelos apoia-se em rotinas secundárias, compostas por outros modelos que analisam o processo de uma forma mais detalhada, fornecendo informações de desempenhos individuais dos componentes. É necessária a inserção de parâmetros de entrada, bem como sua distribuição (para análise de incertezas e de sensibilidade), que podem ser obtidos através de literatura, testes, pesquisas e também julgamento profissional.

Segundo Ho (2008), o modelo de pirâmide é bastante utilizado para estruturar a modelagem de sistemas complexos porque ele fornece a lógica do fluxo e organiza as informações para a atividade de modelagem. As informações são passadas tanto da base (parâmetros e modelagem de detalhes do processo) para o topo (desempenho e custos), como do topo para a base, de forma a auxiliar na priorização da modelagem e na definição de variáveis que o modelo mostra impactarem em custo e desempenho.

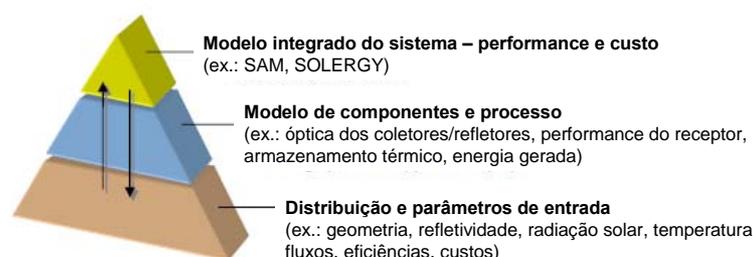


Figura 56 - O modelo de pirâmide

Fonte: Ho (2008), adaptado pela autora

Ho (2008) também afirma que as avaliações utilizadas nos códigos são determinísticas, fornecendo um valor único de desempenho que se refere à simulação em si, por exemplo, o LCOE. Geralmente, os parâmetros de entrada são valores específicos e não valores distributivos, que apresentam melhor a incerteza inerente ao sistema e ao processo. Como resultado, a confiança e as incertezas associadas com os resultados não são reportadas. Ho (2008) sugere que os leitores considerem o uso de abordagem probabilística para a análise de incertezas, de forma a quantificar o impacto destas incertezas no desempenho simulado. Esta informação pode ser utilizada para guiar ou priorizar pesquisas futuras e a caracterização de atividades que são realmente relevantes para as métricas de desempenho.

Para a análise de desempenho e de viabilidade técnico-econômica da planta heliotérmica foi realizada a modelagem utilizando o software SAM (*Solar Advisor Model*). O modelo é capaz de modelar a central utilizando ciclo Rankine, com ou sem armazenamento térmico, com ou sem *back-up* de combustível (Price, 2003). Esta ferramenta foi validada com as plantas SEGS VI e SEGS IX, incluindo-se também as bibliotecas com as configurações padrões destas plantas (Cardemil e Colle, 2010).

O SAM foi desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) e Sandia National Laboratory, localizados nos Estados Unidos. Inicialmente tinha como objetivo dar suporte ao Solar Energy Technologies Program (SETP), no âmbito do Department of Energy (DOE). Com o passar do tempo e após estabelecer um programa de P&D em alguns estados americanos, o DOE promoveu a utilização do SAM em um programa maior, o Solar America Initiative (SAI). De tal forma que hoje ele é disponibilizado gratuitamente no sítio do NREL e aproximadamente a cada seis meses uma nova versão é lançada (Blair *et al.*, 2008).

O *software* faz previsão de desempenho para sistemas de geração de energia elétrica conectados ou não ao *grid*, utilizando diferentes tecnologias solares e também modela sistemas de geração fóssil, eólica e geração geotérmica, a partir da versão 2010.10.8, utilizada nesta Dissertação. O modelo calcula o custo da energia gerada baseado em informações definidas pelo usuário, tais como: localidade, dados meteorológicas, custos de instalação, custos de O&M (operação e manutenção), financiamento, incentivos aplicáveis, tecnologia e demais especificações do sistema (SAM, 2010).

O SAM combina sub-rotinas, com modelos de simulação horária, de desempenho, de custos e de análise financeira, de forma a estimar a energia gerada, o fluxo de caixa e os custos do sistema. O algoritmo adotado, baseado na metodologia desenvolvida por

Price (2003), permite a combinação de um modelo de simulação detalhado (sub-rotinas TRNSYS) com as ferramentas de avaliação econômica (EXCELENGY). (Cardemil e Colle, 2010). Estes modelos são baseados em correlações, funções analíticas ou, ainda, em fatores que descrevem um processo físico sendo modelado. O SAM permite que sejam realizados estudos paramétricos, análise de sensibilidade, estudos de otimização e análise estatística, de forma a investigar impactos na variação de dados (Ho, 2008).

O modelo de análise econômica e financeira é o EXCELENGY, desenvolvido pelo NREL. O modelo foi elaborado em Microsoft Excel e escrito em Visual Basic para ser aplicável. Os dados podem ser modificados, sendo inseridos em uma planilha. Pode-se modificar o custo, a estratégia de operação, a concepção do projeto ou, ainda, as premissas econômicas, de forma a determinar o impacto na análise econômica ou no desempenho (Ho, 2008).

A simulação de desempenho é realizada através do TRaNsient SYstem Simulation Program (TRNSYS), desenvolvido pela Universidade de Wisconsin, e combinado com componentes customizados. O TRNSYS é um programa de simulação de série-tempo já validado, possui uma biblioteca com modelos de simulação para sistemas solares, e é rápido⁶. Pode simular o desempenho do sistema de energia solar concentrada, além de outros sistemas que utilizam energia renovável, através de dados horários do recurso solar (SAM, 2010). Também é possível rodar uma análise de otimização de forma a verificar o tamanho ótimo do campo solar versus o volume de armazenamento térmico (Ho, 2008).

Para calcular o LCOE e outros parâmetros métricos, o SAM precisa conhecer a produção de energia de forma horária e de forma anual. Para isto utiliza arquivos com dados meteorológicos, que contém séries horárias de dados de clima, tais como: radiação global, radiação direta, radiação difusa, temperatura, velocidade do vento, índice de nebulosidade e outras informações relacionadas ao clima. Para analisar estes dados, o SAM oferece um cardápio de modelos padrões, dos quais o usuário

⁶ Foi elaborado em Fortran e executa uma simulação anual em poucos segundos (SAM, 2010).

seleciona o que mais lhe interessar, tais como: modelo de céu isotrópico, modelo Hay e Davies, modelo Reindl e modelo Perez⁷.

A metodologia adotada na modelagem foi a sugerida por Silva (2010), que agrupou as etapas da modelagem em três fases, conforme apresentado na Figura 55.

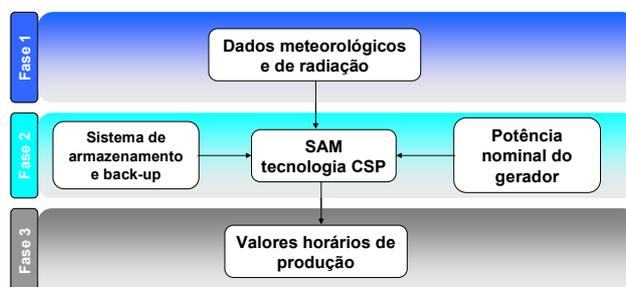


Figura 57 - Metodologia de análise da produção

Fonte: Silva (2010), adaptado pela autora

Assim, de acordo com Silva (2010), na Fase 1 introduz-se os dados meteorológicos e de radiação da localidade selecionada.

Na Fase 2 é escolhida a potência nominal do gerador e a tecnologia a ser utilizada. Também é definida a existência ou não de armazenamento térmico e de sistema *back-up* com combustível fóssil. O SAM também permite que seja escolhido o mercado e a o financiamento a ser utilizado.

Já a Fase 3 consiste na modelagem propriamente dita, com a análise dos resultados da produção.

Pela metodologia sugerida por Silva (2010), observa-se que os dados de entrada principais para a modelagem da planta são: dados meteorológicos e de radiação, potência do gerador, sistema *back-up* e sistema de armazenamento térmico. E os dados de saída principais se desdobram na produção de energia. Desta forma, o

⁷ Não é objeto de esta dissertação discorrer sobre modelos de radiação e modelos de estimativa de produção. Maiores informações podem ser obtidas em Kalogirou (2009) e Silva (2010).

modelo de simulação SAM traduz os dados de entrada em dados de saída, com a tecnologia CSP selecionada. A modelagem adotada está apresentada nas seções seguintes.

4.1. Fase 1 – Dados meteorológicos e de radiação

A base de dados utilizada para a modelagem foi o Typical Meteorological Year (TMY), desenvolvido pelo NREL, e que representa um ano típico da localidade selecionada. De acordo com Libby e Bedard (2008), os dados TMY contêm informações que formam séries horárias de radiação, temperatura e velocidade do vento, dentre outros dados meteorológicos.

Para a elaboração do TMY, o NREL realizou medições meteorológicas com intervalos horários, ao longo de vários anos. Se fosse realizada apenas uma média aritmética nos dados anuais a variabilidade dos mesmos seria subestimada. Desta forma, os dados TMY são os dados que melhor representam um período mensal de cada ano do intervalo de medições (Libby e Bedard, 2008).

Para Bom Jesus da Lapa (BJL) as medições ocorreram no período de 1974 a 2000. Desta forma, foi utilizado o ano típico TMY desta localidade para a simulação, de forma a determinar a geração média mensal e anual.

Os principais dados meteorológicos e de radiação que necessitam serem conhecidos para a modelagem são os seguintes: radiação direta incidente (DNI – *Direct Normal Irradiance*), temperatura ambiente, velocidade do vento e índice de nebulosidade.

A Figura 56 apresenta a janela de visualização *Climate* do SAM. Os valores apresentados representam um ano típico em BJL. O valor médio anual de radiação direta em BLJ é de 2.198 kWh/m², temperatura ambiente média de 26,1° C e velocidade média de vento 1,6 m/s.

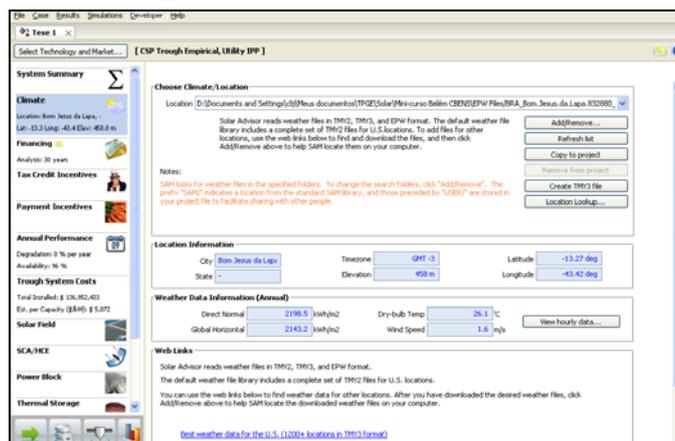


Figura 58 - Janela de visualização SAM

Fonte: SAM (2010)

Os dados estatísticos mensais para a radiação direta normal, verificados no ano típico em BJL, estão apresentados na Figura 57.

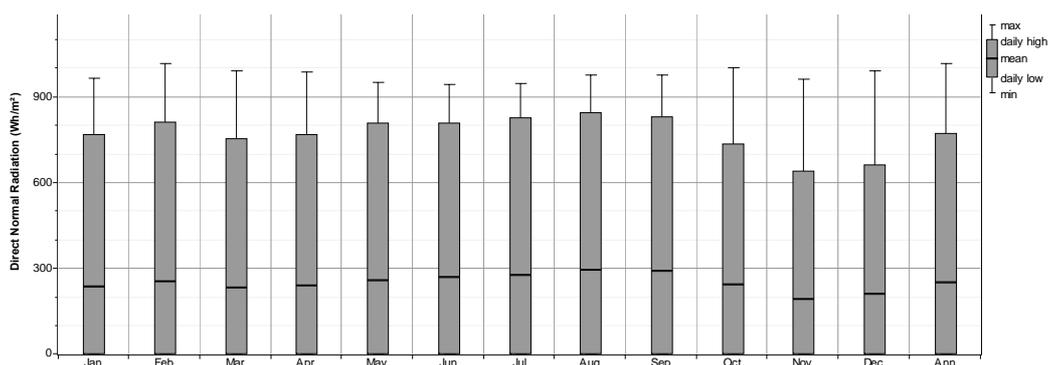


Figura 59 – Análise estatística mensal para o DNI de BJL

Fonte: SAM (2010)

4.2. Fase 2 – Seleção do tamanho da planta e da tecnologia

A tecnologia selecionada para a análise foi a cilíndrico-parabólica, devido sua maturidade tecnológica, frente à torre solar, disco parabólico e Fresnel (Kalogirou, 2009). Desta forma, ela conta com um número maior de referências bibliográficas, do que as demais tecnologias CSP, o que facilita o estudo.

Optou-se por fazer uma planta apenas solar, sem armazenamento térmico e sem hibridização, por motivos de simplificação. Durante a modelagem foi realizada análise

de otimização econômica para o múltiplo solar, *tilt* e azimute, de forma a se obter o maior fator de capacidade e o menor LCOE para o modelo de planta apenas solar.

Segundo Montes *et al.*, 2009, o tamanho usual de plantas cilíndrico-parabólicas que estão sendo construídas no mundo é de 50 MW. Este tamanho tem sido adotado, principalmente na Espanha, devido limitação de incentivos governamentais para esta potência instalada. Mas isto não significa que este é melhor tamanho, do ponto de vista de economia de escala. Conforme já relatado no Capítulo 2, o ótimo econômico deve ficar entre 150 MW e 200 MW.

Contudo, o tamanho escolhido para a simulação foi de 30 MW, devido ser este o tamanho máximo permitido em regulação brasileira para se obter incentivos financeiros. A Resolução Normativa ANEEL 77/2004 estabelece descontos no uso da rede, através da redução de 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos de fontes alternativas. Além disso, a maioria das plantas construídas na Califórnia na década de 80 foram de 30 MW, de forma que a análise é facilitada por haver bibliografia disponível com esta capacidade de instalação.

O modelo de mercado selecionado foi o de produtor independente de energia (IPP), sendo conectado ao *grid*. O SAM dispõe de janelas que mostram as características do dimensionamento da central, podendo-se variar algumas destas características. Também é possível escolher alguns equipamentos para o sistema, a partir de bibliotecas existentes dentro do *software*, tais como: o bloco de potência e o coletor solar.

O bloco de potência é o grupo responsável pela conversão de energia térmica em energia elétrica, sendo constituído por uma turbina a vapor, que opera em ciclo Rankine (Silva, 2010). Na janela de visualização deste componente dimensiona-se a potência nominal da turbina, dentre outros parâmetros.

O coletor solar é o componente principal de um sistema solar. Os coletores solares são um tipo especial de trocadores de calor o qual transformam a radiação solar em energia interna do meio de transporte (Duffie e Beckman, 1991). É um equipamento que absorve a radiação solar incidente, convertendo-a em calor e transferindo este calor a um fluido de trabalho (ar, água ou óleo), que circula no tubo absorvedor do coletor.

Com respeito ao sistema de armazenamento de calor, o SAM define a geometria dos tanques para garantir que este é capaz de fornecer a energia térmica necessária para manter o bloco de potência na produção máxima, durante um número de horas especificado (Silva, 2010). Contudo, a modelagem não adotou o armazenamento térmico. Os principais parâmetros utilizados na simulação e seu dimensionamento estão descritos na Tabela 9.

Janela	Sub-janela	Parâmetro	Valor
Desempenho anual	-	Disponibilidade	96%
Campo solar	Layout do campo	Múltiplo solar (MS)	1,13
	Fluido de transferência de calor (HTF)	Tipo	VP-1
	Condição de referência do MS	Temperatura ambiente	26,1° C
		Radiação direta normal	687,8 W/m ²
		Velocidade do vento	1,6 m/s
	Orientação	Tilt	- 13 °
Azimute		0 °	
Coletor solar	Montagem (SCA)	Tipo	Albiasa Trough ST 150
	Elemento (HCE)	Receptor	98,5% Schott PTR70 vácuo
Bloco de geração	Características da planta	Turbina capacidade nominal	30 MWe
		Perdas parasitas	10%
	Ciclo de geração	Tipo de turbina	SEGS 30 MWe
		Eficiência da turbina	37,49%
Estocagem térmica	-	Energia armazenada (TES)	0 h

Tabela 9 – Principais parâmetros utilizados no SAM

Fonte: elaboração própria

4.3. Fase 3 – Análise da produção de energia

Esta fase consiste na análise da energia entregue à rede elétrica, relacionando-a com todos os resultados intermediários da Fase 2.

A estratégia de operação adotada para a planta considerada nesta simulação é o despacho em modo apenas solar, sem hibridização e sem armazenamento térmico, com geração elétrica nominal de 27 MW líquido.

Foram realizadas análises paramétricas com algumas variáveis, de forma a avaliar seu impacto no LCOE. As variáveis analisadas foram: múltiplo solar (MS), inclinação (*tilt*) e

azimute. A análise paramétrica envolveu a definição de múltiplos valores para cada variável selecionada e sua relação com o LCOE.

4.3.1. Análise do múltiplo solar

A análise paramétrica do múltiplo solar revelou que é interessante trabalhar com múltiplo solar maior que um. A Figura 58 mostra que são obtidos menores LCOE com múltiplos solares próximo de 1,25.

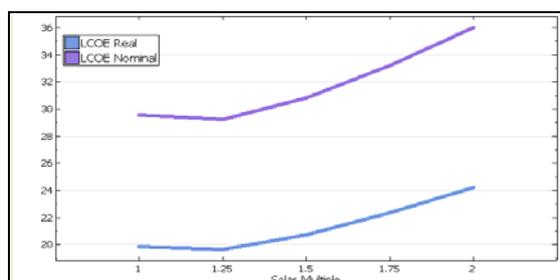


Figura 60 – Análise paramétrica do múltiplo solar: LCOE x MS

Fonte: SAM (2010)

De acordo com Quaschnig *et al.* (2002), o MS é uma variável importante para a avaliação de desempenho e de parâmetros econômicos para a escolha do tamanho do campo solar. A importância de se calcular o MS está no fato de que o campo solar representa a maior parte do investimento em capital, de forma que o cálculo da otimização do campo solar tem sido uma prática adotada em muitos trabalhos.

Uma vez identificado isto, foi realizada análise de otimização do MS colocando-se como objetivo a minimização do LCOE. A análise revelou que o múltiplo solar ótimo é 1,13, obtendo-se o menor LCOE, conforme apresentado na Figura 59. Desta forma, a área necessária de campo solar para o acionamento do ciclo de potência é de 121 acres (49 ha).

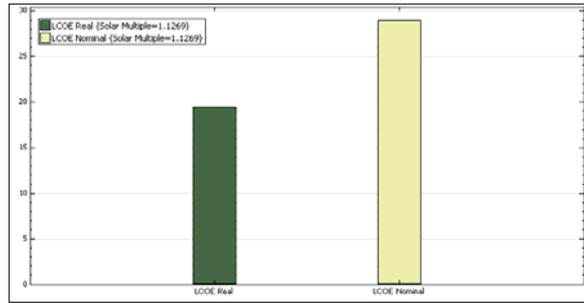


Figura 61 – Análise de otimização do múltiplo solar

Fonte: SAM (2010)

O múltiplo solar é definido como a razão entre a energia térmica obtida pelo campo solar, sob condições de projeto, e a carga térmica requerida pelo ciclo de potência para geração na condição nominal da turbina (Cardemil e Colle, 2010). Assim, em (1), \dot{Q}_{cs} é a energia térmica proveniente do campo solar e \dot{Q}_{cr} é a energia térmica necessária para o bloco de geração, no ciclo de potência.

$$MS = \frac{\dot{Q}_{cs}}{\dot{Q}_{cr}} \Bigg|_{\text{condições.de.projeto}} \quad (1)$$

E a energia fornecida pelo campo solar, sob condições de projeto, pode ser calculada através da seguinte equação:

$$\dot{Q}_{cs} = A_{cs} (\dot{Q}_{rsd} \eta_{opt} - \dot{Q}_{pta} - \dot{Q}_{ptb}) \quad (2)$$

onde A_{cs} é a área do campo solar, \dot{Q}_{rsd} é a radiação solar direta na condição de referência, η_{opt} é a eficiência óptica do coletor, \dot{Q}_{pta} representa as perdas térmicas do tubo absorvedor e \dot{Q}_{ptb} as perdas térmicas nas tubulações e conexões do campo solar.

Cardemil e Colle (2010) afirmam que, para a modelagem, é necessária a definição de condições climáticas de referência, sendo caracterizada por três variáveis: temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar direta. De acordo com SAM (2010), estas três variáveis de referência serão usadas para o cálculo de energia térmica necessária para atender às condições de projeto do bloco de geração, multiplicada pelo múltiplo solar. Em outras palavras, o sistema operará em sua capacidade nominal quando estiver nas condições de referência.

As condições de referência de temperatura ambiente e velocidade do vento são usadas para calcular as perdas de calor do projeto, e não tem um efeito significativo no cálculo do dimensionamento do campo solar. Assim, podem-se utilizar as médias anuais da localidade do projeto (SAM, 2010). Desta forma, para a temperatura ambiente e velocidade do vento foram utilizadas as médias anuais de BJL como condições de referência, correspondendo a 26,1°C e 1,6 m/s, respectivamente.

Já a radiação direta de referência, segundo SAM (2010), tem impacto no dimensionamento do campo solar. Além disso, os seguintes fatores devem ser levados em conta no momento de sua escolha: localidade do projeto, capacidade de armazenamento térmico, valor máximo de carregamento de armazenamento térmico e variabilidade anual do recurso solar.

De acordo com SAM (2010), se for utilizado um valor muito baixo de radiação direta de referência haverá desperdício de energia. Na prática, a radiação direta será maior e produzirá mais energia que o requerido para o bloco de geração, de forma que a energia térmica a mais será desperdiçada. Por outro lado, se for utilizado um valor muito alto de condição de referência o dimensionamento do campo solar será subestimado, e somente será produzida energia térmica para a condição nominal do bloco de geração durante algumas horas do dia, quando a radiação direta for igual ou maior que a condição de referência.

Desta forma, Montes *et al.* (2009) sugerem que seja utilizado como radiação direta de referência a radiação observada no meio dia solar do solstício de verão (21 de junho no Hemisfério Norte e 21 de dezembro no Hemisfério Sul). Durante o solstício de verão o sol está mais posicionado ao Norte e o a duração do dia é o mais longo do ano (Kalogirou, 2009 e Petti, 2004). Em BJL este valor é 775 W/m².

Já NREL (2009), citado por Cardemil e Colle (2010), sugere que o valor da radiação direta de referência deveria ser aquele que corresponda a 95% da curva de

distribuição da frequência acumulada de radiação direta incidente. Neste caso, este valor corresponde a aproximadamente a 800 W/m^2 , conforme apresentado na Figura 60.

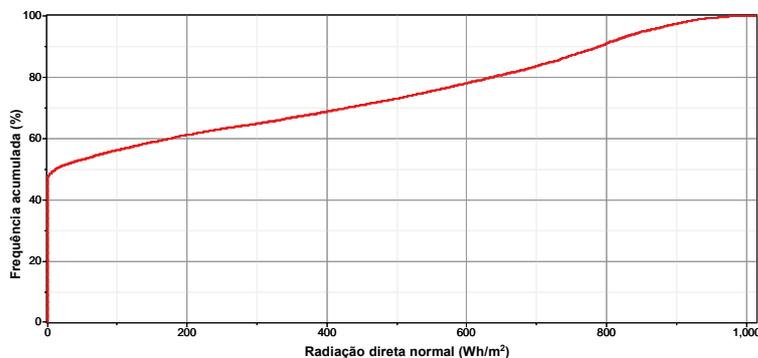


Figura 62 – Curva de distribuição de frequência acumulada de DNI em BJJ

Fonte: SAM (2010), adaptado pela autora

Contudo, como na planta simulada não se considera o armazenamento térmico e o múltiplo solar ótimo ficou próximo de um, procurou-se adotar valor conhecido para a radiação direta de referência, fruto de medição realizada pelo CEPEL, entre 1996 e 1998. Segundo Petti (2004), a média anual medida em BJJ neste período foi de $687,8 \text{ W/m}^2$. Desta forma, o valor considerado como referência para a condição nominal de geração elétrica em BJJ foi o valor médio de radiação direta anual medido no local, que corresponde a $687,8 \text{ W/m}^2$.

De acordo com Montes *et al.* (2009), o MS representa o tamanho do campo solar em relação ao bloco de potência, sob condições nominais de geração. Segundo Montes *et al.* (2009), em plantas somente solar o MS é sempre maior que um. Isto garante que se alcancem as condições nominais do bloco de geração durante um período de tempo maior do que seria obtido com um MS igual a um. No entanto, valores de MS muito grandes, e sem um sistema de armazenamento térmico, leva a um excesso na produção de energia térmica, que não será convertido em energia elétrica. Contudo, embora o bloco de geração opere mais tempo sob condições nominais, o custo/kWh será maior, pois parte do campo solar não será utilizado para gerar energia elétrica.

O Gráfico 7 apresenta a potência térmica fornecida pelo campo solar ao longo de um dia para diferentes valores de MS. O valor de $MS=1$ significa que a planta gera a potência nominal quando nas condições de referência. Mas, para um dia com radiação solar máxima igual à nominal (*design point*), na condição de $MS=1$, somente em um pequeno intervalo de tempo do dia é alcançada a potência nominal da turbina. Assim,

na maior parte do tempo o sistema opera abaixo de sua capacidade, o que mostra que não é interessante esta configuração. Já um MS maior que um significa uma maior área de coletores, o que possibilita a operação da turbina na condição nominal em um maior intervalo de tempo, mas também significa perda de energia em sistemas sem armazenamento térmico (área sombreada).

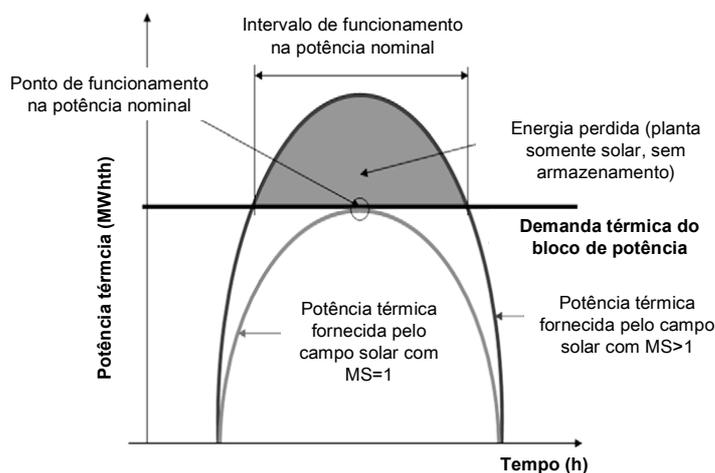


Gráfico 7 - Produção diária de potência térmica para diferentes múltiplos solares

Fonte: Montes *et al.* (2009), adaptado pela autora

Montes *et al.* (2009) também comentam que a maioria das plantas heliotérmicas construídas no mundo não possui um sistema de armazenamento térmico, de forma que o bloco de geração não trabalha em condições nominais durante períodos sem insolação. Por conta disso, Montes *et al.* (2009) salientam que o tamanho do campo solar é crucial, pois afeta a capacidade nominal de geração. Um campo muito grande pode ser parcialmente inútil em condições de radiação solar elevada, enquanto que um campo solar pequeno fará com que o bloco de geração trabalhe em carga parcial na maior parte das vezes.

Uma abordagem mais detalhada sobre o conceito de armazenamento térmico está no Capítulo 2. Além disso, de acordo com Reloso e Gutiérrez (2008) há casos onde o armazenamento térmico é necessário muito mais para prevenir o congelamento de fluidos de trabalho, de forma a minimizar transientes, do que gerar mais energia no ano. É o caso de Nevada Solar One, onde, por regulação, só são permitidos 2% de utilização de combustível fóssil na geração. Há, no entanto, algumas exceções, como Andasol-1, na Espanha, com 7,7 h equivalentes de estocagem térmica indireta, em dois tanques de sal fundido.

4.3.2. Análise da inclinação e azimute

De acordo com Patnode (2006), somente a radiação que é diretamente normal à superfície do coletor cilindro parabólico é que pode ser refletida a um ponto focal. Conforme descrito no Capítulo 3, o ângulo de incidência da radiação solar varia ao longo do dia e ao longo do ano, influenciando diretamente o desempenho dos coletores (Duffie e Beckman, 1991). O ângulo de incidência θ representa o ângulo entre a radiação direta sobre a superfície e o plano normal desta superfície. Ele resulta da relação entre a posição do Sol no céu e a orientação dos coletores na localidade selecionada.

Segundo Petti (2004), a importância do rastreamento está em minimizar o ângulo formado pela radiação direta incidente e a normal da superfície concentradora do coletor, apresentado na Figura 61. De forma que, quanto menor o ângulo de incidência maior a captação da radiação direta normal e menores as perdas por cosseno, conforme apresentado no Capítulo 2.

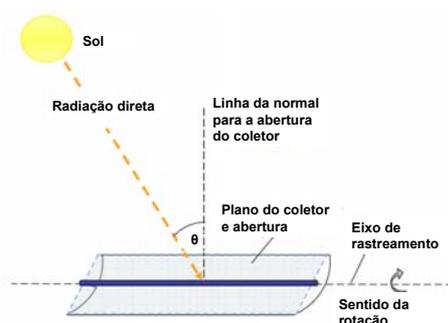


Figura 63 – Ângulo de incidência em um coletor cilindro-parabólico

Fonte: Patnode (2006), adaptado pela autora

De acordo com Petti (2004), os concentradores solares rastreiam o movimento aparente solar ao longo do dia, variando a sua posição em relação ao plano horizontal terrestre.

Os ângulos que determinam a orientação da superfície rastreadora em relação a um referencial no solo são dois: azimute da superfície (γ) e inclinação da superfície (β).

O azimute de superfície é definido como o ângulo entre a projeção no plano horizontal da normal da superfície e o eixo Norte-Sul (N-S), a partir do Sul. Este ângulo pode variar entre $+180^\circ$ e -180° , sendo o deslocamento positivo a leste do Sul. A inclinação é definida como o ângulo entre o plano da superfície e o plano horizontal. Os ângulos γ e β são mostrados na Figura 62.

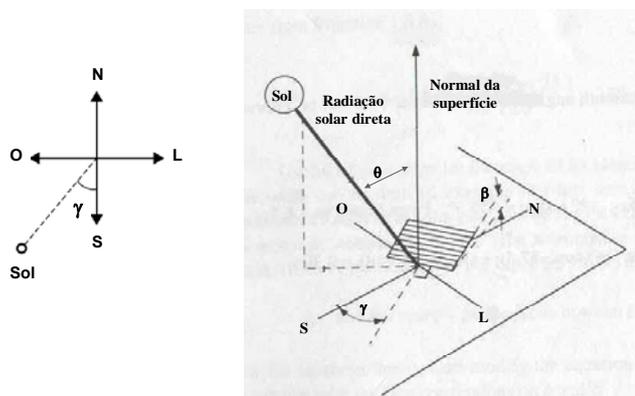


Figura 64 – Ângulos azimute da superfície e inclinação

Fonte: Duffie e Beckman (1991), adaptado pela autora

Petti (2004) afirma que a incidência da radiação solar sobre uma superfície é influenciada pela orientação desta superfície. Assim, a captação solar ao longo do ano é influenciada pelos ângulos de inclinação e de azimute da superfície, podendo ser reduzida ou incrementada.

Desta forma, a orientação mais comumente empregada em plantas com coletores cilíndrico-parabólicos é: eixo N-S fixo e rastreamento no eixo L-O (Leste-Oeste), como mostrado na Figura 63.

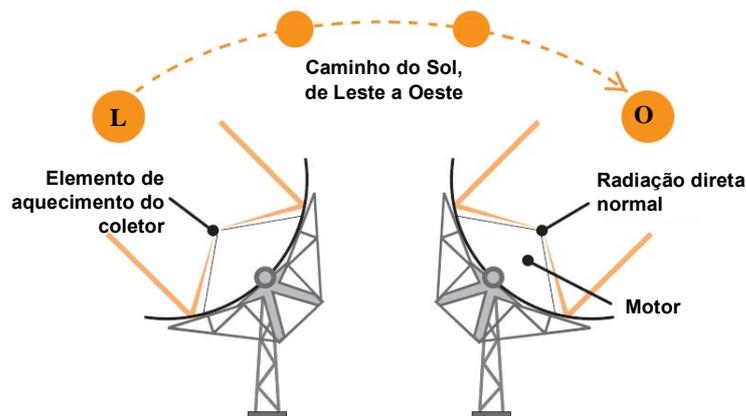


Figura 65 - Orientação do coletor cilíndrico-parabólico – rastreamento L-O, eixo N-S fixo

Fonte: Brakmann *et al.* (2003), adaptado pela autora

A Tabela 10 apresenta os parâmetros de orientação utilizados para os coletores solares na simulação no SAM. Para o ângulo de incidência considerou-se os coletores orientados no eixo N-S. Como dito anteriormente, esta é uma prática adotada para plantas com a tecnologia cilíndrico-parabólica, já que com a orientação N-S se obtém mais energia no ano do que com a orientação L-O (Montes *et al.*, 2009).

Parâmetro	Valor
Longitude	-43,42°
Latitude	-13,27°
Altitude	458 m
Azimute	0°
Ângulo de incidência (orientação N-S)	-13°

Tabela 10 - Parâmetros utilizados para a orientação do campo solar

Fonte: elaboração própria

De acordo com Sen (2008), o ângulo de inclinação é dependente da latitude e do dia do ano. Se este ângulo for igual à latitude então os raios do sol serão perpendiculares à superfície do coletor ao meio-dia dos meses de Março e Setembro. Para a maximização da captação solar Sen (2008) sugere que, no verão, a superfície seja inclinada um pouco mais para a horizontal. De mesma forma, no inverno, a superfície

deve ser inclinada um pouco mais para a vertical. Contudo, Sen (2008) afirma que os efeitos da inclinação e orientação não são críticos.

A definição dos valores para o ângulo de incidência (inclinação) e de azimute ocorreu a partir de análise paramétrica envolvendo múltiplos valores destas duas variáveis, correlacionando-as com o LCOE. O Gráfico 8 apresenta a análise paramétrica realizada para encontrar os melhores valores de LCOE.

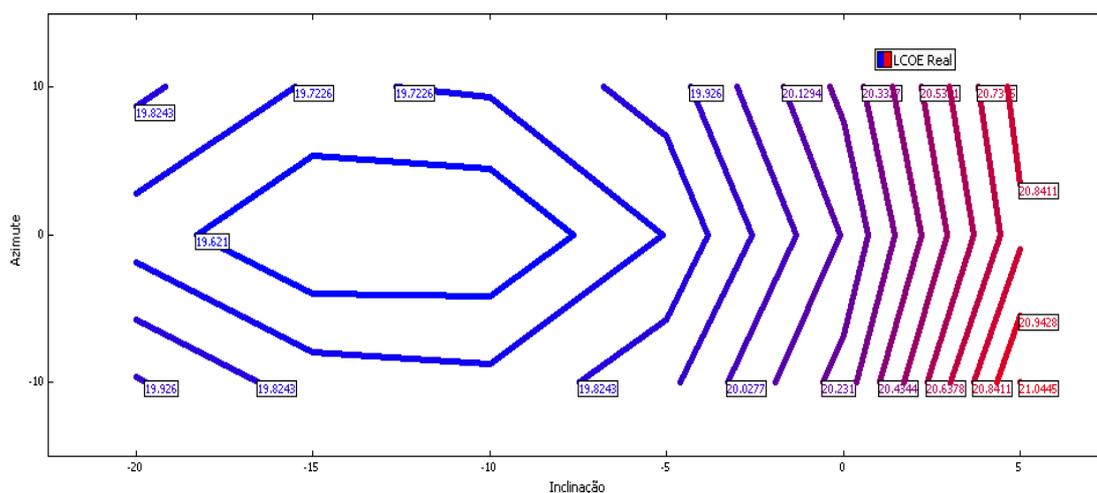


Gráfico 8 - Análise paramétrica da inclinação e azimute, correlacionada com o LCOE

Fonte: SAM (2010), adaptado pela autora

A análise revelou que menores valores de LCOE são obtidos com valores de inclinação entre -15° e -10° e azimute de 0°. O valor de inclinação é negativo porque este sinal representa o Hemisfério Sul. E o valor zero de azimute representa o alinhamento N-S.

4.4. Estimativa de custos

Para a estimativa de custos foi utilizado o modelo de custos proposto por Turchi (2010). O modelo é baseado em componentes para plantas de geração solar utilizando a tecnologia cilíndrico-parabólica. Ele foi desenvolvido pelo NREL, para uso exclusivo no SAM.

Segundo Turchi (2010), o NREL contratou a Worley Parsons Group Inc. (WPGI) para elaborar um projeto conceitual e estimar custos de uma planta CSP de referência, utilizando a tecnologia cilíndrico-parabólica. Turchi (2010) também comenta que, além da estimativa da WPGI, o próprio NREL realizou contatos com desenvolvedores de tecnologia solar e empresas de EPC (engenharia, construção e montagem), de forma a validar a estimativa proposta pela WPGI. Turchi (2010) afirma que, em linhas gerais, os custos das indústrias foram relativamente menores ou equivalentes aos reportados pela WPGI, e justifica que as diferenças foram devido à integração vertical de alguns desenvolvedores e/ou à negociação de preço final.

Desta forma, o modelo de custos sugerido por Turchi (2010) teve como referência uma planta de 100 MW de geração solar, localizada nos Estados Unidos. As premissas consideradas para a planta de referência estão descritas na Tabela 11.

O que	Valor
Capacidade	100 MW
Armazenamento térmico (tempo de operação na condição nominal)	6 horas
Múltiplo solar	2,0
Fluido de transferência de calor	Óleo sintético
Fluido de armazenamento	Sais de nitrato de sódio e potássio
Sistema de armazenamento térmico	Indireto, com 2 tanques
Ciclo de geração	Ciclo Rankine com vapor superaquecido e sistema de refrigeração úmida
Localidade	Daggett, Califórnia

Tabela 11 – Especificação da planta cilíndrica-parabólica usada como referência

Fonte: Turchi (2010), adaptado pela autora

De acordo com Turchi (2010), uma vez definida a planta de referência, o WPGI estimou seus custos conforme apresentados na Tabela 12. O intervalo de erro considerado para a estimativa de custos foi de $\pm 30\%$.

Os custos se referem a uma planta no sudoeste do Arizona, com mão de obra local (americana) e estão apresentados em dólar.

Custos Diretos (CD)	Valor	Unidade
Melhorias no terreno	25	US\$/m ²
Campo solar	295	US\$/m ²
Sistema HTF (Fluido de Transferência de Calor)	90	US\$/m ²
Armazenamento	80	US\$/kWh-t
Bloco de geração (refrigeração úmida) ⁸ , baseado na capacidade bruta da turbina	940	US\$/kW
Bloco de geração (refrigeração seca), baseado na capacidade bruta da turbina	1160	\$/kW
Contingências	10	% do CD
Custos Indiretos (CI)		
EPC (Engenharia, Construção e Montagem)	15	% do CD
Projeto, terreno e gerenciamento	3,5	% do CD
ICMS	27	%
Custos de O&M (Operação e Manutenção)		
Custo fixo	70	US\$/kW-a
Custo variável	3	US\$/MWh
Outros custos		
Disponibilidade	96	%

Tabela 12 – Custos usados como referência para a planta heliotérmica

Fonte: Turchi (2010), adaptado pela autora

Para o cálculo da quantidade de cada componente do modelo de custo proposto por Turchi (2010) foram utilizados os valores que foram modelados e otimizados pelo *software* SAM. O SAM calculou a área necessária de campo solar para as condições de projeto, de acordo com o que foi definido de múltiplo solar, de condições de referência e especificações da tecnologia selecionada.

⁸ De uma forma geral, é preferível usar refrigeração úmida em plantas heliotérmicas porque esta configuração permite maiores eficiências termodinâmicas. No entanto, a água pode não estar disponível na localidade ou seu uso ser proibido ou limitado. A principal razão para usar refrigeração seca é a redução no consumo de água (Turqui, 2008).

Desta forma, aplicando os custos descritos na Tabela 12, a área calculada e a potência nominal da planta obtiveram-se os custos diretos apresentados na Tabela 13.

Custos Diretos (CD)	Valor unitário	Quantia	Valor total (US\$)	Unidade
Melhorias no terreno	25	188.854 m ²	4.721.358,84	US\$/m ²
Campo solar	295	188.854 m ²	55.712.034,36	US\$/m ²
Sistema HTF (Fluido de Transferência de Calor)	90	188.854 m ²	16.996.891,84	US\$/m ²
Armazenamento	80	0	0	\$/kWh-t
<i>Back up</i> com combustível fóssil	0	0	0	US\$/kW
Bloco de geração (refrigeração úmida), baseado na capacidade bruta da turbina	940	30 MW, bruto	28.200.000,00	US\$/kW
Bloco de geração (refrigeração seca), baseado na capacidade bruta da turbina	1160	-	-	US\$/kW
Contingências	10	10%	10.563.028,50	% CD
Total de custos diretos	-	-	116.193.313,54	-

Tabela 13 – Custo diretos da planta modelada

Fonte: elaboração própria

Para os custos indiretos foi utilizado um percentual sobre o custo direto, cujos valores estão apresentados na Tabela 14.

Custos Indiretos (CI)	Valor unitário	Valor total (US\$)	Unidade
EPC (Engenharia, Construção e Montagem)	15	17.428.997,03	%
Projeto, terreno e gerenciamento	3,5	4.066.705,97	%
ICMS (sobre 80% do CI)	27	25.097.755,72	%
Total de custos indiretos	-	46.593.518,73	-

Tabela 14 - Custo indiretos da planta modelada

Fonte: elaboração própria

Além dos custos acima supracitados, também foram utilizados os custos apresentados na Tabela 15, caracterizados como custos de O&M, taxas e custos administrativos. Alguns destes custos refletem obrigações para projetos de geração elétrica no país, como a TUSD (tarifa de uso de sistemas de distribuição) e a taxa Aneel – TFSEE (taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica).

Com relação ao TUSD há desconto de 50% no valor deste por se tratar de energia incentivada. De acordo com o Artigo 26 da Lei 9427/1996, são consideradas Fontes Alternativas (FA) empreendimentos com base em PCH, fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja ≤ 30 MW. A Resolução Normativa ANEEL 77/2004 estabelece redução de 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada por FA. A Resolução também assegurou direito a 100% de redução, a ser aplicado no TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos de FA, desde que atenda a uma das seguintes condições: início de operação comercial até 31/12/2003 e/ou utilização de, no mínimo, 50% de biomassa composta por resíduos sólidos urbanos (RSU) ou de biogás de aterro sanitário ou de biodigestores de resíduos vegetais/animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Taxa ANEEL - TFSEE	R\$ 385,73/kW.inst
Custos Administrativos	R\$ 250.000/ano
Despesas Pré-Operacionais	R\$ 200.000/ano
O&M Fixo - Moeda Nacional	R\$ 118/kW.inst
O&M Variável - Moeda Nacional	R\$ 5,04 /MWh
Seguro	0,10% Investimento
TUSD (valor com impostos e desconto de 50%)	R\$ 3,57/kW.mês

Tabela 15 – Despesas gerais do empreendimento

Fonte: elaboração própria

A avaliação da composição de custos simulados no SAM mostrou que a componente de maior impacto é o campo solar, com 29% do custo total. Isto reforça o que foi afirmado por Quaschnig *et al.* (2002), relatado em seção anterior, que disse ser essencial otimizar o múltiplo solar, de forma a não se ter desperdícios na área de coletores e acréscimo no valor do investimento. De acordo com SAM (2010), o *lay-out*, as propriedades dos coletores, as condições de referência, a orientação dos coletores e as propriedades do fluido de transferência de calor também afetam o campo solar. A segunda componente de maior impacto na composição de custos é o custo indireto, com 24% da composição. Os custos indiretos são fruto do EPC, gerenciamento do projeto e impostos. Em terceiro lugar está o bloco de geração, com 15% da composição de custos. O bloco de geração consiste em uma turbina a vapor, funcionando em ciclo Rankine convencional, além dos trocadores de calor (campo solar/turbina) e do sistema de refrigeração (SAM, 2010). Neste caso, não foi

considerado o uso de combustível *back up*. A Figura 64 apresenta a composição dos custos considerados na simulação.

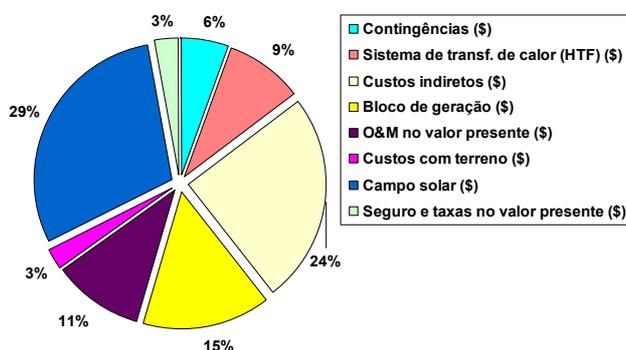


Figura 66 – Composição de custos da planta heliotérmica de 30 MW

Fonte: elaboração própria

Salienta-se que a planta considerada nesta dissertação difere da usada como referência para a estimativa de custos.

A capacidade nominal da planta heliotérmica simulada é de 30 MW, sem armazenamento térmico, sem sistema *back up*, com MS igual a 1,13 e localizada no Brasil. Conforme apresentado em seção anterior, a economia de escala advinda com uma planta de 100 MW é maior que a de uma planta de 30 MW.

Bastos *et al.* (2006) comentam que quando é conhecido o investimento de uma planta similar, mas com capacidade diferente da desejada, pode-se utilizar um fator de escala para calcular o investimento da planta desejada. Para tal, sugerem que seja realizada relação entre os investimentos (I) e as capacidades (Q), através da seguinte expressão:

$$(I_b/I_a) = (Q_b/Q_a) \times x$$

Onde:

x = fator de escala

a,b = projetos em estudo

Segundo Bastos *et al.* (2006), quando o fator de escala é < 1 significa que há economia de escala. Desta forma, os investimentos crescem menos, proporcionalmente ao porte do projeto. Da mesma forma, se o fator de escala for > 1 significa que há deseconomia de escala no aumento do porte da planta.

Neste sentido, de acordo com a revisão bibliográfica realizada, não foi encontrado um fator de escala típico para plantas heliotérmicas. De acordo com Pilkinton (1996), Libby e Bedard (2008) uma planta de 100 MW teria reduções de custo na ordem de 20% sobre a planta de 30 MW. Desta forma, os custos utilizados para a análise podem estar otimistas. Entretanto, como a estimativa de custos considerada possui margem de erro de $\pm 30\%$ o valor calculado já engloba a deseconomia de escala esperada.

Por outro lado, é preciso ser considerado o custo Brasil para o desenvolvimento da tecnologia no país. O custo Brasil é um conceito utilizado para apontar fatores que impactam negativamente a competitividade e eficiência da indústria nacional, tais como: carga tributária, obrigações sociais e trabalhistas, logística, burocracia e encargos financeiros

Não é objeto desta dissertação investigar o real custo de uma planta heliotérmica no Brasil, mas indicar quais custos devam ser considerados e apresentar um guia para trabalhos futuros.

4.4.1. Análise econômica

4.4.1.1. Metodologia

A análise de projeto de investimento é um processo de obtenção e organização de informações técnicas, econômicas, legais, tributárias, financeiras e de meio ambiente (Bastos *et al.*, 2008)

Para a análise econômica foi utilizada a metodologia do fluxo de caixa descontado em termos reais, com o objetivo de calcular, para o caso analisado:

- o VPL (valor presente líquido) do empreendimento;
- o LCOE (*levelized cost of energy*), ou seja, o preço de venda da energia de forma a remunerar os investimentos e custos do projeto;

A metodologia de fluxo de caixa descontado converte em valor presente todos os valores futuros de saídas e entradas no caixa, utilizando uma taxa de desconto definida (Short *et al.*, 1995).

É um método utilizado na avaliação de projetos de investimentos, e consiste na soma algébrica dos custos e dos benefícios líquidos do projeto durante sua vida econômica, trazidos à data da atualização do fluxo de caixa, utilizando-se a taxa de desconto

apropriada, ou seja, a taxa mínima de atratividade (TMA) do segmento de negócio (Bastos *et al.*, 2008).

O fluxo de caixa utilizado foi do tipo genérico, com entradas e saídas de capital, dividido em categorias e disposto em um horizonte temporal.

O LCOE resume a quantia que um projeto deve receber por cada unidade de eletricidade vendida, ao longo da vida do projeto, para cobrir os custos de financiamento, instalação, operação e de restrições financeiras (Short *et al.*, 1995).

As premissas utilizadas na análise do projeto estão apresentadas na Tabela 16.

O que	Valor
Potência instalada	30 MW
Área total	68 ha (169,67 acres)
Investimento total	US\$ 162.786.832 – R\$ 273.481.878 *
Custo de instalação/capacidade total	US\$ 5.426/kW – R\$ 9.116/kW *
Vida econômica	30 anos
<i>Equity</i> (capital próprio) – 46%	R\$ 125.801.664
<i>Debt</i> (capital de terceiros) – 54% @ (TJLP+ 2,5%)	R\$ 147.680.214
Período de implantação	1,5 anos
Período de operação	28,5 anos
Início da implantação	Jan/2011
Período de comercialização	Jul/2012 a Dez/2040
Taxa de inflação (IGPM)	6%
Taxa interna de retorno (TIR)	11%
Taxa mínima de atratividade (TMA)	9%
Período de depreciação	20 anos
Horas de operação	8.760h
Disponibilidade	96%
Fator de conversão da turbina (bruto para líquido)	0,90
Fator de capacidade	28%
Perdas de transmissão e margem de segurança	2,5%
Energia gerada anualmente	63.576,58 MWh
Energia comercializada	61.987,16 MWh
LCOE real	R\$ 537,65

* Cotação dólar 07/01/11 @ R\$ 1,68.

Tabela 16 – Premissas utilizadas na análise econômica da central heliotérmica

Fonte: elaboração própria

As premissas tributárias estão apresentadas na Tabela 17.

O que	Valor
PIS/COFINS (sobre a receita)	3,65%
Imposto de Renda (IR)	8%
Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)	12%

Tabela 17 – Premissas tributárias

Fonte: elaboração própria

Além disso, considerou-se adesão ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), estabelecida por meio da Lei 11.488/07, regulamentada pelo Decreto 6.144/07. Segundo a Lei 11.488/07 há benefício de suspensão de PIS/PASEP e COFINS nas aquisições e importações de bens e serviços vinculadas a projetos de infra-estrutura aprovado, realizados no período de cinco anos contados da data de sua aprovação. De acordo com a Lei supracitada, o setor de energia (geração, co-geração, transmissão e distribuição de energia elétrica) é considerado de infra-estrutura. Desta forma, não foi incidido PIS/COFINS sobre o investimento e, caso fosse, o valor seria de 9,25%.

Além disso, optou-se pela modalidade de tributação incidindo sobre o lucro presumido, de forma que PIS/PASEP e COFINS é 3,65%, o IR é 8% e o CSLL é 12%, sobre a receita bruta. Sobre o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), de acordo com o Decreto 3827/01, este é reduzido à zero em diversos equipamentos e acessórios destinados à geração de energia elétrica. Assim, este foi considerado como isento, seguindo a lógica utilizada para módulos fotovoltaicos (Jannuzzi *et al.*, 2009).

Baseado nas premissas apresentadas nas tabelas acima foi calculado o VPL do empreendimento, que ficou em R\$ 26,47 milhões. O LCOE ficou em R\$ 537,65/MWh. O gráfico do fluxo de caixa é apresentado na Figura 65.

O gráfico mostra, ao fundo, a receita obtida com a comercialização da energia gerada. Também mostra o custo total do empreendimento, compreendido pelos custos de O&M, seguro, taxas, TUSD, custos administrativos e despesas pré-operacionais. Já a amortização e os juros referem-se ao pagamento do financiamento obtido para a alavancagem do empreendimento. Foram financiados 54% do investimento total do empreendimento, com 16 anos como prazo de financiamento e carência de dois anos. Também é apresentado o fluxo de caixa livre, que reflete os dispêndios com investimentos em capital. Nos dois primeiros anos o investidor precisa aportar uma grande quantia para o empreendimento, sendo 40% para o primeiro ano e 60% para o

segundo ano. No segundo ano é capturado o financiamento, onde o mesmo é descontado do aporte em capital neste mesmo ano, dando um fluxo de caixa livre com melhor resultado.

O *pay-back* do projeto é obtido em 20 anos, em 2031, e a partir deste ponto o projeto passa a ter VPL positivo.

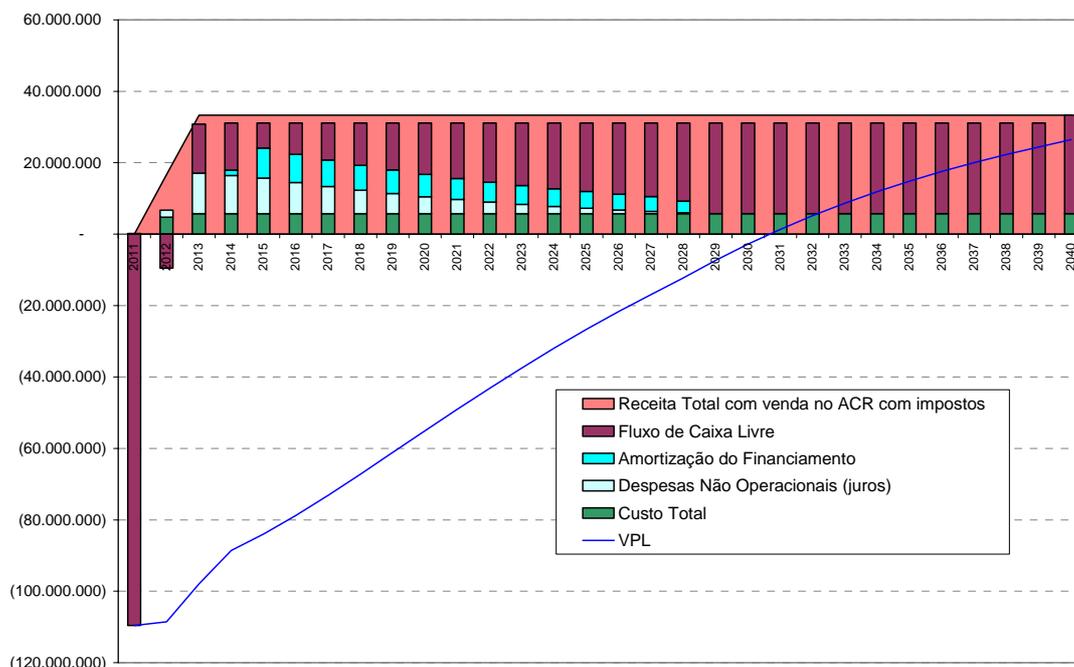


Figura 67 – Fluxo de caixa da planta heliotérmica

Fonte: elaboração própria

4.4.1.2. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade determinística envolve a variação pré-julgada de variáveis do projeto, de forma a revelar quais destas realmente afetam economicamente o projeto. Além de identificar os parâmetros de entradas mais sensíveis, a análise de sensibilidade também fornece uma idéia sobre resultados possíveis e sua probabilidade (Short *et.al.*, 1995).

Foi realizada análise de sensibilidade determinística em alguns dados de entrada usados na modelagem, tais como: custos indiretos (EPC, projeto terreno e gerenciamento e ICMS), custos diretos (campo solar e bloco de geração), investimento total, TUSD e definições do projeto conceitual (velocidade do vento, área do campo

solar, temperatura ambiente, azimute, inclinação do coletor, múltiplo solar e radiação normal direta usada como referência).

Para a análise do impacto dos custos diretos e indiretos foi elaborado gráfico do tipo tornado de sensibilidade, apresentado no Gráfico 9.

O eixo das ordenadas corresponde às variáveis sob análise (custo do campo solar, custo do bloco de geração e EPC) e o eixo das abscissas apresenta o impacto das alterações das variáveis selecionadas no indicador econômico em estudo, no caso o LCOE. O gráfico demonstrou que o resultado do projeto é mais sensível à variação de seus custos diretos do que os custos indiretos, devido magnitude dos custos. Dentre os custos diretos, o mais sensível é o custo do campo solar, seguido pelo custo do bloco de geração, confirmando o que foi relatado na estimativa de custos, que indicou que o campo solar e o bloco de geração são os itens que mais impactam nos custos da planta. Dentre os custos indiretos o custo de EPC é significativo, sendo apresentado no gráfico. O ICMS pode variar, a depender da localidade da planta.

Também foi observado que, por se tratar de parâmetros de afetam os custos do projeto, quaisquer reduções afetam positivamente o LCOE, ou seja, reduz o custo da energia, e quaisquer aumentos de custos eleva o LCOE.

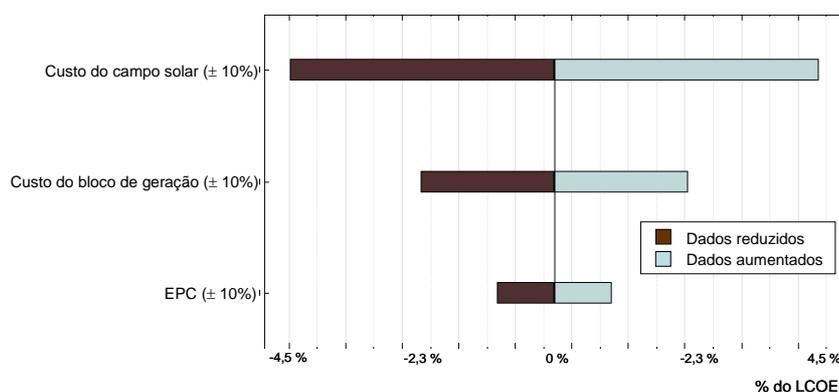


Gráfico 9 – Análise de sensibilidade nas categorias de custos diretos e indiretos

Fonte: SAM (2010), adaptado pela autora

Para a análise do impacto do investimento total e da TUSD foram elaborados gráficos de sensibilidade do tipo aranha, apresentados no Gráfico 10 e 11. O gráfico aranha apresenta a sensibilidade de um indicador econômico, no caso o LCOE, a uma variável relevante, no caso o investimento total, em função da variação percentual, positiva ou negativa, em relação ao caso básico (Bastos *et al.*, 2008). Como a

variação percentual das duas variáveis foi distinta, não foi possível agrupá-las no mesmo gráfico.

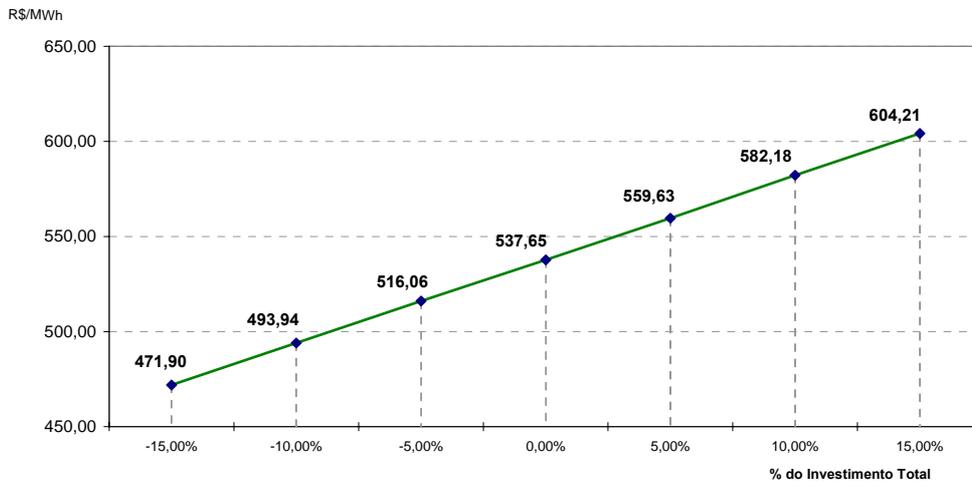


Gráfico 10 - Análise de sensibilidade para o investimento total

Fonte: elaboração própria

O Gráfico 11 mostra que é essencial buscar reduções no custo da tecnologia. Pela análise de sensibilidade a redução de 15% no investimento total reduz o LCOE em 12%, por exemplo.

Já a isenção da TUSD não traz ganhos tão significativos para o projeto. A redução de mais 100% sobre o valor integral reduz o LCOE em aproximadamente 4%, conforme apresentado no Gráfico 12.

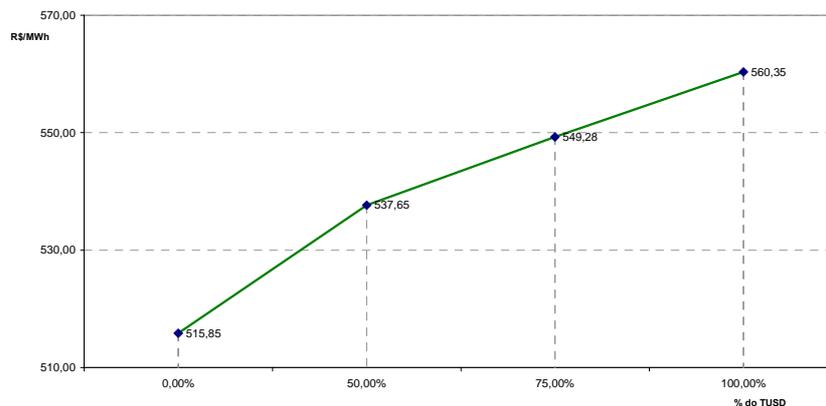


Gráfico 11 - Análise de sensibilidade para o TUSD

Fonte: elaboração própria

Já a análise da categoria de parâmetros de entrada para o projeto básico indicou que o projeto é mais sensível à definição de radiação solar direta usada como referência, seguido pelo múltiplo solar. O Gráfico 12 indica que os valores utilizados para estes parâmetros estão otimizados, de forma que quaisquer aumentos ou reduções nestes valores impactam negativamente no LCOE, elevando o mesmo. Contudo, a análise real do impacto destas variáveis deve ser feita de forma integrada com variáveis econômicas.

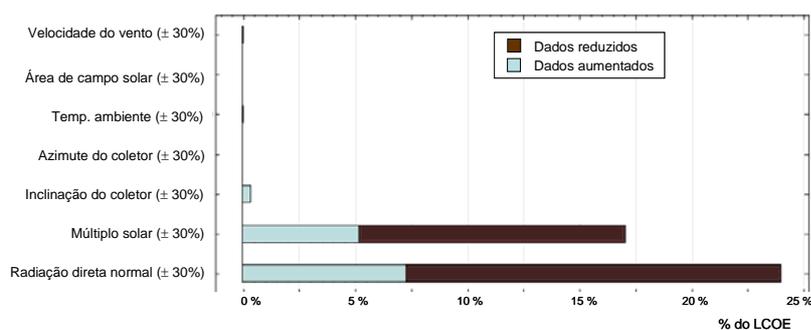


Gráfico 12 – Análise de sensibilidade nos principais parâmetros do projeto básico

Fonte: SAM (2010), adaptado pela autora

4.4.1.2.1. Análise da contraprova

De forma a comprovar que os parâmetros utilizados na modelagem do SAM estão otimizados, foram realizadas simulações variando-se alguns parâmetros e mantendo-se os demais constantes.

Os parâmetros variados foram o múltiplo solar e a inclinação, e as variáveis analisadas foram a geração de energia anual, o fator de capacidade, a área total e o LCOE. Para a análise do LCOE o VPL, a TIR e a TMA foram mantidos constantes. A Tabela 18 apresenta a variação percentual das variáveis analisadas.

O que	Caso-base	Cenário 1 (%)	Cenário 2 (%)	Cenário 3 (%)
Energia gerada anualmente (MWh)	63.576,58	-3%	-13%	-9%
LCOE (R\$/MWh)	537,65	3%	15%	10%
VPL (R\$ milhões)	26,47	0%	0%	0%
FC (%)	28	-3%	-13%	-9%
Área total (acres)	169,67	0%	-11%	-11%

Tabela 18 – Análise percentual da contraprova para variáveis selecionadas

Fonte: elaboração própria

O cenário 1 consiste em não inclinar os coletores (inclinação zero) e ter o múltiplo solar ótimo do caso-base (1,13).

O cenário 2 consiste em não inclinar os coletores (inclinação zero) e ter o múltiplo solar igual a 1.

O cenário 3 consiste em ter a inclinação ótima do caso-base (13°) para os coletores e múltiplo solar igual a 1.

Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 19.

O que	Caso-base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Energia gerada anualmente (MWh)	63.576,58	61.533,04	55.402,44	57.900,10
LCOE (R\$/MWh)	537,65	555,29	616,24	589,98
VPL (R\$ milhões)	26,47	26,41	26,46	26,5
FC (%)	28	27,1	24,4	25,5
Área total (acres)	169,67	169,67	150,56	150,5

Tabela 19 – Análise da contraprova para variáveis selecionadas

Fonte: elaboração própria

A análise identificou que os parâmetros de fato estão otimizados, de forma que a variação destes impacta negativamente o LCOE (aumento), o fator de capacidade (diminuição) e a energia gerada (diminuição).

O Capítulo 4 teve como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de uma planta heliotérmica com capacidade de 30 MW, localizada em BJL, através da utilização do software de modelagem SAM. A análise econômica preliminar do projeto considerou o recurso solar da região selecionada e estimativa de custos da tecnologia em questão, com margem de erro de $\pm 30\%$.

CAPÍTULO 5 – Considerações finais e conclusões

O investimento na geração solar térmica concentrada (CSP - *Concentrated Solar Power*) é uma prática que tem sido adotada internacionalmente como opção para geração de energia elétrica, em países ou regiões com radiação solar direta potencial e condições climáticas favoráveis, desde a década de 80.

No entanto, no início da década de 90 o cenário mudou e o interesse público e o suporte político diminuíram, de forma que os investimentos cessaram. Após este período, nenhuma nova planta usando tecnologia de concentração solar foi construída. Porém, após o final da década de 90, alguns estados americanos iniciaram a adoção de mecanismos de inserção de energias renováveis na matriz elétrica (Rader e Hempling, 2001).

De acordo com Philibert *et al.* (2010), em 2006 o mercado ressurgiu na Espanha e nos Estados Unidos em resposta às políticas governamentais de incentivo à geração renovável, tais como: *feed-in tariff* (FiT) e metas de geração renovável na matriz energética destes países.

De acordo com SRREN (2011), em linhas gerais, o aumento na participação de energias renováveis tem sido motivado por diferentes razões, tais como: preocupações ambientais, desenvolvimento social e econômico, competitividade frente à geração convencional, volatilidade no preço do combustível fóssil, aumento na demanda energética, segurança energética e políticas governamentais. De acordo com Tisdale (2008), um dos principais motivos para o investimento mundial em energia solar tem sido a busca por segurança energética, em especial em resposta à elevação nos custos de gás natural, combustível bastante utilizado para a geração termelétrica nos EUA e na Espanha, principais mercados da CSP.

De acordo com Philibert *et al.* (2010), no início de 2010 a capacidade mundial de plantas CSP se aproximou de 1 GW. Atualmente, há a expectativa de 15 GW de projetos em desenvolvimento ou em construção em diversos países, tais como: China, Índia, Marrocos, Austrália, Espanha e Estados Unidos.

Contudo, todos estes projetos são amparados em algum tipo de incentivo governamental, de forma a viabilizar a inserção da solar na matriz de geração

elétrica. Isto se deve ao fato de que seu custo de geração, embora esteja decrescendo, ainda continua alto frente à geração convencional.

O LCOE típico atual, para plantas grandes utilizando cilindro-parabólico, tem ficado na faixa de US\$ 200 a US\$ 295/MWh, a depender da disponibilidade do recurso solar e da taxa de desconto considerada.

A tecnologia CSP deve alcançar sua competitividade até 2020, frente à geração termelétrica a gás natural, com LCOE projetado em US\$ 100/MWh. A competitividade deve ser obtida fruto de economia de escala, curva de aprendizado, efeitos sinérgicos, simplificação de componentes e avanços tecnológicos.

A economia de escala pode ser obtida à medida que são implantados mais projetos, em especial, projetos de larga escala, dado que já existe maturidade tecnológica para se investir em plantas com tamanhos grandes (Philibert *et. al*, 2010). Para a tecnologia cilíndrico-parabólica, por exemplo, o custo de capital de uma planta de 200 MW pode ser 15% menor que o de uma planta de 50 MW (Balagopal *et. al*, 2010). Neste sentido, com o conhecimento atual, estudos indicam que o ótimo econômico para uma planta em larga escala deve ficar entre 150 MW a 200 MW, obtendo-se reduções de custo da ordem de 20%, quando comparado com custos para plantas de 50 MW.

A redução de custos à medida que está sendo desenvolvida a curva de aprendizado já é uma realidade. Historicamente, o custo da CSP tem caído aproximadamente 15% a cada duplicação da capacidade mundial instalada, fruto de experiência adquirida (NREL, 1999, citado por Balagopal *et. al*, 2010).

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

E à medida que são obtidos avanços tecnológicos também são obtidos reduções de custo. Balagopal *et. al* (2010) prevêem reduções de até 20% no custo de capital através da inovação tecnológica, por exemplo, com avanços na tecnologia de torre solar e geração direta de vapor, no cilindro-parabólico.

Além disso, de acordo com Balagopal *et. al* (2010), a tecnologia CSP pode se tornar disruptiva e quebrar paradigmas, dada a robustez na operação da planta, podendo-se gerar de acordo com a demanda, fruto do armazenamento térmico.

Neste sentido, no PDE (2011) há previsão de crescimento de aproximadamente 55% na capacidade instalada do SIN (Sistema Interligado Nacional), no médio prazo, saindo de 110 GW (dez/2010) para 171 GW (dez/2020), com priorização de fontes hidráulica, eólica e biomassa. A participação das hidrelétricas deve cair para 67% e a geração advinda de fontes alternativas (eólica, térmica à biomassa e PCH – pequena central hidrelétrica) deve subir para 16%. Assim, em uma perspectiva de longo prazo, vários caminhos podem ser trilhados para o setor elétrico brasileiro, dada a disponibilidade de recursos existentes no país.

De acordo com PNE (2007), para a manutenção da alta participação de hidrelétricas no setor é preciso que seja expandida a utilização na região Norte, cujo potencial é significativo, mas esbarra fortemente em questões ambientais. Para a expansão da utilização de fontes fósseis é necessário o investimento na recuperação de gás natural e/ou carvão mineral e, neste caso, o país poderá perder sua grande vantagem comparativa de possuir uma matriz energética limpa. Há, ainda, a possibilidade de ampliação da nuclear, mas esta é bastante custosa, requerendo grandes investimentos em P&D e em infra-estrutura, para a exploração e processamento de urânio, bem como para a construção de centrais. Assim, o Brasil pode investir em outras fontes renováveis de energia, que, além de serem recursos de grande disponibilidade no país já possuem maturidade tecnológica comprovada em empreendimentos no mundo.

No âmbito do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), a energia solar aparece como uma alternativa para atender a crescente demanda de energia elétrica no país, bem como para manter a participação de renováveis na matriz elétrica.

Assim, o presente trabalho teve como objetivo analisar o potencial técnico e econômico da geração de energia elétrica no país, utilizando a tecnologia CSP. Foram apresentadas as diferentes tecnologias de concentração solar térmica para a geração de energia elétrica. Foram analisados os aspectos econômicos atuais e futuros pertinentes à tecnologia CSP, a partir da visão de principais instituições de consultoria e pesquisa sobre energias renováveis. Também foram abordados os principais desafios tecnológicos para aumentar a competitividade da tecnologia CSP.

No Capítulo 2 foi dissertada a tecnologia CSP e sua maturidade tecnológica para ser utilizada como uma opção para a diversificação da geração de energia elétrica no Brasil. Foi apresentada a fundamentação teórica sobre as tecnologias de concentração solar térmica, iniciando com um breve histórico sobre o desenvolvimento

da tecnologia, sua definição e apresentação dos conceitos de coletores solares. Também foi apresentado o status atual dos projetos em operação, desenvolvimento e anunciados no mundo. Ao final do Capítulo foram analisadas as perspectivas econômicas mundiais atuais e futuras da tecnologia CSP. E, finalmente, foram abordados os principais desafios tecnológicos atuais.

No Capítulo 3 foi analisado o potencial solar brasileiro para a instalação de uma planta heliotérmica. Para tal, foi elaborada fundamentação teórica sobre o recurso solar e as principais características que impactam a tecnologia CSP. Foi dada ênfase na geometria solar, mostrando sua importância para o desempenho de uma planta de geração heliotérmica. Foi apresentado o potencial solar da localidade selecionada para a instalação de uma planta no Brasil, em Bom Jesus da Lapa – BA. Na sequência foi realizada revisão bibliográfica sobre a medição do recurso solar e, em seguida um panorama sobre a situação da medição solar no país, bem como literaturas existentes sobre o recurso solar brasileiro. Foi percebido que é necessário promover o desenvolvimento de estudos para a melhoria de modelagem de satélite e da medição terrestre do recurso solar, de forma a se conhecer sítios estratégicos para a implantação de unidades de geração no país.

No Capítulo 4 foi realizada análise de viabilidade técnica e econômica de uma planta heliotérmica com capacidade de 30 MW, localizada em B JL, através da utilização do software de modelagem SAM. A análise econômica preliminar do projeto considerou o recurso solar da região selecionada e estimativa de custos da tecnologia em questão, com margem de erro de $\pm 30\%$.

Sobre este tema, foi apresentada a metodologia utilizada para a simulação, os dados de entrada necessários, as premissas consideradas e análises paramétricas em variáveis que impactam na produção mais econômica de energia elétrica. Na sequência, após a otimização do projeto conceitual simulado, foi realizada estimativa de custos. Em seguida, foi realizada análise de sensibilidade determinística em variáveis de entrada pré-selecionadas, tais como custos, investimento e definições do projeto conceitual, de forma a revelar os parâmetros de entrada mais sensíveis e como os mesmos impactam o projeto, sob o ponto de vista econômico. Por fim, foi realizada análise de sensibilidade determinística do impacto da TUSD (Tarifa de Uso de Sistemas de Distribuição) sobre o LCOE, por ser este um dos incentivos atualmente existentes para a geração solar no Brasil.

Os estudos mostraram que o Brasil tem potencial para a implantação de plantas de geração heliotérmica. A maior parte do território brasileiro está localizado próximo da linha Equador, de forma que não há grande variabilidade na duração solar do dia. Contudo, para maximizar o aproveitamento da radiação solar são necessários ajustes na posição do coletor, posicionados de acordo com a latitude local e período do ano.

A geração heliotérmica utiliza concentradores espelhados que capturam a componente solar direta e, por isso, precisam estar posicionadas em sítios com características específicas, por exemplo, em regiões com clima seco e com potencial médio anual de solar direta de pelo menos 2.000 kWh/m²/a. Esta condição é encontrada no semi-árido brasileiro, especialmente na região da bacia do São Francisco (Guimarães *et al.*, 2010).

Foram estabelecidas premissas conceituais para o projeto, premissas para a estimativa de custos, premissas tributárias e financeiras e o LCOE calculado ficou em R\$ 537,65/MWh. Este valor é para uma planta utilizando a tecnologia cilíndrico-parabólica, sem armazenamento térmico e sem hibridização.

Para o cálculo deste LCOE foi criado modelo de análise financeira próprio, pois se percebeu limitações na análise financeira oferecida pelo *software* utilizado para a modelagem de desempenho, o SAM. A principal limitação é que o SAM foi desenvolvido para a realidade americana, não refletindo a realidade brasileira, do ponto de vista de incidência de tributos, incentivos para as renováveis e premissas financeiras. Além disso, os cálculos não aparecem de forma transparente, de forma que houve dificuldades para o conhecimento da modelagem econômica considerada no SAM.

Porém, dado que o custo da geração heliotérmica ainda é elevado, são necessários instrumentos econômicos para a viabilização desta fonte na matriz elétrica. No Brasil, os incentivos para a solar térmica para a geração elétrica são poucos: 50% de desconto na tarifa de distribuição (ou transmissão), isenção de PIS/COFINS para projetos de intra-estrutura (limitado a 5 anos da data de criação do REIDI) e isenção da obrigação de investimento em P&D (1% da receita operacional líquida). A solar fotovoltaica ainda possui incentivos de isenção de IPI em módulos, de forma que também não se considerou este tributo na análise.

Assim, em uma perspectiva de longo prazo, a energia solar aparece como uma alternativa para atender a crescente demanda de energia elétrica no país, bem como para manter a participação de renováveis na matriz elétrica.

Ao longo deste trabalho foram apresentados linhas de pesquisa que merecem serem exploradas para um aprofundamento sobre o tema discorrido nesta dissertação, tais como: análise do custo real para a implantação de uma unidade no Brasil; investigação do custo-Brasil na implantação de uma planta heliotérmica no país; investigação da possibilidade de criação de cadeia de suprimentos para a CSP; levantamento do potencial solar, medidos em solo, com dados confiáveis; investigação da utilização das outras famílias de tecnologias CSP; instalação de unidades de demonstração e análise da possibilidade de complementação da CSP com outras fontes renováveis de energia.

.

.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BALAGOPAL, Balu, PARANIKAS, Petros, ROSE, Justin. **What's Next for Alternative Energy?**. The Boston Consulting Group (BCG). Boston, 2010. Disponível em: http://www.bcg.pt/expertise_impact/Industries/Energia/PublicationDetails.aspx?id=tcm:84-65669.

Bastos (org.) *et al.* **Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento**. Petrobras, 2006.

BEN 2010 – Balanço Energético Nacional 2020. Ministério de Minas Energia – Empresa de Planejamento Energético. Brasília: MME/EPE, 2011. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>

BLAIR, Nathan et al. Modeling Photovoltaic and Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, and Financing with the Solar Advisor Model. **In: Presented at SOLAR 2008 - American Solar Energy Society (ASES)**. California, 2008. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/pdfs/42922.pdf>

BRAKMANN, Georg., *et al.* **Solar Thermal Power Plants**. Greenpeace, 2003.

CARDEMIL, José M. & COLLE, Sérgio. A base de dados swera como suporte para análises tecno-econômicas de plantas termo-solares. **In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belém, 2010.

COLLE, Sergio & PEREIRA, Enicio Bueno. **Atlas de Irradiação solar no Brasil: 1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície**. Brasília: Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e Laboratório de energia solar (LABSOLAR), 1998.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar Princípios e Aplicações..** Cepel – Sistema Eletrobras, 2010. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>

DUFFIE, John A. & BECKMAN, Willian A. **Solar engineering of thermal processes**. United States: A Wiley Interscience, 1991.

FRAIDENRAICH, N, MACEDO, N. G. L., TIBA, C. **Plano Nacional de Desenvolvimento das Tecnologias Solar Térmica de Médias e Altas Temperaturas** - Documento Base, Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília 2009.

GUIMARÃES, Ana Paula Cardoso et. AL. Caracterização de localidades do semi-árido para implantação de um sistema piloto heliotérmico de geração elétrica. **In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belém, 2010.

HO, Clifford K.. **Software and Codes for Analysis of Concentrating Solar Power Technologies**. Sandia National Laboratories, United States Department of Energy's National Nuclear Security Administration. California, 2008. Disponível em: <http://www.solarthermalworld.org/files/software%20and%20codes.pdf?download>

IEA, **Energy Balances of Non-OECD Countries**. International Energy Agency, Paris, France, 2010a.

IEA, **World Energy Outlook 2010**. Energy Poverty: how to make modern energy access universal., International Energy Agency, Paris, France, 2010b.

IPCC, **Climate Change Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.) IPCC, Geneva, Switzerland, 2007, pp 104

JANNUZZI, Gilberto de Martino, VARELLA, Fabiana K. de O. M., GOMES, Rodolfo Dourado Maia. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. International Energy Initiative. São Paulo, 2009. Disponível em: http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf

KALOGIROU, Soteris. **Solar energy engineering: processes and systems**. United States: Elsevier, 2009.

KAMAL, Wafik A. **Solar Water Pumping: an analytical overview**. Engineering Journal of Qatar University. Qatar, v. 1, 1988. Disponível em: <http://qspace.qu.edu.qa/bitstream/handle/10576/7914/06-88-1-09-fulltext.pdf?sequence=3>

LASSA, Sergio Relloso. **Cost Reduction Strategies in Parabolic Trough Plant**. CSP, Summit. Servilha, 2007.

LODI, Cristiane, SOARES, Patrícia O. Relatório de missão ao exterior. **4th Concentrated Solar Power Summit USA**, San Francisco, Califórnia, 2010.

LIPMANN, E., DUNCA, D., **4th Concentrated Solar Power Summit USA**, San Francisco, Califórnia, 2010

LIBBY, C. & BEDARD, R.(orgs). **New Mexico Central Station Solar Power: Summary Report**. Electric Power Research Institute (EPRI), 2008. Disponível em: http://www.energytoolbox.org/gcre/bibliography/97_NM_CSP_Study.pdf

MARTINS, Fernando Ramos. et. AL. Projeto sonda: rede nacional de estações para coleta de dados meteorológicos aplicados ao setor de energia. In: **I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza: ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar, 2007.

MONTES, M. J. et al.. Solar múltiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. E.T.S. I Industriales e U.N.E.D., E.T.S.I.Industriales. Madrid, Spain, 2009. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09001947>

PATNODE, Angela M. **Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants**. Master of Science (Mechanical Enginnering) – University of Wisconsin-Madison, United States, 2006. Disponível em: https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/thesis_patnode06.pdf

PEREIRA, Enicio Bueno & LIMA, Jorge Henrique (orgs.). **Solar and Wind Energy Resource Assessment**. São José dos Campos: INPE, 2008.

PEREIRA, Enicio Bueno, MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R., **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: http://mtc-m17.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m17@80/2007/05.04.14.11/doc/atlas_solar-reduced.pdf

PETTI, Ana Carla Gomes. **Modelagem de uma Planta de Geração Heliotérmica de Eletricidade, Localizada no Semi-Árido Nordestino Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) - Coordenação dos Programas de

Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

PDE 2020 - Plano Decenal de Energia 2020. Ministério de Minas Energia – Empresa de Planejamento Energético. Brasília: MME/EPE, 2011. Disponível em: http://www.cogen.com.br/paper/2011/PDE_2020.pdf

PNE 2030 - Plano Nacional de Energia 2030. Ministério de Minas Energia – Empresa de Planejamento Energético. Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20070626_1.pdf

PHILIBERT, C., FRANKL, P., DOBROTKOVA, Z.. **Technology roadmap: Concentrating Solar Power.** Internacional Energy Agency (IEA), 2010. Disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf.

PILKINGTON SOLAR INTERNATIONAL GMGH. **Status Report on Solar Thermal Power Plants: experience, prospects and recommendations to overcome market barriers of parabolic trough collector power plant technology.** Köln, Germany, 1996. Disponível em: <http://www.solarpaces.org/Library/docs/PiStaRep.pdf>

PRICE, H. **A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model.** National Renewable Energy Laboratory. Hawaii, 2003. Disponível em: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs_models_tools.html

QUASCHNING, Volker. “Technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation” **Science Direct. Solar Energy.** v. 77, pp. 171 – 178, May. 2004. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X04000970>

RABL, Ari. **Active solar collectors and their applications.** New York: Oxford University Press, 1985.

RADER, Nancy & HEMPLING, Scott. **The Renewables Portfolio Standard: a practical guide.** Prepared for the National Association of Regulatory Utility Commissioners. United States, 2001. Disponível em: <http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/narucrps.pdf>.

RAGHEB, M. **Historical Perspective.** University of Illinois at Urbana-champaign, Estados Unidos, 2011. Disponível em :

<https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20498ES%20Energy%20Storage%20Systems/Historical%20Perspective.pdf>.

RICHTER, Christoph, TESKE, Sven, SHORT, Rebecca. **Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009: Why Renewable Energy is Hot**. Greenpeace International. Amsterdam, 2009. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solar-power-2009.pdf>

Solar Advisor Model (SAM), 2010 – manual do usuário

STALEY, Britt Childs *et. al.* **Juice from concentrate: reducing emissions with concentrating solar thermal power**. World Resources Institute. 2009. Disponível em: http://pdf.wri.org/juice_from_concentrate.pdf.

SEN, Zekai. **Solar energy fundamentals and modeling techniques: atmosphere, environment, climate change and renewable energy**. London: Springer, 2008.

SHORT, Walter, PACKEY, Daniel J., HOLT, Thomas. **A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies**. National Renewable Energy Laboratory. United States, 1995. Disponível em: <http://large.stanford.edu/publications/coal/references/troughnet/market/docs/5173.pdf>

SILVA, Antônio Sérgio Ribeiro. **Estimativa de Produção em Centrais Solares de Concentração**. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2010. Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/~ee04016/dissertation/documentos/vprovisoria_sergiosilva.pdf

SRREN. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: final release. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2011a.

SRREN. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: final release - summary for policymakers. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2011b.

TIBA, Chiguereu. Novos coeficientes de angstrom para a estimação da radiação solar no Nordeste do Brasil.. In: **Encontro de Energia no Meio Rural**, 4., Campinas, 2002. Disponível em:

http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200030&lng=en&nrm=abn.

TISDALE, Reese. **Solar CSP Developers: friends or foes**. Renewable Power Generation Advisory. Emerging energy research. California, 2008. Disponível em: <http://www.csptoday.com/usold/presentations/ReeseTisdale.pdf>

TISDALE, Reese & RINALDI, Nicholas. **CSP System Integrators: Technology Promoters and Integrated IPPs**. Europe Solar Power Advisory. Emerging energy research, 2010.

TURCHI, C. **Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM)**. National Renewable Energy Laboratory. United States, 2010. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47605.pdf>.

ROCHA, Alberto Rodrigues. **Eletricidade Solar**. Workshop sobre Usinas Solar Termoelétrica. Califórnia, 2010

VIEIRA, Leonardo. **Eletricidade solar: visão do CEPEL**. Workshop sobre usinas solar termelétricas. Recife, 2010.

Endereços eletrônicos:

www.solarpaces.org – acessado em 15/03/11

www.aveva.com – acessado em 15/03/11

www.abengoasolar.com - acessado em 05/05/11

www.psa.es - acessado em 22/04/11

www.nrel.gov - acessado em 15/03/11

<http://swera.unep.net> - acessado em 03/03/11

<http://sonda.ccst.inpe.br/infos/index.html> - acessado em 06/06/11

en.wikipedia.org - acessado em 01/06/11