

MAPEAMENTO BÁSICO
DAS PRECONDIÇÕES
GERAIS PARA
TECNOLOGIAS
HELIOTÉRMICAS
NO BRASIL





Este estudo foi elaborado no âmbito do Projeto Energia Heliotérmica, gerido através do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e da Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. O Projeto Energia Heliotérmica tem o objetivo de estabelecer os pré-requisitos para a aplicação e disseminação da Geração Heliotérmica no Brasil.

Publicado por:
Projeto Energia Heliotérmica

Contato GIZ:
Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1402
Ed. Brasília Trade Center
70711-902 Brasília - DF, Brasil
T +55 (61) 3963-7524

Contato MCTI:
Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
Secretaria de Desenvolvimento Tecnológico e Inovação
Coordenação-Geral de Tecnologias Setoriais
Esplanada dos Ministérios Bloco E Sala 382
70067-900 Brasília - DF, Brasil
T +55 (61) 2033-7800/7817/7867

Autores:
Elizabeth Marques Duarte Pereira, Andrea Charbel,
Isabela Aroreir, Lúcio Cesar de Souza Mesquita

Consultancy:
D3M Consultoria Técnica e Empresarial Ltda

Coordenação do projeto:
Eduardo Soriano Lousada (MCTI), Torsten Schwab (GIZ)

Editores:
Florian Remann (GIZ), Ute Barbara Thiermann (GIZ),
Marcos de Oliveira Costa (GIZ), Tina Ziegler (GIZ)

Design:
Barbara Miranda

Junho 2014

Este estudo foi elaborado pelo Projeto Energia Heliotérmica que atua no âmbito da Iniciativa Alemã de Tecnologias Limpas em Energia Solar Heliotérmica (DKTI-CSP: Deutsche Klima- und Technologieinitiative – Concentrating Solar Power). O projeto é gerido através do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e da Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e tem o objetivo de estabelecer os pré-requisitos para a aplicação e disseminação da Geração Heliotérmica no Brasil.

MAPEAMENTO BÁSICO DAS PRECONDIÇÕES GERAIS PARA TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS NO BRASIL



Por meio da: **giz** Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Ministério da
**Ciência, Tecnologia
e Inovação**



ÍNDICE

SIGLAS E ABREVIATURAS	9
SUMÁRIO EXECUTIVO	12
1 INTRODUÇÃO	23
2 AS TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS	30
2.1 BREVE DESCRIÇÃO DAS TECNOLOGIAS	30
2.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS CSP	32
2.3 ESTADO ATUAL DO DESENVOLVIMENTO	33
2.3.1 Mercado brasileiro	34
2.3.2 Mercado internacional	35
2.4 VANTAGENS E DESVANTAGENS COMPARATIVAS COM OUTRAS FONTES BRASILEIRAS	37
2.5 DESCRIÇÃO DE CENÁRIOS PARA A TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA	39
3 DISSEMINAÇÃO	40
3.1 GRUPOS DE PESQUISA	40
3.1.1 Geração Heliotérmica (HLT)	40
3.2 EMPRESAS DE CONSULTORIA	45
3.2.1 GT2 Energia	45
3.2.2 ENERCONS	46
3.3 EMPRESAS EPC	46
3.4 INDÚSTRIAS E ASSOCIAÇÕES INDUSTRIAIS	47
3.4.1 ABB	47
3.4.2 ABENGOA Concessões Brasil Holding S.A.	47
3.4.3 ALSTOM	47
3.4.4 CH2M HILL	47
3.4.5 GENERAL ELETRIC DO BRASIL S.A.	48
3.4.6 HATCH Engenharia e Consultoria LTDA	48
3.4.7 SIEMENS LTDA	48
3.5 INSTITUIÇÕES GOVERNAMENTAIS	49
4 QUADRO REGULAMENTAR	51
4.1 MARCOS REGULATÓRIO	51
4.1.1 Espanha	51

4.1.2 Estados Unidos	52
4.1.3 Brasil	52
4.2 LINHAS DE FINANCIAMENTO	54
4.2.1 BNDES	54
4.2.2 BNDES - FUNDO CLIMA	60
4.2.3 FNE - Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste	60
4.3 REGRAS DE TRIBUTAÇÃO PARA AS TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS	63
4.3.1 ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços	63
4.3.2 Impostos Federais	63
4.3.3 O exemplo da energia solar fotovoltaica	65
4.4 AMBIENTE DA POLÍTICA	65
5 TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA – VIABILIDADE E CUSTOS	66
5.1 CUSTOS – GERAÇÃO HELIOTÉRMICA	66
5.1.1 Custo nivelado de geração de eletricidade - LCOE	66
5.1.2 Custos de Investimento – CAPEX	71
5.1.3 Composição dos Custos para Tecnologia Heliotérmica - Calhas Parabólicas	73
5.1.4 Composição de Custos para Heliotérmicas - Torres Solares	74
5.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO – O&M	76
5.3 AVANÇOS DA TECNOLOGIA E A REDUÇÃO DE CUSTOS	76
5.3.1 Avanços da tecnologia	77
5.3.2 Economia de escala	78
5.3.3 Aprendizagem industrial	80
6 ÍNDICE DE COMPETÊNCIA DO MERCADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS	81
6.1 INDICADORES POLÍTICOS E ECONÔMICOS	81
6.2 INDICADORES DO SETOR DE ENERGIA	82
6.3 INDICADORES FINANCEIROS E AMBIENTAIS	88
6.4 INDICADORES TECNOLÓGICOS ESPECÍFICOS	89

6.5 METODOLOGIA DO ÍNDICE	95
6.6 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	96
7 VIABILIDADE SOCIAL E MEIO AMBIENTAL DA TECNOLOGIA	99
7.1 POTENCIAIS EFEITOS DA TECNOLOGIA AO MEIO AMBIENTE	99
7.2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS E EMISSÕES EVITADAS POR UMA USINA DE GERAÇÃO HELIOTÉRMICA DE REFERÊNCIA	103
7.3 NECESSIDADES DA PRESTAÇÃO DE ÁGUA DA TECNOLOGIA CONSIDERANDO DISPONIBILIDADE E CUSTO DA PROVISÃO DE ÁGUA	104
7.4 LICENCIAMENTO AMBIENTAL	107
8 FABRICAÇÃO LOCAL – ESTADO ATUAL E POTENCIAIS PARA A INDÚSTRIA HELIOTÉRMICA	109
8.1 BREVE APRESENTAÇÃO DA CADEIA DE VALOR DE HELIOTERMIA EM GERAL	109
8.2 POTENCIAL DE PRODUÇÃO LOCAS	111
8.2.1 Espelhos	111
8.2.2 Tubos e Estruturas de Aço	113
8.2.3 Componentes clássicos termoelétricos	114
REFERÊNCIAS	116
ANEXOS	
ANEXO 1 GRUPOS DE PESQUISA EM ÁREAS CORRELATAS À GERAÇÃO HELIOTÉRMICA	125
ANEXO 2 RELAÇÃO DAS EMPRESAS EPC QUE OPERAM COM GERAÇÃO TERMELÉTRICA	128
ANEXO 3 RELAÇÃO DAS ASSOCIAÇÕES RELACIONADAS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	132
ANEXO 4 RELAÇÃO DOS MUNICÍPIOS QUE CONSTITUEM AS RIDES	133
ANEXO 5 TARIFA EXTERNA COMUM-TEC- E DO IPI PARA PRODUTOS CORRELATOS À HLT	135

SIGLAS E ABREVIATURAS

Termos técnicos

CM: carvão mineral
CP: tecnologia heliotérmica de calha parabólica
CPV: tecnologia fotovoltaica com concentração
CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSP: concentrating solar power
CT&I: ciência, tecnologia e inovação.
DNI: irradiação solar direta de incidência normal, em média anual (kWh/m²-ano).
DP: tecnologia heliotérmica de disco parabólico
GEE: gases de efeito estufa
GN: gás natural
HFT: fluido de transferência de calor
HLT: geração heliotérmica
ISCC: integrated solar combined cycle
LCOE: custo nivelado de energia
OC: óleo combustível
P&D: pesquisa e desenvolvimento
PIB: produto interno bruto
RC: fator de concentração geométrica (adm.).
RF: tecnologia heliotérmica de refletor linear de Fresnel
ST: armazenamento (storage)
Tep: tonelada equivalente de petróleo
TS: tecnologia heliotérmica de torre solar
TV: turbina a vapor
VPL: valor presente líquido
1,1-DPE: mistura óxido de difenilo e 1,1- difeniletano

Instituições, Organismos, Planos de Governo e Fundos Nacionais.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento
CAPES: Coordenação de Aperfeiçoamento Profissional de Nível Superior
CE- EPC Centro de Excelência em EPC
CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais
CEFET-MG: Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobrás)
CER-UFPE Centro de Energias Renováveis da UFPE
CHESF: Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIPA: Comissão Interna de Prevenção de Acidentes
CNPq: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DTI-CNPq: Bolsa de Desenvolvimento Tecnológico do CNPq
ENERGISA: Grupo Energisa - Concessionária de Energia Elétrica
EPC: E (Engenharia), P (Procurement/Suprimento) e C (Construção).
EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EPIA: European Photovoltaics Industry Association
ESTIF: European Solar Thermal Industry Federation
ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEA: International Energy Agency
INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPI: imposto sobre produtos industrializados
FAE: Grupo de Pesquisas em Fontes Renováveis de Energia
FINEP: Agência Brasileira de Inovação
FIT: tarifa Feed-in
FITec: Instituição de Ciência e Tecnologia
FNDCT: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
LER: Lei de Energias Renováveis
MCT&I: Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação.
MMA: Ministério de Meio Ambiente
MME: Ministério de Minas e Energia
PBM: Plano Brasil Maior
PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia
PETROBRAS: Petróleo Brasileiro S.A
PNEf: Plano Nacional de Eficiência Energética
PNMC: Plano Nacional sobre Mudança do Clima
PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROTEN: Programa de Pós Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares
PUC MG: Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais
PURPA: Public Utilities Regulatory Policy Act
Sectec/PE: Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco
SolarPACES: Solar Power and Chemical Energy Systems
SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
UFPE: Universidade Federal de Pernambuco
UFSC: Universidade Federal de Santa Catarina
UNA: Centro Universitário UNA / BH

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Mapeamento Básico das Precondições Gerais para Tecnologias Heliotérmicas no Brasil foi financiado pela Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) no contexto da Iniciativa Alemã para Tecnologias Limpas (DKTI), visando à implementação do projeto “Instalações Heliotérmicas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil” (DKTI-CSP).

O objetivo desse estudo é a elaboração de um diagnóstico detalhado do estado atual da tecnologia heliotérmica no Brasil, atuando como base na tomada de decisão de futuras atuações no país. Para tal, foi definido o seguinte escopo:

- Breve descrição das tecnologias heliotérmicas: estado atual e tendências no Brasil e no mundo
- Disseminação: centros de pesquisa e instituições com atuação na área de tecnologias heliotérmicas e potenciais atores no Brasil
- Quadro regulamentar: descrição da legislação e regulação e análise de incentivos (financeiros e regulatórios) existentes no Brasil para projetos de heliotermia.
- Viabilidade e avaliação de custos, incluindo aspectos financeiros, sociais e ambientais da tecnologia heliotérmica.
- Estado atual e potencial para a indústria local de geração heliotérmica.

Geração Heliotérmica

A geração heliotérmica (HLT) é definida como a produção de energia elétrica a partir de um ciclo termodinâmico, sendo constituída por três subsistemas: campo solar, armazenamneto térmico e bloco de potência. O campo solar compreende os concentradores (calhas parabólicas, torre solar, refletor linear de Fresnel ou disco parabólico) que concentram a componente direta da irradiação solar sobre um receptor, Figura 1.



(a) Usina Lazo DISS



(b) Refletor linear Fresnel, instalado em Almeria.



(c) Torre solar CESA-1



(d) Disco solar "EuroDish"

Figura 1: Principais tecnologias heliotérmicas;
Fonte: SolarPACES (2013)

A energia térmica coletada é conduzida pelo fluido de transferência de calor (HFT) para o bloco de potência e/ou tanques de armazenamento. Esse armazenamento térmico possibilita a flexibilidade de operação da planta e o despacho de energia elétrica, atribuindo maior confiabilidade à tecnologia heliotérmica frente à geração fotovoltaica e eólica e, por isso, vem sendo adotado cada vez mais nas novas plantas heliotérmicas.

Recurso Solar

O Brasil possui um potencial importante para uso de concentradores solares, com faixas de valores da irradiação direta de incidência normal (DNI) entre 2.200 kWh/m²-ano a 2.400 kWh/m²-ano, em grande parte no oeste da Bahia, que se estende ao sul do Piauí e norte de Minas Gerais, região do cerrado nordestino. As regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste apresentam igualmente extensa área com níveis superiores a 2.000 kWh/m²-ano, limite inferior recomendado para essa tecnologia (Figura 2).

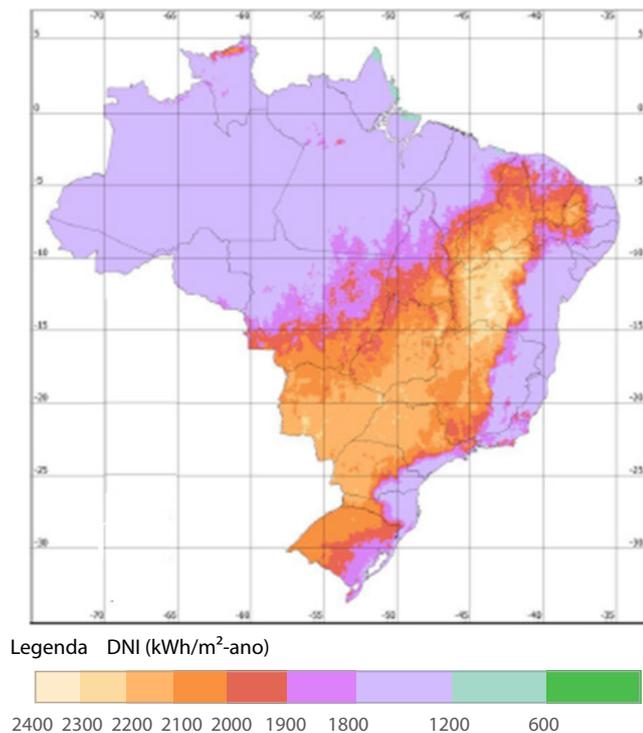


Figura 2: Mapa da irradiação direta de incidência normal, em média anual; Fonte: Adaptado de Viana (2010).

Portanto, a tecnologia heliotérmica não é recomendada, somente para a região Norte e litoral devido aos elevados índices de precipitação e de nebulosidade.

Deve-se destacar que o país possui apenas quatro estações solarimétricas da Rede SONDA (INPE, 2013) com medição de DNI, mas tais medições passam a ser exigidas no local de implantação das usinas no ato do cadastramento de empreendimentos heliotérmicos em leilões de energia com períodos mínimos de um ano e de três anos a partir de 2016 e 2018, respectivamente (EPE, 2013a).

Matriz energética renovável

A oferta interna de energia elétrica no Brasil tem base renovável com participação de 84,6% do total em 2012, decorrente do uso da hidroeletricidade (76,9%), biomassa (6,8%) e energia eólica (0,9%). Entretanto, em relação a 2011, essa participação teve uma redução de 4,3% pontos percentual, atribuída à entrada em operação de usinas termelétricas a base de combustíveis fósseis.

O Plano Nacional de Energia PNE - 2030 prevê para o ano de 2030 uma capacidade total de 220.000MW, sendo 77% de origem hidráulica, 18% gerados em usinas termelétricas e 5% a partir de novas renováveis (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos). A geração solar, a partir de usinas fotovoltaicas e plantas heliotérmicas, não havia sido ainda incluída.

No cenário de referência do PNE, considerava-se uma adição de 4.600 MW em novas centrais eólicas, 6.300 MW em centrais de cogeração à biomassa da cana e mais 1.300 MW em outras fontes renováveis, como o aproveitamento de resíduos urbanos. Entretanto, a geração eólica ganhou um impulso significativo no país nos últimos dois anos, alterando o perfil dessas estimativas. Por exemplo, no Leilão A3 (novembro/2013) os 629 empreendimentos eólicos cadastrados totalizam 15.042 MW, ou seja, 77,5% da capacidade total oferecida. A energia solar fotovoltaica e a geração heliotérmica participarão com 14,1%

e 1,6% dos 19.413 MW cadastrados, respectivamente. Portanto, nesse cenário a contribuição da geração heliotérmica seria ainda bastante incipiente.

Viabilidade Social e Meio Ambiental da Tecnologia

A geração de empregos, normalmente praticada em plantas heliotérmicas de 50 MW, é de 600 novos postos de trabalho durante a construção da usina e de 40 pessoas na operação (O&M) por um período estimado de 25 a 30 anos de vida útil. Na operação propriamente dita, estimam-se 30 postos de trabalho e outros 10 na manutenção, sendo as tarefas divididas em administração, operação e controle, inspeções técnicas, e operação e manutenção do campo solar.

Os impactos ambientais de uma usina heliotérmica estão em sua maioria relacionados ao uso de água e da terra, sendo possível apontar seus impactos benéficos relacionados à redução de emissões de gases efeito estufa (GEE), e de outros gases nocivos e particulados emitidos por combustíveis fósseis. As usinas heliotérmicas consomem água tratada para três finalidades: resfriamento/condensação de vapor no bloco de potência, fluido de trabalho na usina e lavagem de espelhos. O elevado consumo de água também pode ser um fator limitante à definição do local de instalação de usinas térmicas, sendo em caso de sua escassez, recomendado o uso do resfriamento por via seca. A Figura 3 mostra a economia de água em usinas que adotam diferentes níveis de armazenamento térmico e de sistema de resfriamento adotado: via seca; via úmida e, também, sistemas híbridos.

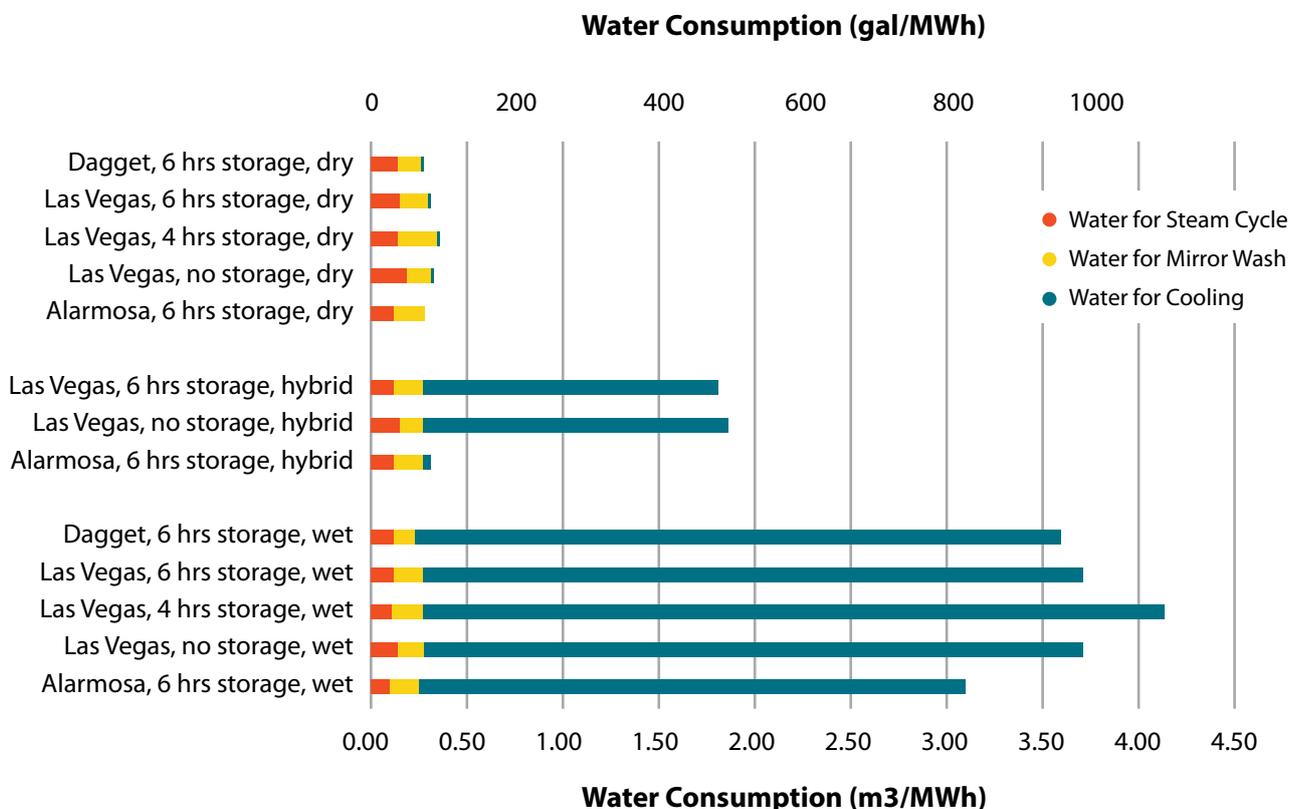


Figura 3: Exemplo de consumo de água em usinas com diferentes níveis de armazenamento e tecnologias de condensação no bloco de potência; Fonte: Turchi et al (2010a)

Sobre o uso da terra, a média da área específica para as 69 plantas, disponíveis em SolarPACES (2013) e atualmente em operação, é de 3 ha/MW, com diferenças relevantes dentre as quatro tecnologias. Essa área precisa ser relativamente plana e idealmente próxima a linhas de transmissão e acessos. Para diminuir os impactos causados pela utilização da terra, a área não deve ser de elevada importância ambiental ou mesmo possuir relevantes atributos agrícolas. O impacto visual causado pelas plantas também é uma questão que deve ser levada em conta, mas pode ser minimizada escolhendo-se áreas mais afastadas das aglomerações urbanas e de menor densidade populacional.

Estudos recentes mostram que os valores de emissão de gases efeito estufa associados ao ciclo de vida para a geração de eletricidade por plantas heliotérmicas variam entre 14 a 32 gramas de CO₂eq/kWh. Esses níveis de emissão são muito baixos quando comparados aos de uma planta de eletricidade movida a gás natural e, principalmente, a carvão mineral.

Além disso, o tempo médio de recuperação da energia utilizada para a produção de um sistema de concentração solar pode ser bastante baixo, com valores variando de 0,7 a 7,5 anos, para uma vida útil estimada entre 25 e 30 anos (IPCC, 2012). Sobre a disposição final, a maior parte dos materiais podem ser reciclada e reutilizada, em novas plantas de geração heliotérmica.

Outro ponto a se destacar trata do Therminol VP-1, largamente utilizado como HFT nas plantas heliotérmicas. Esse produto contém bifenilo que é uma substância química nociva e, nessas plantas, são recolhidos milhares de litros de Therminol VP-1. Portanto, deve ser dada atenção especial mesmo em casos de pequenas fugas ou descarte, que podem impactar negativamente no meio ambiente.

Informações completas sobre o Therminol VP-1, incluindo a legislação de segurança para transporte,

armazenamento e descarte, estão resumidas no estudo elaborado para o Beacon Solar Energy Project pela Solutia Inc., que tem sede nos Estados Unidos, Canadá, México e Brasil¹ (SOLUTIA, 2006).

Bernaldo e Mckinney (2010), ambos da indústria RADCO, apresentam uma alternativa para o fluido de transferência de calor, nome comercial Xceltherm[®]LV1. [®], que substitui o bifenilo pelo difeniletano. Sua composição é óxido de difenilo e 1,1- difeniletano (1,1-DPE), sendo estável à temperatura de até 371° C.

Assim, é fundamental incluir na planta: medidas de segurança à prova de fuga e descarte dessas substâncias e plano regular de manutenção e limpeza, bem como de substituição periódica dos componentes.

Ambiente da política de energia

Identifica-se no país, um esforço coordenado para manter a matriz brasileira de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE). Para tal, o governo brasileiro elaborou o Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC que identificou a necessidade de estímulo ao aumento da participação de diferentes fontes de energia renováveis, como a energia solar, e um esforço incremental em direção à eficiência energética e conservação de energia. Alinha-se, dessa forma, o PNMC às metas de eficiência energética do Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030 e do Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf).

Outra iniciativa a se destacar foi a criação do Plano Brasil Maior (PBM), em 2011, com objetivo de integrar as ações governamentais de política industrial, tecnológica e de comércio exterior, sendo seu Conselho Gestor, coordenado pelo MDIC, constituído pela Casa Civil, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), Ministério da Fazenda (MF) e do Planejamento (MP). O PBM define, no contexto da Diretriz Estruturante 3, o desenvolvimento das cadeias de suprimento em energias, com a priorização da cadeia de petróleo e gás e das energias renováveis, citando explicitamente a energia solar.

Destaca-se, ainda, o reconhecimento da tecnologia heliotérmica como opção de expansão da geração de energia elétrica pela sua inclusão nos Leilões A3 e A5 de 2013. O Leilão A3, cujo cadastramento encontra-se concluído, recebeu 10 projetos de geração heliotérmica para oferta de 290 MW, sendo oito plantas na Bahia e duas na Paraíba.

Linhas de financiamento

A disponibilização de linhas de financiamento de médio e longo prazo, assim como a qualidade de sua concepção e implementação, são fatores importantes na criação de um ambiente favorável ao desenvolvimento de novas tecnologias no país. Dessa foram, os diferentes agentes do setor têm confiança para a realização de investimentos continuados. O cenário brasileiro atual é bastante positivo com destaque para o Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES como BNDES – Fundo Clima, BNDES - Energias Renováveis e Inova Energia que explicita apoio ao financiamento de soluções para cadeia heliotérmica, visando o desenvolvimento de tecnologias para aproveitamento energético termossolar para fins de geração elétrica. Destaca-se, ainda, o FNE - Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste em que a geração de energia elétrica de fonte solar, dentre outras renováveis, está contemplada no FNE – Verde (Programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental).

O BNDES criou condições de apoio financeiro ao segmento de Geração de Energia Renovável¹ - Leilões 2013, disponibilizando o maior prazo de amortização dentre todas as linhas de financiamento oferecidas pelo banco para energias renováveis, podendo atingir 20 anos para a geração solar.

Custos – Geração Heliotérmica

Nesse estudo, foram considerados os custos com equipamentos e instalação, operação e manutenção, custos com combustíveis, custos de financia-

mento e o custo nivelado de energia (Levelised Cost of Energy - LCOE).

Segundo Lodi (2011), o VPL de um empreendimento com tecnologia de calhas parabólicas de 30 MW no Brasil seria de R\$ 26,47 milhões e pay-back em 20 anos, considerando 1,5 anos para implantação da usina e 28,5 anos de operação. O LCOE ficou em R\$ 537,65/MWh, ou seja, U\$ 0,39/kWh. Esse valor é sensivelmente superior ao praticado atualmente no mercado internacional que prevê LCOE de U\$ 0,25/kWh (ano-base 2011) e de U\$ 0,12/kWh projetado para 2020.

Para plantas de calhas parabólicas com maior maturidade no mercado internacional, as estimativas variam de U\$ 6.3000 kW a U\$ 7.700/kW com 6-9 horas de armazenamento e de U\$ 9.000kW a U\$ 10.500/kW para 12-15 horas de armazenamento. O custo nivelado de energia elétrica (LCOE) para as plantas de calhas parabólicas varia de U\$ 200/MWh (para plantas com seis horas de armazenamento e alta DNI) para U\$ 330/MWh (sem armazenamento e menores valores de DNI).

O campo solar em usinas com calhas parabólicas tem o maior impacto no custo final, sendo responsável por 35% a 49% do custo total dos projetos avaliados (FICHTNER, 2010; TURCHI, 2010b; TURCHI, 2010b, e HINKLEY, 2011).

Para as torres solares, o LCOE varia de U\$ 170/MWh a U\$ 240/MWh (com 12-15 horas de armazenamento) a U\$ 220/MWh a U\$ 280/MWh (com 6-7 horas de armazenamento).

São esperadas as reduções nos custos de investimento da ordem de 10-20% até 2015 e de 30-50% até 2020, devido ao desenvolvimento e aprendizagem de tecnologia, economias de escala na sequência da crescente implantação de plantas heliotérmicas e, também, fatores ambientais associados à energia livre de carbono.

Para Purohit et al. (2010), os custos de O&M para plantas heliotérmicas podem ser estimados como 2% do total do custo de capital. Outros autores estimam custos de O&M entre 12 – 20 U\$/MWh (Nixon et al., 2010). Alguns autores estimam custos de operação fixos por potência instalada 70 U\$/kW/ano (NREL, 2012).

Dentre os maiores fatores de custo de O&M, tem-se o preço do combustível de backup, da substituição do fluido de transferência de calor, de receptores e espelhos, devido à quebra de vidro, além do custo de pessoal, da lavagem do campo solar e da própria água. A despesa com seguro da planta também é importante e o custo anual para este item pode situar-se entre 0,5% a 1% do custo de capital inicial.

Indústria Heliotérmica Brasileira – estado atual e potencial

As principais características a ser avaliadas no levantamento da capacidade e competência da manufatura nacional são:

Indústrias de vidro	Disponibilidade local de matéria prima
	Capacidade de fabricação de vidros (float goats)
	Transformação do vidro (espelho)
	Flexão do vidro
	Revestimento do vidro
Equipamentos elétricos e eletrônicos	Indústria de cabeamento
	Indústrias de componentes elétrico-eletrônicos
	P & D
Indústrias de aço	Capacidade de produção de aço
	P & D
	Tubulações e isolamento

No Brasil, a indústria de vidros planos tipo float está bem estabelecida, com produção local por parte dos maiores fabricantes internacionais, além da recente construção da unidade fabril do único fabricante de capital nacional, a CBVP, que, aliás, é tam-

bém a primeira a ser instalada na região Nordeste, em Pernambuco. As outras empresas que possuem produção de vidros planos tipo “float” no Brasil são a CEBRACE, uma joint-venture da Saint Gobain e Pilkington, a norte-americana Guardian e a também japonesa AGC, esta ainda em fase final de implantação na cidade de Guaratinguetá (SP).

Segundo valores citados por Ernst & Young e Fraunhofer (2011), uma linha de manufatura seria viável caso houvesse a demanda correspondente ao suprimento anual equivalente a 400MW de capacidade solar para espelhos planos e 250 MW de espelhos parabólicos. Portanto, a geração de 650 MW corresponderia a aproximadamente 15 dias da produção anual nacional.

Conforme dados da Associação Brasileira da Construção Metálica - ABCEM (2012), em 2011 as empresas de estruturas metálicas produziram 1,2 milhão de toneladas de estruturas, frente a uma capacidade produtiva de cerca de 1,5 milhão de toneladas, ou seja, tem-se uma capacidade ociosa de 20%. Destaca-se, ainda, que a maior parte da produção brasileira se destina a aplicação de maior nível de complexidade, como estruturas de grande porte e construções industriais pesadas.

Por outro lado, segundo a Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal – ABITAM (Portal Petróleo e Energia, 2013), a produção brasileira de tubos de aço foi, em 2011, de 2,13 milhões de toneladas. Ainda segundo a ABITAM, em 2009, quando a produção atingiu 1,5 milhão de toneladas, a capacidade ociosa do setor era de 35% (Revista Química e Derivados, 2010). Assim, considerando-se o emprego de 15.000 toneladas de aço para a usina de referência de 50 MW, isso representaria 0,45% da produção combinadas de tubos e estruturas de aço em 2011. Considerando-se a capacidade ociosa do setor, não seria difícil suprir a eventual demanda por esses materiais para usinas heliotérmicas no Brasil.

Avaliação preliminar da situação da indústria brasileira

A Tabela 3 resume a situação atual da indústria nacional, evidenciando as áreas potenciais de P&D que precisam ser mais focadas pelos centros de pesquisa e universidades brasileiras.

Como prosseguimento às ações do projeto global, recomenda-se uma etapa posterior de visitas às principais empresas dos setores identificados, para diagnóstico da indústria nacional e de sua capacidade de inovação em processos, produtos e serviços.

Tabela 1: Resumo da situação atual da indústria nacional relacionada à geração heliotérmica

Componentes básicos	Materiais	Características requeridas	Situação atual	Investimentos/P&D
Preparação da área para campo solar	concreto	fundições de qualidade	tecnologia dominada	-
Equipamentos eletrônicos		componentes para o setor de energia	necessário desenvolvimento de rastreadores solares de precisão/monitoração e controle já dominados	P&D
Bloco de potência	aço, concreto	similar às UTE	tecnologia dominada	-
Campo solar				
Produção de vidros float	baixo teor de ferro	maior pureza do vidro	tecnologia dominada pelas empresas em unidades fabris de outros países	baixo
Produção de espelhos	baixo teor de ferro	refletividade superior a 94% e estabilidade do revestimento	40% dos espelhos comercializados no país são importados	médio
Estrutura para concentradores	aço	rigidez e durabilidade	falta o desenvolvimento de tecnologia para partes móveis	baixo
Receptores	vidro com baixo teor de ferro e superfícies seletivas	durabilidade e qualidade de longo prazo	não há tecnologia	P&D
HTF e Armazenamento térmico				
Fluido de transferência de calor		estabilidade térmica	indústria e distribuidora do óleo térmico	baixo
Tubulação	aços, isolantes térmicos	precisão e alta resistência ao calor	tecnologia dominada	-
Sistemas de armazenamento térmico	salt, concreto, construção metálica	qualidade e durabilidade	sais fundidos: a desenvolver/ obras civis dominada	P&D

Índice de Competência do Mercado de Energias Renováveis

O modelo desenvolvido por Elrefaei (2013) trata do Índice de Competência do Mercado de Energias Renováveis (ER) foi desenvolvido e envolve fatores sobre os tipos de tecnologias de ER, política, situação econômica e financeira do país e com as características próprias do setor de energia. Por outro lado, cada tipo de tecnologia renovável tem certos fatores específicos que também determinam a competência do mercado (por exemplo, a existência de um potencial econômico para ser utilizado por uma tecnologia específica). Os três grupos de indicadores gerais que compõem o Índice de Competência de Mercado para um determinado tipo de ER, a saber:

Grupo 1. Indicadores Políticos e Econômicos (3 indicadores).

Grupo 2. Indicadores do Setor de Energia (8 indicadores).

Grupo 3. Indicadores Financeiros e Ambientais (2 indicadores).

Os números entre parênteses representam o número de indicadores individuais pertencentes a cada grupo, que somados aos 5 indicadores específicos totalizam 18 indicadores. Para diferentes tipos de tecnologia de ER (CSP, PV, eólica, biomassa, geotérmica), apenas os indicadores específicos de tecnologia serão alterados.

Nessa metodologia, os índices atuais (Tabela 4) comparativos entre o Brasil e os dois países líderes na geração heliotérmica (Espanha e Estados Unidos), são:

Tabela 2: Índice de Competência do Mercado para Geração Heliotérmica

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Brasil	33,54905	30,58699	27,30549	23,5715	19,12174	13,25393
Espanha	50,63444	54,0038	57,17495	60,17922	63,04048	65,7774
USA	44,59174	42,01831	39,27663	36,32863	33,11925	29,56349

Em que o parâmetro alfa representa um termo de ponderação entre os índices relacionados à tecnologia em questão e os demais.

A análise de sensibilidade elaborada nesse estudo mostra que o impacto sobre o índice de compe-

tência brasileiro dos investimentos em manufatura, criação de uma Agência em Energias Renováveis e implantação de tarifas Feed in, em níveis medianos, elevaria o indicador nacional a níveis similares aos americanos, conforme mostra a tabela 2 a seguir:

Tabela 3: Análise da sensibilidade dos índices de competência para a Geração Heliotérmica

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	média
Brasil	38,58258	39,18281	39,77398	40,35649	40,93071	41,49699	40,05392
Espanha	50,63444	54,0038	57,17495	60,17922	63,04048	65,7774	58,46838
USA	44,59174	42,01831	39,27663	36,32863	33,11925	29,56349	37,4831

Conclui-se, assim, que essa metodologia pode auxiliar a tomada de decisões por parte do Governo Federal, pois permite quantificar o impacto de cada ação sobre o indicador final.

Proposição de cenários de redução de custos e do impacto no desenvolvimento do mercado de geração heliotérmica no Brasil

O Plano Nacional de Energia 2030 prevê para 2030 uma capacidade total de 220.000MW, sendo 77% de origem hidráulica, 18% gerados em usinas termelétricas e 5% a partir de novas renováveis (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos). A geração solar, a partir de usinas fotovoltaicas e plantas heliotérmicas, não foi incluída.

No cenário de referência do PNE, considerava-se uma adição de 4.600 MW em novas centrais eólicas, 6.300 MW em centrais de cogeração à biomassa da cana e mais 1.300 MW em outras fontes renováveis, como o aproveitamento de resíduos urbanos. En-

tretanto, a geração eólica ganhou um impulso significativo no país nos últimos dois anos, alterando o perfil dessas estimativas. Por exemplo, no Leilão A3 (novembro/2013) os 629 empreendimentos eólicos cadastrados totalizam 15.042MW, ou seja, 77,5 % da capacidade total oferecida. A energia solar fotovoltaica e a geração heliotérmica participarão com 14,1% e 1,6% dos 19.413 MW cadastrados, respectivamente.

Assim, os cenários propostos para a geração heliotérmica consideram uma maior participação das outras fontes renováveis, atingindo 10% do total de eletricidade gerada, enquanto as UTE (nuclear, gás natural e carvão mineral) teriam sua participação reduzida para 13%, conforme exemplificado na Figura 4.

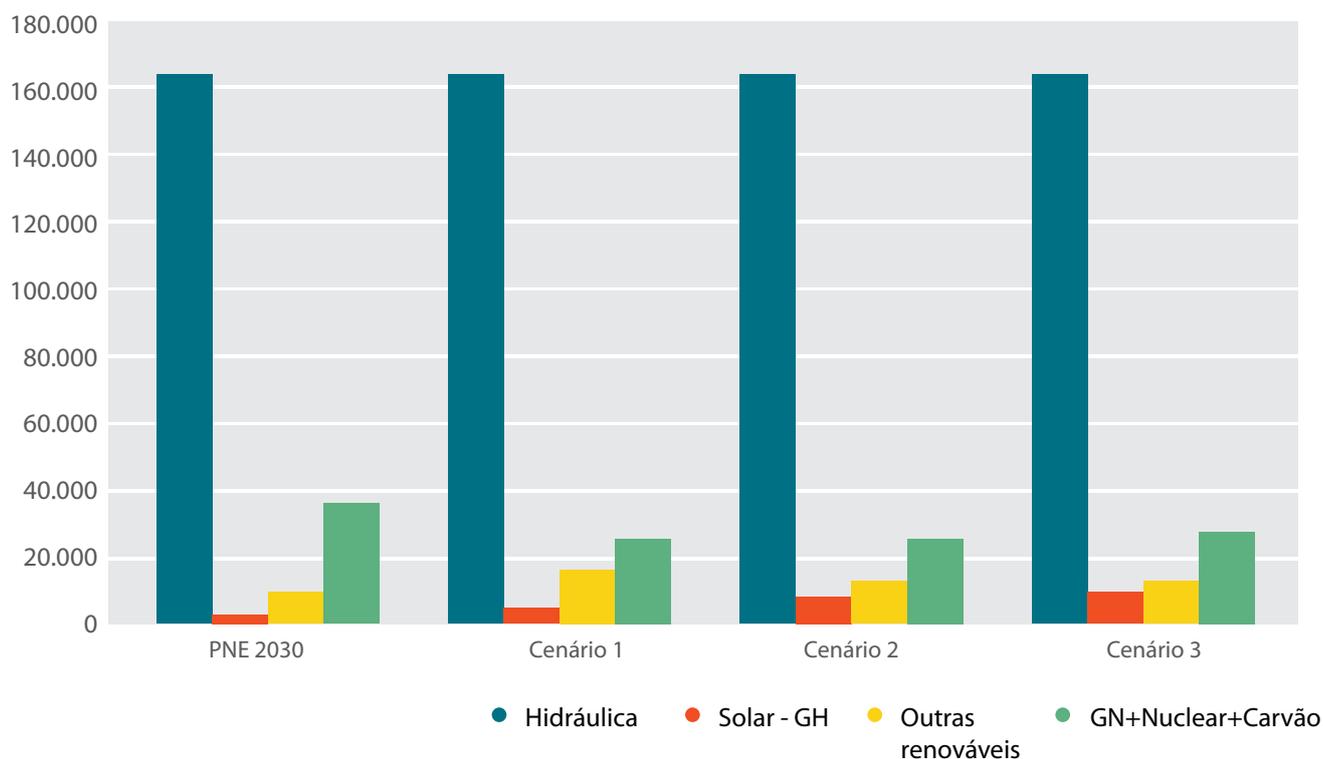


Figura 4: Nova distribuição de fontes assumida para a geração de eletricidade

Nas simulações apresentadas a seguir, foram assumidos os valores relativos à usina Martin Next Generation Solar Energy Center - MNG como dados de referência:

Martin Next Generation Solar Energy Center - MNG

Tecnologia de calhas parabólicas sem armazenamento

Potência da turbina: 75 MW

Geração de energia: 155.000 MWh - ano

Custo aproximado: U\$ 476.300.000

Área abertura campo solar: 464,908 m²

A partir desses números foram calculados os valores específicos, a saber:

Custo total - MNG		
476.300.000		
75 MW	155000 MWh/ano	465000 m ²
6350667 U\$/MW	3072,90 U\$/MWh	1024,30 U\$/m ²
6351 U\$/kW	3,07 U\$/kWh	

O valor U\$6.351/kW está em concordância com recentes estimativas da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2012) que sugerem custos de investimento inicial entre U\$5.500/kW e U\$8.000/ kW para as plantas de calhas parabólicas sem armazenamento.

Para adotar-se um LCOE da ordem de U\$ 0,40/kWh, calculado por Lodi (2011), o CAPEX calculado seria 10% superior ao da usina adotada como referência. Esse valor corresponderia à situação atual do mercado brasileiro e foi denominado **Cenário 1**, considerado conservativo e cujo acréscimo na capacidade anual de usinas heliotérmicas foi estimado em 150 MW.

Para a composição do **Cenário 3**, foi considerado um aumento da capacidade anual de 650 MW. Essa premissa baseia-se no estudo de Ernst & Young e Fraunhofer (2011) que define que uma linha de manufatura de espelhos seria viável para uma demanda anual equivalente a 400MW de capacidade solar para espelhos planos e 250 MW de espelhos para-

bólicos. Nesse cenário, para se atingir a redução do LCOE até US\$ 0,12/MWh em 2020, o CAPEX precisaria ser reduzido em 65%. Como não se prevê uma redução tão drástica nos custos de investimento em curto prazo, esse cenário pode ser considerado excessivamente otimista e direciona essa proposição de cenários para ações de hibridização de usinas que operam com combustíveis fósseis, notadamente as que utilizam carvão mineral importado na região Nordeste do país.

Para o **Cenário 2**, considerado otimista, o acréscimo anual na capacidade das usinas heliotérmicas é da ordem de 300MW, valor próximo ao das usinas cadastradas para o Leilão A3 de 2013. Nesse caso, estima-se uma redução do LCOE para US\$ 0,25/MWh, valor atual praticado no mercado internacional e que corresponde a uma redução no CAPEX de 30% sobre o valor atual da usina de referência.

Deve-se notar que, em nível internacional, são esperadas reduções nos custos de investimento da ordem de 10% a 20% até 2015 e de 30% a 50% até 2020, consequência do desenvolvimento e aprendizagem de tecnologia, economias de escala decorrente da crescente implantação de plantas heliotérmicas e, também, devido aos fatores ambientais associados à redução de emissões de gases de efeito estufa.

Para os cálculos econômicos, serão consideradas as tarifas definidas pelo BNDES (2013) para o Leilão A3 desse ano, a saber:

TJLP	5,5 %aa
Remuneração BNDES	0.9 %aa
Taxa de risco	0,4 (entre 0,4% e 2,87%aa)
Carência	6 meses
Amortização	20 anos

Conforme orientação do BNDES (2013) e considerando-se o valor mínimo de spread de risco de 0,4%, ou seja, o valor mínimo previsto, a taxa de juros anual foi calculada em 6,8%.

As simulações discutidas a seguir foram feitas considerando-se usinas de 50MW.

Em nenhum cenário, o valor estimado para venda da energia de R\$100,00/MWh (U\$43,82/MWh), próximo aos valores oferecidos pela energia eólica nos últimos leilões, obteve retorno de investimento em um horizonte de 35 anos.

Para a hibridização de usinas atuais que operam com combustíveis fósseis, considerou-se que o campo solar tem um custo de 35% da planta total e que a sua inserção na usina atual causaria um acréscimo de 10% do CAPEX. Para todos os cenários, os LCOE obtidos são significativamente inferiores ao valor de U\$ 0,39/kWh, obtido por Lodi (2011), assim como os tempos de retorno de investimento encontrados.

No caso da instalação completa da planta heliotérmica, o LCOE é de U\$ 0,40/kWh, mas no Cenário 3, excessivamente otimista, não há retorno de investimento em até 25 anos para valor da energia comercializada inferiores a U\$ 435/MWh. Os resultados obtidos para o preço da energia a ser comercializada e o tempo de retorno de investimento para os três cenários são apresentados na Figura 5.

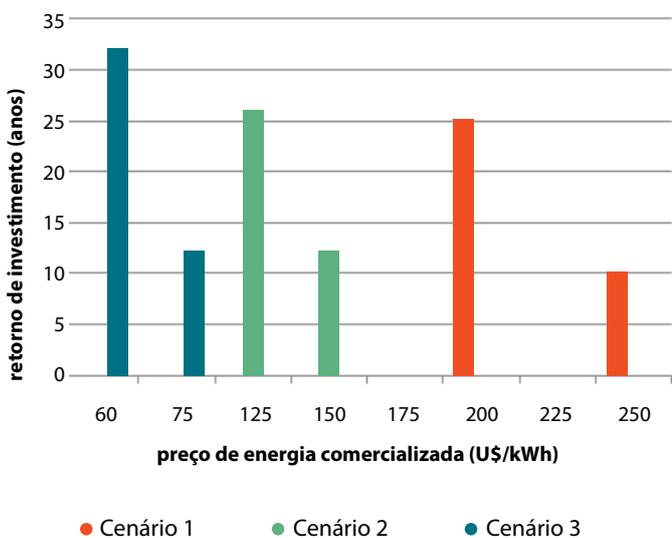


Figura 5: Retorno de investimento em função do preço da energia comercializada para hibridização de usinas convencionais

Os custos nivelados de energia, obtidos na hibridização, são:

Cenário	LCOE
1	0,182
2	0,116
3	0,058

Para a planta total, considerados o campo solar e o bloco de potência e LCOE discutidos acima, os resultados obtidos mostrados na Figura 6.

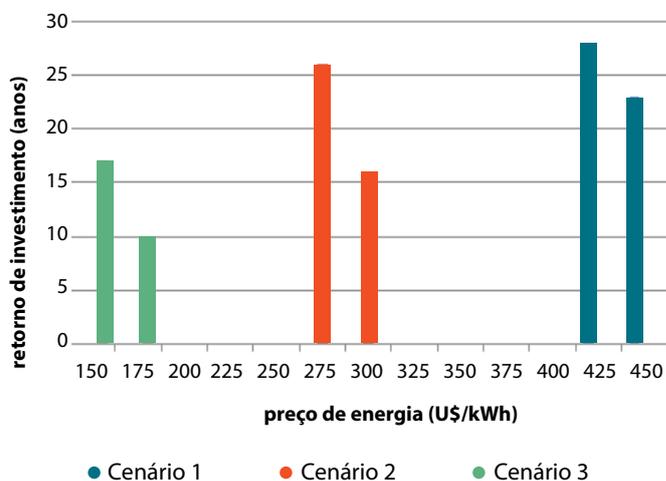


Figura 6: Retorno de investimento em função do preço da energia comercializada para geração heliotérmica

1 INTRODUÇÃO

A geração heliotérmica (HLT) é definida como a produção de energia elétrica a partir de um ciclo termodinâmico e cuja sigla internacionalmente adotada é CSP (*concentrating solar power*). O campo solar, mostrado na Figura 1 1, é constituído por concentradores solares que concentram a componente direta da irradiação solar sobre o receptor. A energia térmica coletada no campo solar deve ser conduzida pelo

fluido de transferência de calor (HFT) para o bloco de potência e/ou tanques de armazenamento. Esse armazenamento de calor possibilita a flexibilidade de operação da planta e o despacho de energia elétrica, atribuindo maior confiabilidade à tecnologia heliotérmica frente à geração fotovoltaica e eólica e, por isso, vem sendo adotado cada vez mais nas novas plantas heliotérmicas.

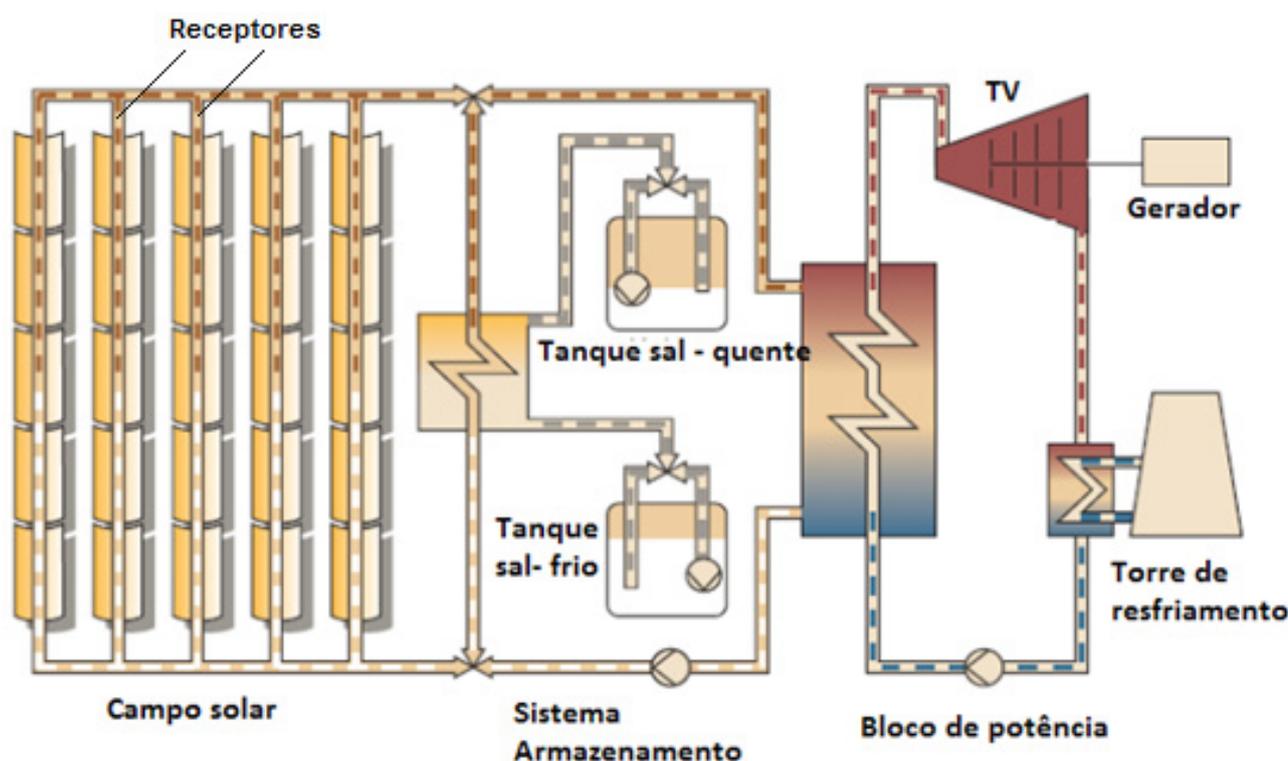
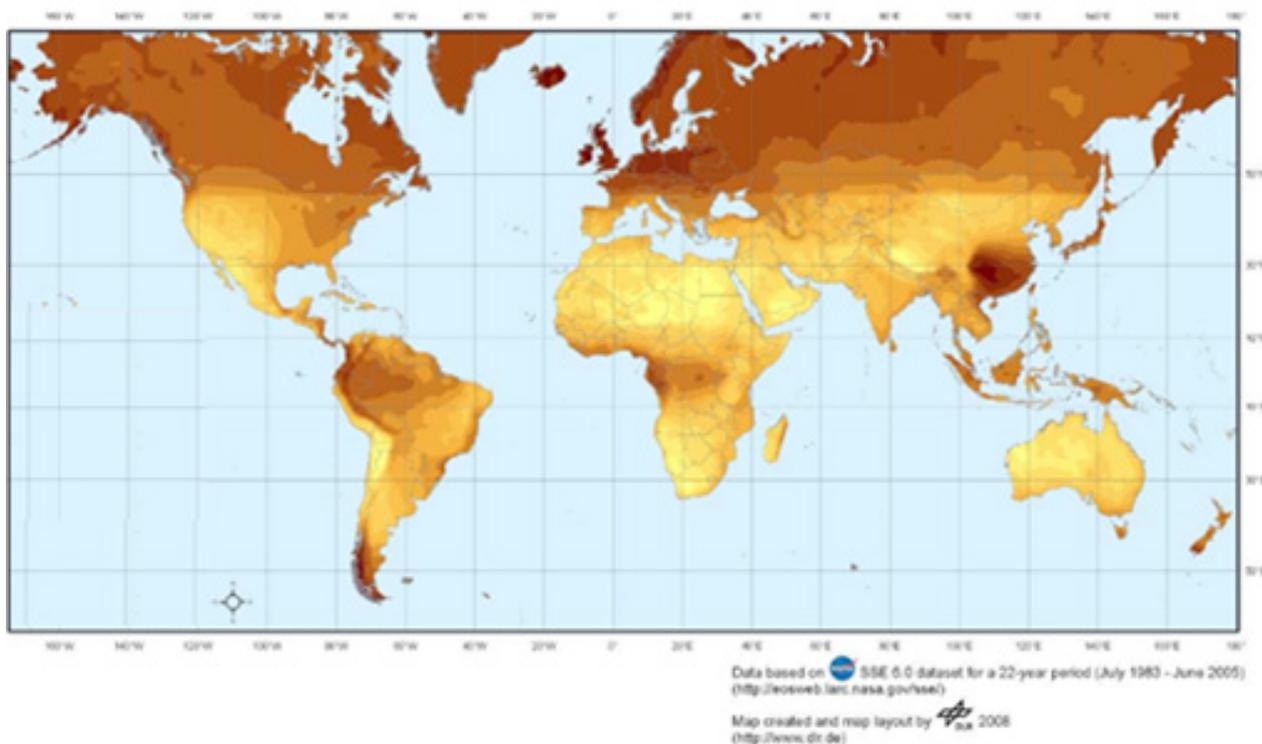


Figura 1-1: Esquema básico de uma planta de geração heliotérmica; Fonte: Solar Millenium (2010)

Na teoria dos concentradores solares, constata-se uma correlação direta entre a temperatura a ser atingida e o fator de concentração geométrica (RC), definido pela razão entre a área de abertura dos concentradores e a área do receptor. Elevados valores de RC exigem maior precisão na qualidade óptica dos concentradores e de seu posicionamento, visto que apenas a componente direta de incidência normal (DNI) da irradiação solar é considerada.

Trieb et al (2009) identificaram as melhores regiões para instalação de usinas heliotérmicas, conforme mostrado na Figura 1 2, com base na distribuição espacial da DNI. O estudo contempla o cálculo do potencial de instalação de usinas HLT, nas localidades onde esses valores são superiores a 2.000 kWh/m²-ano.



Irradiação solar direta de incidência, média do total anual



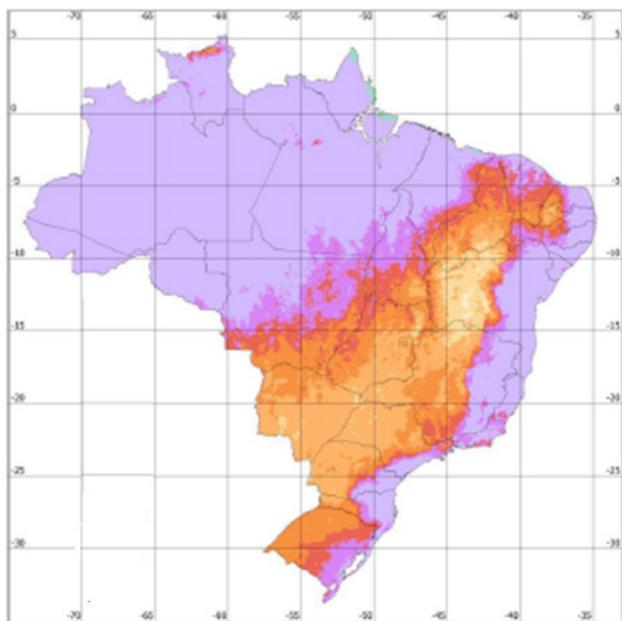
Figura 1-2: Regiões com elevados valores de DNI para instalação de usinas heliotérmicas; Fonte: Adaptado de Trieb et al (2009)

Para o Brasil, estudos realizados por Viana (2010) estimam o potencial nacional para uso de concentradores solares com faixas de valores da irradiação direta de incidência normal entre 2.200 kWh/m²-ano a 2.400 kWh/m²-ano em grande parte no oeste da Bahia, que se estende ao sul do Piauí e norte de Minas Gerais, região do cerrado nordestino, Figura 1.3. O gráfico evidencia ainda extensa região, com níveis superiores a 2.000 kWh/m²-ano.

Entretanto, há necessidade de se empreender grande esforço para a criação de uma rede solarimétrica no país com medições de qualidade dos níveis de irradiação solar global e da componente direta de

incidência normal. A Rede SONDA (2013), através de projeto financiado pela FINEP e Petrobras, opera 11 estações solarimétricas e quatro estações anemométricas/ solarimétricas, sendo que a medição de DNI vem sendo realizada apenas em Petrolina/Pe, Brasília/DF, São Martinho da Serra/RS e Florianópolis, a partir de 2010.

Ressalta-se que, de acordo com a Portaria MME nº 21 /2008, será exigido, no ato do cadastramento de empreendimentos heliotérmicos em leilões de energia, o mínimo de um ano e de três anos de medição da irradiação direta de incidência normal no local da usina a partir de 2016 e 2018, respectivamente.



Legenda DNI (kWh/m²-ano)

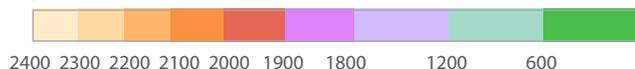
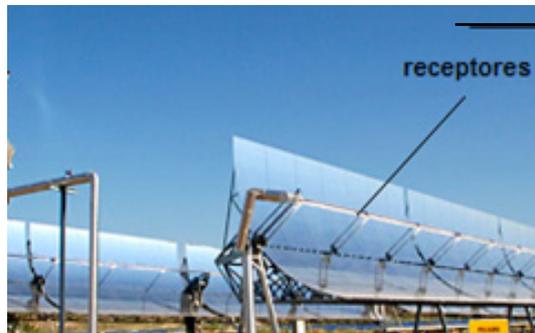


Figura 1-3: Mapa da irradiação direta de incidência normal, em média anual; Fonte: Adaptado de Viana (2010).

Na geração heliotérmica, se recomenda que seja enfatizada além da potência gerada no ciclo termodinâmico, a energia produzida anualmente e o fator de capacidade da usina, pois dependendo do nível de irradiação direta de incidência normal, seu comportamento pode variar sensivelmente. Por exemplo, na base de dados do SolarPACES (2013b), para duas usinas de potência de 50MW com tecnologias bastante similares no campo solar e no bloco de potência e sem armazenamento térmico, a produção anual de energia estimada é: 118.000 MWh (Índia) e 97.000 MWh (Espanha).

No campo solar, as quatro tecnologias de concentração são: calhas parabólicas; refletores de Fresnel; torres solares e discos parabólicos e serão detalhadas no Capítulo 2.



(a) Usina Lazo DISS



(b) Refletor linear Fresnel, instalado em Almeria.



(c) Torre solar CESA-1



(d) Disco solar "EuroDish"

Figura 1-4: Principais tecnologias heliotérmicas
Fonte: SolarPACES (2013)

Segundo dados de SolarPACES (2013), as 73 usinas heliotérmicas em operação no mundo possuem uma capacidade nominal instalada de 2.670,7 MW, sendo que somente os Estados Unidos e a Espanha respondem por 88,7% desse total, com geração de 515,3 MW (19,3%) e 1.853 MW (69,4%), respectivamente.

A Figura 1-5 mostra a participação de cada tecnologia heliotérmica utilizada nas plantas em operação, com destaque para o uso de calhas parabólicas em 56 usinas, correspondendo a 93,7% da potência total instalada.

De acordo com SolarPACES (2013), as três plantas ISCC, que operam em ciclos combinados com substituição parcial de combustíveis fósseis, geram atualmente 65 MW e, também, utilizam a tecnologia das calhas parabólicas.

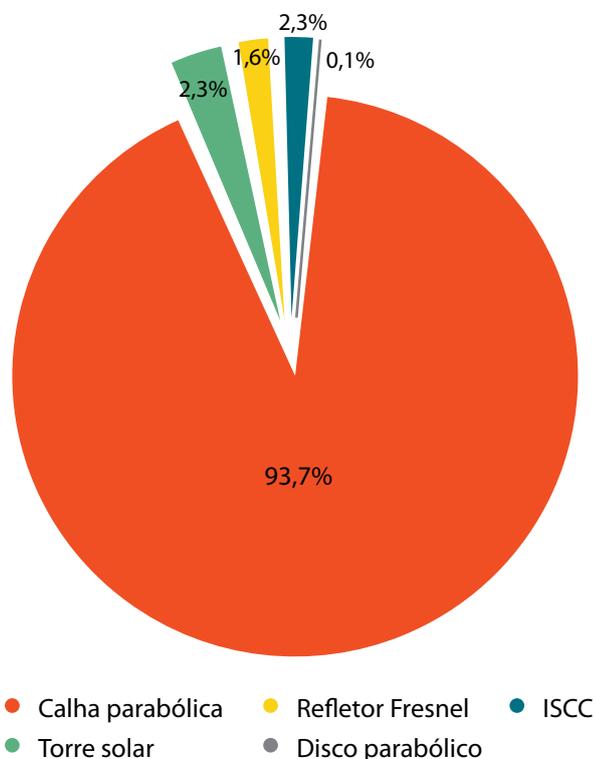


Figura 1-5: Participação percentual das tecnologias heliotérmicas na potência gerada; Fonte: elaborada pelos autores a partir de dados de SolarPACES (2013)

SolarPACES (2013b) detalha, ainda, as 25 usinas heliotérmicas que se encontram, atualmente, em construção e que totalizam 2.230 MW. Verifica-se que é, ainda, mantida a predominância da tecnologia de calhas parabólicas, utilizada em 18 usinas, e que corresponderá a 66,5% da potência a ser gerada. Entretanto, essa mesma fonte mostra outras 12 usinas em fase de projeto, em que se constata uma mudança de perfil, visto que, desse total, oito usinas utilizarão a tecnologia de torre solar.

As propriedades térmicas do HFT são muito importantes para o desempenho global da planta heliotérmica, constituindo-se em uma das áreas com maior potencial de P&D nesse tema.

SolarPACES (2013) cita o fluido térmico de 59 usinas heliotérmicas em operação, com predominância da mistura eutética de 73,5% de óxido de difenilo e 26,5% bifenilo (Therminol VP-1) em 45 usinas, perfazendo 76,3% do total. Nas demais, 16,9% usam água diretamente como fluido de trabalho e apenas 3,4% utilizam sal fundido.

Destaca-se que o uso do óleo térmico limita a temperatura de operação do bloco de potência em valores inferiores a 400° C, enquanto os sais fundidos, como HFT, permitem atingir temperaturas de até 550°C, comparáveis a ciclos clássicos com combustíveis fósseis. A maior eficiência da planta, decorrente da elevação da temperatura de operação, somada ao fato dos sais não se degradarem com o tempo, promove uma desejada redução do custo nivelado de energia (LCOE), discutido no Capítulo 5.

McFarlane et al (2013) relatam projeto realizado no OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY com testes, em escala piloto, do 1-fenilnaftaleno como HFT na geração heliotérmica, para temperaturas de até 500° C.

De uma maneira geral, o fluido de transferência de calor em usinas heliotérmicas pode ser definido em função da tecnologia de concentração, como mostra a Tabela 1-1.

	água/vapor	óleo térmico	sal fundido	ar comprimido
Calhas Parabólicas				
Torre Solar				
Refletor Fresnel				
Disco Solar				

Tabela 1-1: Fluidos de transferência de calor recomendados em função da tecnologia heliotérmica; Fonte: Adaptado de <http://www.csp-world.com/resources/technology>

Em relação ao bloco de potência, a tecnologia é similar à utilizada em usinas termelétricas convencionais, como o ciclo Rankine (Figura 1 1), Brayton (Figura 1 6), ciclos combinados, além do ciclo Stirling, utilizado em discos solares.

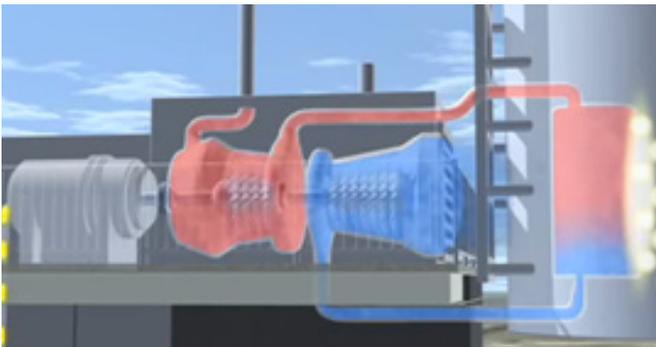


Figura 1-6: Detalhe do funcionamento do Ciclo Brayton em uma Torre Solar; Fonte: http://www.ezklein.org/?page_id=491

De uma maneira geral, as usinas heliotérmicas, com ou sem armazenamento, dispõem de sistemas de backup que utilizam combustíveis convencionais, com objetivo de promover um melhor gerenciamento da geração, especialmente em períodos de pico de demanda de energia elétrica. Essa entrada de energia pode ocorrer para o fluido de transferência de calor, meio de armazenamento ou diretamente no bloco de potência. Esse modelo, conhecido como hibridização da planta, está ilustrado na Figura 1 7, e pode ser também adotado em regiões que apresentam níveis de DNI insuficientes para garantir a geração de energia elétrica a custos compatíveis com base apenas no campo solar e armazenamento térmico ou em plantas convencionais com objetivo de reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

Na Espanha, as plantas comerciais devem consumir em sua operação entre 12% a 15% de combustível fóssil para atender os requisitos do Subgrupo b.1.2 do Decreto Real – RD 661/2007. Portanto, a geração heliotérmica permite também a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, quando comparada a plantas acionadas totalmente por combustíveis fósseis.

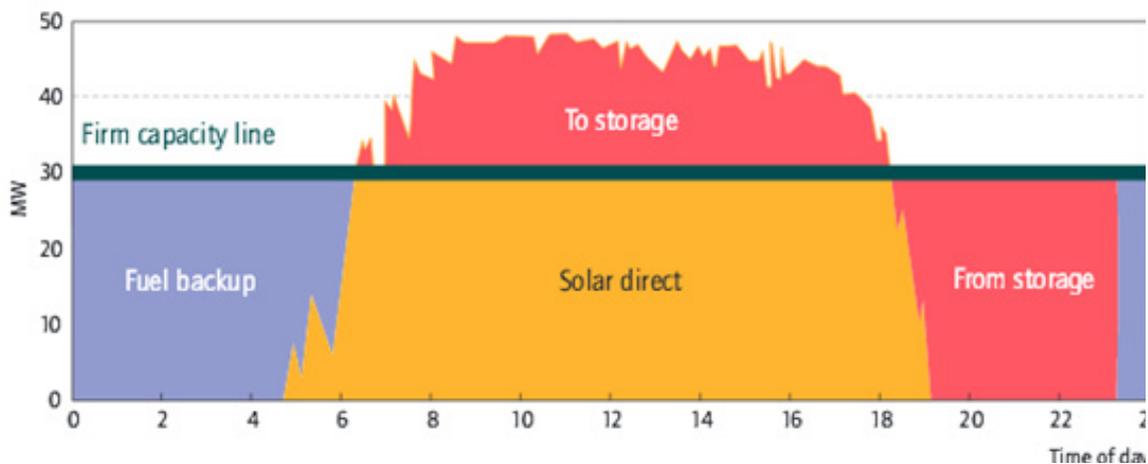
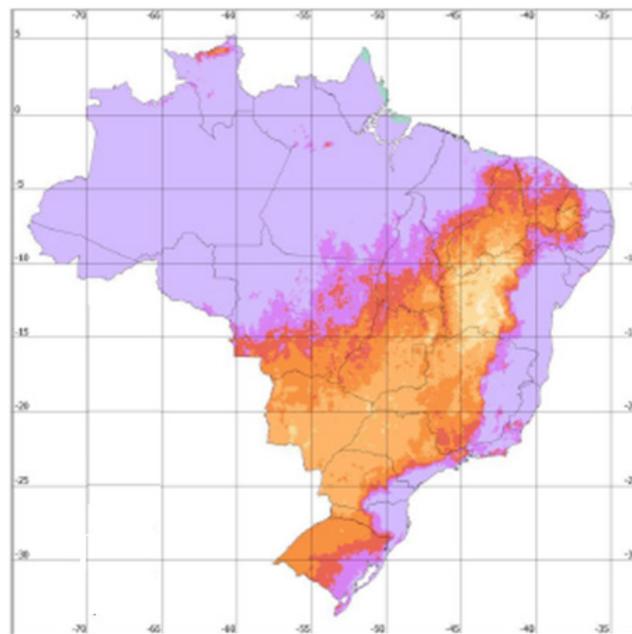


Figura 1-7: Exemplo da associação de armazenamento térmico e hibridização da planta; Fonte: IEA (2010)

Nesse ponto é importante destacar que as tecnologias heliotérmicas, como calhas parabólicas e refletores Fresnel, podem ser também utilizadas para geração de vapor de processo e de água quente em diversos setores industriais, conforme exemplificado na Figura 1 8, sistemas de cogeração, condicionamento de ar, refrigeração e dessalinização da água. Essas aplicações requerem níveis de temperatura mais baixos e, portanto, menor fator de concentração do campo solar.

Para avaliar o potencial que essas tecnologias podem atingir no país, menciona-se novamente o estudo elaborado por Viana (2010) que correlaciona os valores anuais da irradiação solar direta de incidência normal e a região do país com elevado adensamento de indústrias, área delineada em azul na Figura 1 9, elaborada por Viana (2010) com base na distribuição espacial de indústrias fornecida pelo IBGE, ano - base 2002.



Legenda DNI (kWh/m²-ano)

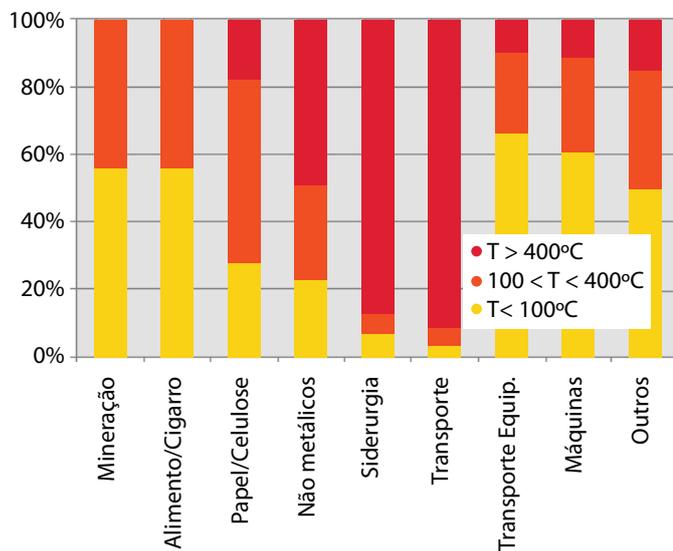
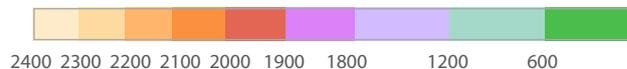


Figura 1-8: Níveis de temperatura requeridos no setor industrial; Fonte: Adaptado de ESTIF (2007)

Figura 1-9: Correlação entre as regiões com elevada média de irradiação direta de incidência normal e as áreas densamente industrializadas; Fonte: Viana (2010)

No Capítulo 3, é apresentado um levantamento dos principais instituições atuantes em tecnologias heliotérmicas e áreas correlatas no país, com destaque para os grupos de pesquisa, empresas de consultoria e EPC (Engenharia, Projeto e Construção), indústrias e associações industriais e instituições governamentais.

O Quadro Regulamentar, discutido no Capítulo 4, discute os marcos regulatórios, as linhas de financiamento e regras de tributação vigentes e o ambiente político atual, considerado positivo com envolvimento de vários ministérios e órgãos do Governo Federal em áreas como planejamento energético, financiamento e políticas de incentivo.

O Capítulo 5 trata da análise de viabilidade que envolve os custos com equipamentos, instalação, operação e manutenção, custos com combustíveis, custos de financiamento e o custo nivelado de energia (Levelised Cost of Energy, LCOE). Discutem-se, ainda, os avanços previstos para a tecnologia heliotérmica e seus impactos sobre a redução de custos.

No Capítulo 6 é apresentada a metodologia de avaliação de competência do mercado de energias renováveis, proposta por Elrefaei (2012). Essa metodologia permite quantificar o impacto de indicadores políticos, econômicos, financeiros, ambientais e energéticos no índice de competência do mercado.

No Capítulo 7 são discutidos os aspectos ambientais e sociais inerentes à implantação de usinas heliotérmicas, com ênfase no uso da terra e da água.

2 AS TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS

Nas tecnologias heliotérmicas, a energia fornecida ao processo de concentração é atribuída basicamente à componente direta da irradiação global, cujos raios não sofrem mudanças de direção, permitindo sua captação em pontos específicos da superfície refletora. Conforme mencionado anteriormente, a energia solar é, então, concentrada em receptores que transfere calor para um fluido térmico que será a fonte energética de um ciclo de potência convencional (Rankine, Brayton ou Stirling). Assim, converte-se, inicialmente, energia térmica em energia mecânica, e finalmente, energia mecânica em energia elétrica. As principais tecnologias em estudo e em aplicação, atualmente, são: calhas parabólicas, torre solar, disco parabólico e refletores Fresnel.

Essas tecnologias podem ser classificadas pelo modo como ocorre a concentração dos raios solares e pelos tipos distintos de receptores. Os receptores podem ser fixos, como no caso dos refletores Fresnel e da torre solar, ou móveis como nas calhas e discos parabólicos, com formação de linhas ou pontos focais. De um modo geral, se os concentradores possuem rastreamento solar em apenas um eixo, tem-se foco linear e, quando o rastreamento é realizado em dois eixos, obtém-se foco pontual.

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DAS TECNOLOGIAS

Calha Parabólica (CP) – tecnologia mais madura, pois representa, aproximadamente, 96% da capacidade instalada no mundo (SolarPACES, 2013). Como apresentado na Figura 2-1, essa tecnologia é caracterizada por espelhos de formato cilíndrico que concentram a luz solar em tubos receptores localizados em uma linha focal. O receptor é constituído de dois tubos concêntricos: um tubo metálico interno no qual o fluido térmico escoar e uma cobertura externa de vidro com revestimento negro.

O fluido térmico (óleo sintético ou sal fundido) transfere energia para a geração de vapor superaquecido

de alta pressão no bloco de potência. Os espelhos e refletores (campo solar) possuem sistema de rastreamento solar em apenas um eixo, normalmente na direção Leste-Oeste.

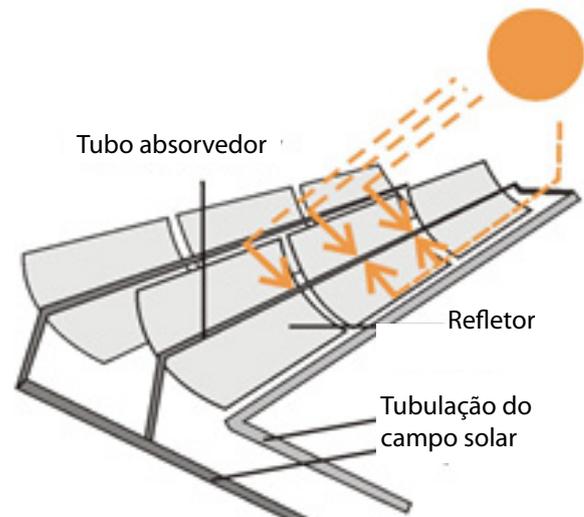


Figura 2-1: Desenho esquemático correspondente à tecnologia de cilindros parabólicos; Fonte: SolarPACES (2013)

A maioria das plantas, atualmente, em operação apresenta capacidade de potência na faixa de 50 MW, além de eficiências elétricas entre 14% e 16% (de modo a atender as condições previstas no programa de tarifas Feed-in do Governo Espanhol e apresentada no item 4.1.1) e temperatura máxima de operação no valor de 390°C, devido à limitação de operação do óleo térmico. Conforme mencionado anteriormente, o uso do sal fundido que pode alcançar temperaturas da ordem de 550°C, para transferência de calor ou para armazenamento térmico promove aumento da eficiência total elétrica e da capacidade de armazenamento térmico das plantas. Contudo, o uso do sal fundido em plantas com tecnologia de calhas parabólicas encontra-se, ainda, em estágio de pesquisa e desenvolvimento.

Torre Solar (TS) - Tecnologia caracterizada por um campo de heliostatos (espelhos refletores de grande dimensão), posicionado no solo, cuja fun-

ção é focalizar a luz solar no receptor central localizado no topo de uma torre, como apresentado na Figura 2-2. A TS possui receptor central fixo e foco pontual com rastreamento solar em dois eixos. O fluido de transferência de calor, que pode ser primário (sal fundido ou ar) ou a própria água para geração direta de vapor, circula pelo receptor convertendo a energia solar em energia térmica.

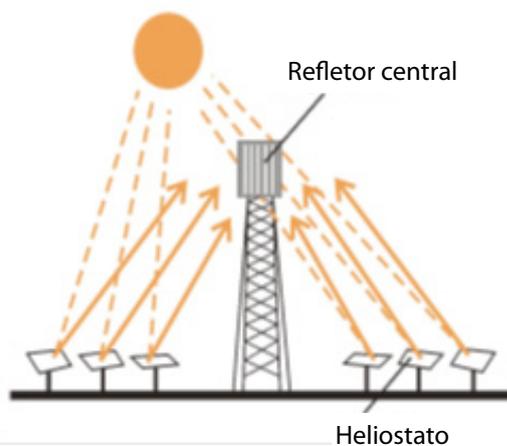


Figura 2-2: Desenho esquemático correspondente à tecnologia de torre solar. Fonte: SolarPACES (2013)

As plantas TS alcançam valores de temperaturas da ordem de 390°C, usando água/vapor, e 565°C quando é utilizado sal fundido. Temperaturas mais elevadas podem ser atingidas com a utilização de gases/ar com fluido de transferência de calor. No projeto de P&D da Alemanha, denominado Julich Solar Tower, a temperatura à saída do receptor atinge 680° C com o emprego de ar, como fluido de transferência de calor.

A geração direta de vapor tem como vantagem a eliminação da etapa relativa à transferência de calor entre o fluido primário e a água/vapor, entretanto, dificulta o armazenamento de energia, além de exigir um controle mais rigoroso e contínuo do conjunto de heliostatos.

Os sistemas de armazenamento térmico, assim como na tecnologia CP, possibilitam aumento do fator de capacidade, garantindo maior tempo de

operação. Atualmente, os melhores desempenhos referentes aos sistemas de armazenamento são obtidos com a utilização de sal fundido. Por exemplo, a planta Gemasolar, localizada Fuentes de Andalucía (Sevilla) possui armazenamento térmico dimensionado para 15 horas e fator de capacidade anual de 75%, sendo que, normalmente, as instalações que não possuem sistema de armazenamento apresentam fator de capacidade anual da ordem de 25% (SolarPACES, 2013).

Refletores Fresnel (RF) - Tecnologia similar à CP, mas utiliza espelhos planos ou levemente curvados os quais concentram a irradiação direta normal em um receptor linear localizado a vários metros de distância do campo refletor. Cada linha de espelhos é equipada com um sistema de rastreamento solar cujo movimento é realizado em apenas um eixo. O RF possui receptor fixo com foco linear, conforme desenho esquemático da Figura 2-4.

Nos receptores circula o fluido de trabalho, normalmente água, operando com geração direta de vapor. Como a linha focal das plantas, eventualmente, apresenta distorções óticas que diminuem a eficiência do sistema, um conjunto de refletores pode ser instalado sobre o receptor para atuar como refofocalizador, também conhecido como refletor secundário.

A tecnologia RF é a que apresenta a maior simplicidade na sua concepção em relação às outras tecnologias de concentração solar, devido à forma dos espelhos, estruturas de suporte do receptor fixo e eliminação do uso de óleo térmico e trocadores de calor para geração de vapor. Assim, os custos de investimento são reduzidos significativamente (IEA, 2010). Os sistemas são bastante flexíveis e, na geração heliotérmica, podem operar com temperaturas da ordem de 450° C, inclusive com a incorporação de armazenamento térmico como Puerto Errado 1 e 2 e de novas plantas como TuboSol2, essas na Espanha e a nova usina Areva nos USA.

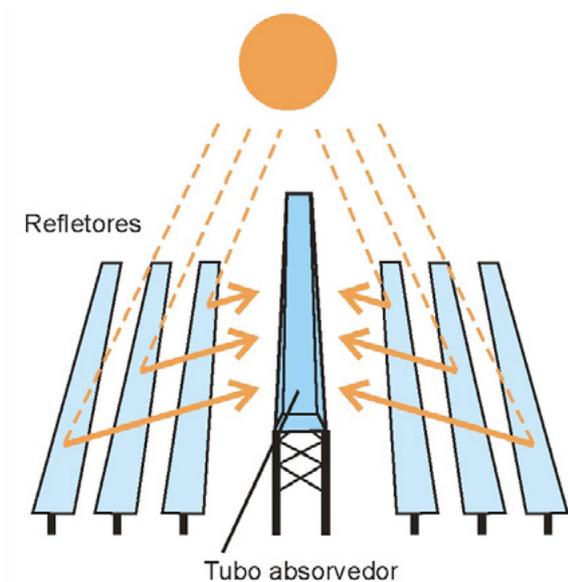


Figura 2-4: Desenho esquemático correspondente à tecnologia Fresnel; Fonte: SolarPACES (2013)

Disco Parabólico (DP) - Tecnologia caracterizada por discos com formatos parabólicos que refletem a luz solar em um ponto focal onde se localiza um receptor acoplado a um motor Stirling para produção de energia elétrica, como apresentado na Figura 2-3. O DP possui receptor móvel e requer rastreamento solar em dois eixos.

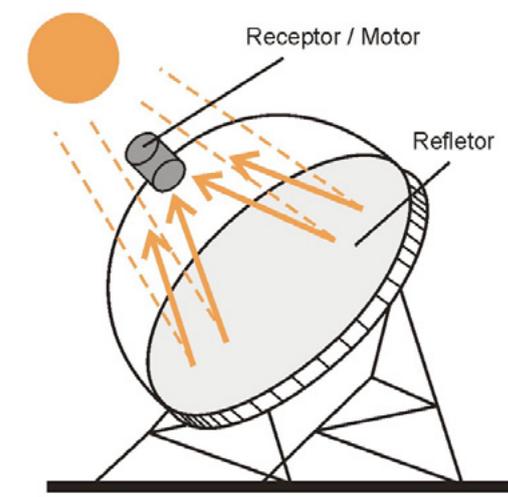


Figura 2-5: Desenho esquemático correspondente à tecnologia de discos parabólicos; Fonte: SolarPACES (2013)

O sistema alcança altos fatores de concentração e valores de temperaturas da ordem de 750°C, resultando em picos de eficiências de até 30%. Não utilizam armazenamento térmico, contudo podem utilizar combustíveis fósseis como backup (integração como sistema híbrido) para operação em períodos sem irradiação solar. O DP é um sistema autônomo, cada módulo possui capacidade entre 5 kW e 25 kW de potência e podem operar de forma individual ou interligados entre si, tornando-se adequados para aplicações em sistemas isolados e geração distribuída.

Nos últimos dez anos vários protótipos com capacidades entre 10 kW e 100 kW, têm sido testados com sucesso. Projetos denominados de Multi-Megawatts, com capacidades maiores do que 100 kW, estão sendo propostos, mas se encontram, ainda, em fase de avaliação na Austrália e nos Estados Unidos (IEA, ETSAP & IRENA, 2013).

2.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS CSP

A operação das plantas CP por mais de 20 anos na Califórnia/EUA contribui fortemente para a comprovação da aplicabilidade dessa tecnologia, tornando-a, como citado anteriormente, a mais madura em relação às outras. Normalmente, as plantas TS não são modulares e com pequenas dimensões deixam de ser competitivas diante das outras tecnologias de concentração. Entretanto, em dimensões adequadas para as suas características e utilizando armazenamento de energia, tornam-se vantajosas pelo maior desempenho e pela facilidade de despacho da energia elétrica gerada.

Nos últimos 15 anos, a tecnologia TS vem comprovando sua viabilidade técnica e potencial econômico, em algumas regiões do mundo. Das plantas TS em construção, destaca-se uma tendência importante na maior capacidade da turbina que chega a atingir 500MW na usina Palen Solar Electric Generating System/USA, com entrada de operação prevista para 2016, (SolarPACES, 2013).

A tecnologia RF é a que apresenta a maior simplicidade na sua concepção devido à forma dos espelhos, estruturas de suporte do receptor fixo e eliminação do uso de óleo térmico e trocadores de calor para geração de vapor. Assim, os custos de investimento são reduzidos significativamente (IEA,2010).

Na Tabela 2-1 estão apresentados os principais parâmetros de desempenho das tecnologias heliotérmicas. Segundo dados do SolarPACES (2013), a média da área específica para as 69 plantas em operação é de 3 ha/MW, com diferenças importantes dentre as quatro tecnologias (Tabela 2-2).

Tabela 2-1: Parâmetros de desempenho das tecnologias heliotérmica; Fonte: IEA, 2010^a, IEA-ETSAP&IRENA, 2013.

	CP		TS	RF	DP
Tipos de plantas	comercial		comercial	demo	demo
Capacidade (MW)	15-80	50-280	50-370	5-30	0,025
Armazenamento térmico	não	sim	não/sim	não	não
Fluido térmico	óleo	óleo	vapor	vapor sat.	-
Temperatura fluido térmico (°C)	390	390	565	250	750
Eficiência (%)	14	14	16	11-13	25-30
Fator de capacidade (%)	25-28	29-43	25-70	22-24	25-28
Fator de concentração	70-80	70-80	1000	60-70	>1300
Área (ha/MW)	2	2	2	2	2
Temperatura do ciclo térmico (°)	380	380	540	250	-
Rede Elétrica (interligado)	sim	sim	sim	sim	sim ou não

Tabela 2-2: Cálculo do uso da terra por tecnologia heliotérmica das plantas em operação; Fonte: elaborada pelos autores com base em SolarPACES (2013)

Tecnologia	Área específica (ha/MW)		
	média	máxima	mínima
calha parabólica	3	6	2
torre solar	5	11	4
disco solar	4	4	4
refletor fresnel	2	4	1

2.3 ESTADO ATUAL DO DESENVOLVIMENTO

O estado atual da tecnologia heliotérmica no país é ainda incipiente. Entretanto, constata-se a implementação de ações estruturantes por órgãos e instituições do Governo Federal em diferentes áreas como

planejamento energético, financiamento e políticas de incentivo que são apresentadas no Capítulo 4. Tais ações se constituem em importante sinalizador para o mercado nacional, universidades e centros de pesquisa da relevância que a geração heliotérmica pode assumir no país em curto e médio prazo.

Como exemplo, da necessidade de aceleração tecnológica requerida em curto e médio prazo, cita-se a inclusão da geração heliotérmica nos Leilões A3 e A5, marcados, respectivamente, para 18 de novembro e 13 de dezembro de 2013. Para o leilão A3, foram cadastrados 10 projetos de geração heliotérmica, totalizando uma potência de 290 MW, sendo oito plantas na Bahia e duas na Paraíba (EPE, 2013). Para o leilão A5, o cadastramento ainda não foi encerrado.

2.3.1 Mercado brasileiro

Embora no território nacional existam regiões privilegiadas quanto ao nível de incidência da irradiação direta normal para instalação de plantas heliotérmicas, a característica renovável da matriz energética brasileira, através da fonte hidráulica, juntamente com os elevados custos da geração elétrica termossolar contribuíram para desestimular iniciativas para investimentos nessa área.

Entretanto, nos últimos anos vem sendo estabelecido no país programas de incentivo e financiamento para a tecnologia heliotérmica e sua cadeia produtiva, apresentados no item 4.2, além do projeto já iniciado de implantação de uma indústria piloto de 1 MWe em Petrolina/PE, através de parceria entre FINEP, Sectec/PE, CEPEL e UFPE. Essas ações são fundamentais para a inserção de uma nova tecnologia no país e criação de um mercado sustentável, contribuindo para o desenvolvimento da indústria nacional e para a formação de recursos humanos.

A seguir, apresenta-se um histórico das principais atividades no Brasil relativas à tecnologia heliotérmica, cujo início ocorreu na década de 80 sendo interrompida em quase toda a década de 90 e com uma retomada crescente de 1999 até os dias atuais. Tais atividades envolvem estudos de prospecção de áreas adequadas para instalação das plantas, estudos de viabilidade técnica, construção de um protótipo de calhas parabólicas e, recentemente, a criação de uma plataforma experimental de energia solar no país, em Petrolina, no Estado de Pernambu-

co, a qual se inicia com a implantação de uma planta piloto de 1MWe interligada à rede elétrica, utilizando calhas parabólicas.

Todos esses projetos de estudos e pesquisa foram ou estão sendo realizados por universidades, órgãos governamentais, concessionárias de energia e parcerias entre empresas privadas e universidades. Outras atividades importantes, nos últimos anos, dizem respeito à projetos de plantas comerciais que estão em planejamento por empresas privadas. É importante ressaltar que, muito recentemente – julho de 2013, foi publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o manual de instruções para cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos heliotérmicos que poderão participar de futuros leilões de energia.

A seguir estão relacionados os principais projetos nacionais de estudos e pesquisas e aqueles em fase de planejamento com objetivos específicos de comercialização de energia.

- » Projeto Cemig e Luz International/Flachgas (Final da década de 1980): Estudo de viabilidade de uma planta solar térmica com tecnologia de cilindros parabólicos na região norte de MG (Janaúba e Janaúria) – Cemig e Luz International/Flachgas. Final da década de 80.
- » Projeto Gerahelio coordenado pelo MME e desenvolvido pelo Cepel com financiamento do GEF/PNUD (1999-2002):
 - Sistemas de Geração Heliotérmica de Energia: A Tecnologia de Disco Parabólico, RT ACME 499/2000.
 - Proposta de Implantação de uma Planta Pré-comercial com Disco Parabólico para Geração Heliotérmica de Eletricidade, RT ACME 797/2000.
 - Perspectivas de Nacionalização dos Componentes do Sistema Disco/Stirling, RT ACME 979/2000.
 - Termo de Referência: Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil – Energia Heliotérmica, RT PER 991/2002.

- Reducing the Long-Term Cost of Solar Thermal Power Generation –State of the Art Survey, RT DG 1069/2002.
- Caracterização de Sítios Potenciais na Região do Semiárido Brasileiro para Implantação de Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica, RT DG 1105/2002.
- » Projeto Aneel/Cemig desenvolvido pelo Cefet-MG (2001-2004): Projeto de uma usina termelétrica experimental utilizando concentradores cilindro-parabólicos, 10 kW.
- » Projeto Cemig desenvolvido pelo Cefet-MG (2004 - 2009): Construção de um sistema otimizado integrado de concentradores cilindro-parabólicos e rastreador solar, 10 kW.
- » Projeto Aneel/Chesf desenvolvido pela UFPE (2006-2011): Geração solar termoelétrica com concentradores de cilindros parabólicos no semiárido do Nordeste do Brasil.
- » Projeto CNPq 472357/2008-5, coordenado e desenvolvido pela UFPE (2008-2010): Concentrador Linear Fresnel para Calor de Processo Industrial até 250°C.
- » Projeto Capes/Programa Pró-Engenharia coordenado e desenvolvido pela UFPE (2008-2013): Sistema de informação geográfica (SIG) para localização de centrais termoelétricas solares de grande porte (100 MWe) no semiárido nordestino.
- » Projeto de pesquisa coordenado e desenvolvido pela UFPE e financiado pela ENERGISA (2011-2015): Implantação e operação de uma rede de medição da irradiação solar direta para o Estado da Paraíba.
- » Projeto de pesquisa – (2011-2014): Desenvolvimento de um sistema para cálculo do potencial de instalação de usinas solares fotovoltaicas (FVs) e termoelétricas solares de grande porte.
- » Projeto SMILE – Sistemas de microturbina Solar-Híbrida para cogeração de Eletricidade e calor para o setor agroindustrial – USP-FZEA/SOLINOVA/ADECARVE/ DLR/BNDES
- Duas plantas piloto, 100 kW, torre central: Caiçara dos Ventos, RN e Pirassununga, SP.
- » Projeto HELIOTERM – (2012-2015): Implantação de uma planta piloto de geração heliotérmica (1 MWe) em Petrolina/Pe. Financiadora: FINEP, Co-Financiadora: Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (Sectec/PE), Executor: CEPEL e Co-Executor: UFPE.
- » Proposta de P&D em elaboração - Planta piloto de 2MWe no norte de Minas para aproveitar o conhecimento acumulado nos desenvolvimentos anteriores relativos ao protótipo de 10 kW. Cemig/Cefet-MG.
- » Projeto ELETROSUL para instalação de quatro estações solarimétricas no Rio Grande do Sul e Mato Grosso do Sul para estudos de viabilidade técnica e econômica de plantas comerciais termossolares de grande escala de concentração solar. O processo licitatório foi concluído em setembro de 2013.
- » Projetos de plantas comerciais com tecnologia de calhas parabólicas divulgados pela Braxenergy: a) Paraíba/Coremas (50 MW), b) Pernambuco/Serra Talhada (2 plantas de 30 MW cada), c) Minas Gerais/Araçuaí (1 planta de 20 MW).

2.3.2 Mercado internacional

O mercado de energia heliotérmica teve o seu crescimento expressivo a partir do final de 2007, quando a capacidade total mundial era de 485 MW, e subiu para 2.550 MW, até final de 2012, representando uma taxa de crescimento anual média de aproximadamente 40%, com crescimento no último ano de 61%, conforme mostrado na Figura 2.2.

A Espanha continua a liderar o mercado com uma capacidade total de 1.853 MW, representando 69,4% da capacidade mundial. Assim como no mercado global, a tecnologia de calhas parabólicas predomina na Espanha com aproximadamente 95% das instalações. Além disso, possui algumas usinas em construção, totalizando 300 MW de potência, com previsão para entrar em operação até o final de 2013.

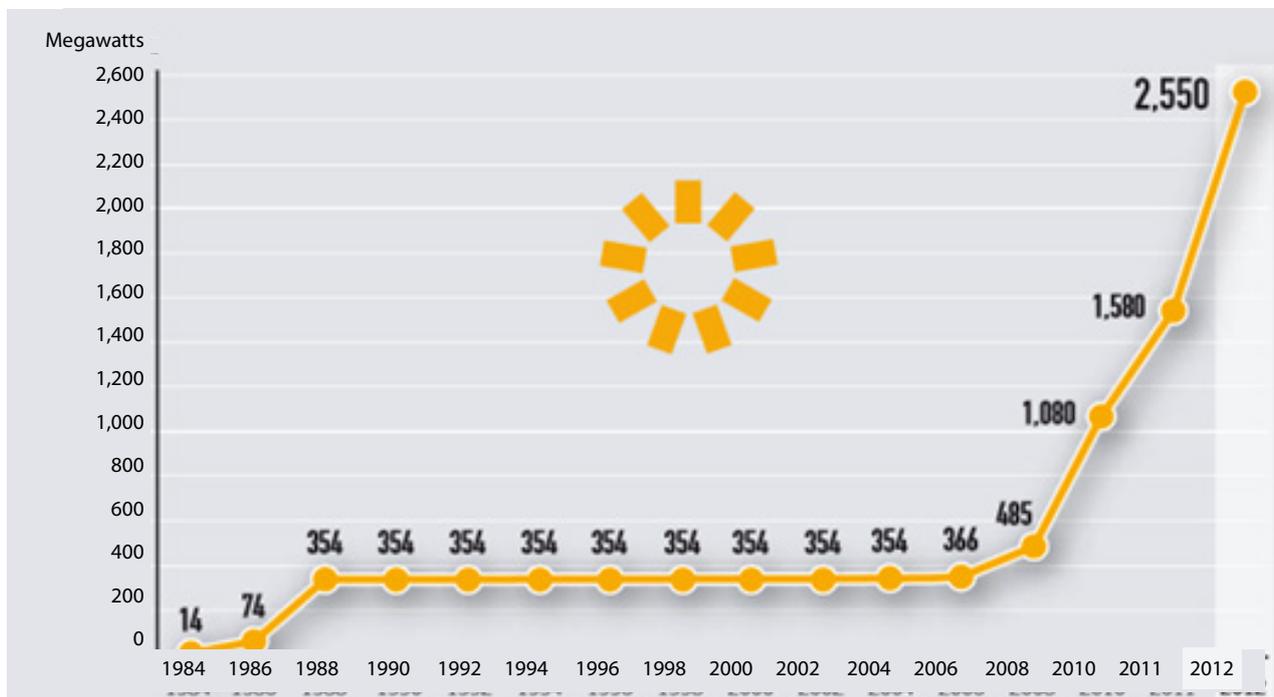


Figura 2-2: Capacidade total instalada de usinas heliotérmicas; Fonte: REN21 (2013)

Os Estados Unidos se mantêm como segundo maior mercado de energia heliotérmica com 515,3 MW de potência instalada até final de 2012 e mais de 1.300 MW em construção, devendo entrar em operação nos próximos dois anos. A usina Solana, com 280 MW de potência, será a maior planta com tecnologia de calhas parabólicas do mundo, após sua conclusão, e a usina Palen Solar Electric Generating System será a maior com tecnologia de torre solar com capacidade de 500 MW (US BLM, 2013).

Além da Espanha e dos Estados Unidos, vários outros países também possuem plantas heliotérmicas em operação, em construção ou projetos para implantação futura. A Austrália possui atualmente 8,5 MW de CSP instalado e 44 MW em construção com previsão para entrar em operação até final de 2013 (SolarPACES, 2013). O Chile instalou a primeira usina heliotérmica da América do Sul, uma unidade de 10 MW para fornecer calor de processo para uma empresa de mineração (REN21, 2013). A Índia possui apenas 2,5 MW de tecnologia heliotérmica em operação, no entanto, existem sete projetos, totalizando 470 MW, previstos para entrar em operação até março

de 2014 (SolarPACES, 2013). Um dos mercados mais ativos em 2012 foi a África do Sul, onde começou a construção de uma planta de 50 MW com a tecnologia de torre solar e outra de 100 MW utilizando a tecnologia de calhas parabólicas, ambas previstas para entrar em operação em janeiro de 2015 (REN21, 2013). A Itália possui apenas uma planta CSP operacional com capacidade de 5 MW, sendo a primeira usina solar a utilizar sal fundido como fluido de transferência de calor (SolarPACES, 2013c). Também possui vários projetos em discussão e em desenvolvimento, principalmente na Sardenha e Sicília. Embora atualmente a Grécia não tenha nenhuma planta heliotérmica em operação ou em construção, recentemente, dois projetos, a serem desenvolvidos na Grécia, foram premiados pela União Europeia no âmbito do programa NER300. O projeto Maximus na região de Florina terá uma capacidade total instalada de 75,3 MW e será composta de 25.160 unidades parabólicas. Por outro lado, o projeto Minos será construído no sudeste da ilha de Creta, com uma capacidade elétrica nominal de 50 MW empregando a tecnologia de torre central. Estes projetos deverão entrar em operação até o final de 2016. Is-

rael possui projetos para duas usinas heliotérmicas, uma empregando a tecnologia de torre solar, com capacidade de 121 MW, com previsão para começar a operação em meados de 2017. A segunda usina, com 110 MW de potência, utilizará a tecnologia de calhas parabólicas (SolarPACES, 2013c).

Vários bancos de desenvolvimento comprometeram fundos para projetos de heliotérmica na região do MENA (Oriente Médio e Norte da África), onde as metas ambiciosas podem resultar em mais de 1 GW de nova capacidade somente no Norte da África nos próximos anos para uso doméstico e de exportação (REN21, 2013). Em junho de 2011 entrou em operação comercial o sistema integrado de ciclo combinado (ISCC) de Kuraymat, no Egito, com uma capacidade de 140 MW, incluindo a cota solar de 20 MW. O Egito está desenvolvendo seu segundo projeto em heliotérmica, uma planta de 100 MW em Kom Ombo, com previsão para conclusão até 2017. A Argélia também possui uma ISCC de 150 MW, que inclui 25 MW de capacidade solar. Marrocos possui uma usina ISCC com uma capacidade de 470 MW, sendo a cota solar de 20 MW, em operação comercial desde 2010, e uma usina em construção desde maio de 2013, com previsão para entrar em operação em 2015, com uma capacidade de 160 MW. Os Emirados Árabes Unidos se juntou à lista de países com utilização da tecnologia em março de 2013, quando a usina Shams 1, de 100 MW, entrou em operação. A Arábia Saudita planeja instalar usinas heliotérmicas para atender a crescente demanda de energia e reservar mais petróleo para a exportação, e a Jordânia está avaliando possíveis projetos (REN21, 2013).

Vários outros países têm pequenas plantas piloto em operação, incluindo a China, França, Alemanha e Coreia do Sul. Muitos outros países, incluindo Argentina e México na América Latina, vários países da Europa e China têm projetos em construção ou indicaram a intenção de instalar usinas CSP.

2.4 VANTAGENS E DESVANTAGENS COMPARATIVAS COM OUTRAS FONTES BRASILEIRAS

Nos últimos anos a penetração das tecnologias renováveis, sobretudo solar e eólica, na matriz elétrica de vários países do mundo, vem crescendo e fazendo surgir questões relativas à escolha daquela mais adequada quando existe disponibilidade suficiente dos recursos naturais exigidos. Dentro deste contexto, o mercado de energia considera três principais fatores para tomada de decisão sobre aplicação das tecnologias de potência, são eles: 1) custo da energia, 2) serviços auxiliares¹, referentes ao recurso de despacho da energia e 3) flexibilidade e capacidade de despacho.

Considerando as incertezas recentes do ambiente econômico global, os investidores do setor elétrico estão atribuindo maior importância ao custo competitivo da energia. Em relação à fonte solar, em 2011, nos Estados Unidos, ocorreu uma mudança repentina dos projetos planejados de plantas heliotérmicas, os quais foram convertidos em projetos de plantas fotovoltaicas exatamente devido às vantagens financeiras até então comprovadas desta tecnologia.

Entretanto, a CSP Alliance², em seu relatório sobre os benefícios de uma planta de concentração solar com armazenamento térmico (CSP Alliance report, 2012), apresenta a seguinte afirmação:

“As plantas heliotérmicas de concentração solar com e sem armazenamento de energia térmica (neste último caso, fazendo uso de sistema híbrido de combustível) são recursos renováveis únicos que fornecem não só energia elétrica limpa, mas também uma gama de capacidades operacionais que permite a continuidade da segurança dos sistemas elétricos de potência”.

Tal afirmação está baseada em estudos recentes que apontam benefícios de natureza econômica e

¹ Serviços auxiliares são serviços para interligação à rede. Constituem, atualmente, um pequeno segmento de custos do sistema de energia da rede elétrica, mas potencialmente uma fonte de receitas significativas para as plantas CSP com armazenamento de energia térmica (CSP Alliance Report, 2012).

² Concentrated Solar Power Alliance (CSPA) é uma organização de advocacia de política pública cujo objetivo é a contribuição para a conscientização e visibilidade da sustentabilidade da tecnologia heliotérmica de concentração solar.

de confiabilidade atribuídos à tecnologia heliotérmica, especialmente quando a planta possui sistema de armazenamento térmico.

Neste item, estão descritas as principais vantagens e desvantagens da tecnologia heliotérmica em relação às fontes de geração elétrica que fazem parte da matriz brasileira, a qual é constituída por usinas hidrelétricas (majoritariamente); por centrais termelétricas nucleares, de combustíveis fósseis e de biomassa e por usinas eólicas. Além disso, estão descritas também as vantagens e desvantagens em relação à tecnologia solar fotovoltaica que, embora não existente na matriz, apresenta grandes possibilidades de penetração no mercado nacional devido ao surgimento recente de ambiente regulatório (normativa da Aneel referente ao sistema de compensação, net metering, e procedimentos simplificados para acesso à rede) e comercial (análises e adaptações de modelos comerciais aplicados em outros países).

Em relação às hidrelétricas, duas vantagens podem ser ressaltadas, a primeira, de ordem ambiental, diz respeito à não necessidade da formação de lagos, evitando grandes impactos no equilíbrio ecológico local e a segunda vantagem trata-se do não esgotamento do recurso natural. Os impactos provenientes da construção e uso da terra, referentes à tecnologia heliotérmica de grande escala podem ser mitigados quando comparados àqueles das hidrelétricas, pois a principal região potencial para a instalação das plantas solares é o semiárido cujas características climáticas limitam, em parte, seu povoamento – mesmo sendo o semiárido brasileiro o mais habitado do mundo (Sá, I. B. et al, 2010). As desvantagens são atribuídas, sobretudo, à eficiência do sistema e aos custos de investimento e da energia gerada não apresentando, ainda, competitividade no mercado de energia.

Quanto às usinas termelétricas operadas com combustíveis fósseis, as vantagens da utilização da fonte solar se referem à sua característica de energia renovável e limpa, evitando a emissão de dióxido de carbono na atmosfera. As desvantagens principais são de ordem econômica, pois as tecnologias heliotérmicas apresentam custos mais elevados de investimento e de energia gerada, não alcançando ainda um ambiente competitivo no mercado nacional.

Quando a comparação é realizada com as fontes renováveis, eólica e solar fotovoltaica, a tecnologia heliotérmica se torna vantajosa devido aos sistemas de armazenamento térmico que podem fazer parte da planta permitindo a produção de energia elétrica mesmo na ausência da irradiação solar (em qualquer hora do dia ou da noite, dependendo do número de horas dimensionado para o sistema). O armazenamento de calor possibilita a flexibilidade de operação e o despacho de energia elétrica, atribuindo confiabilidade à tecnologia.

Vergura e Lameira (2011) realizaram uma análise comparativa técnica-financeira entre um sistema fotovoltaico e um sistema de calhas parabólicas com sistema de armazenamento em um tanque quente que permite produzir a mesma quantidade de energia em períodos de irradiação baixa ou inexistente. As hipóteses estabelecidas para o estudo foram: i) potência instalada de 40 MW para ambos os sistemas e, ii) mesma localidade de instalação – Bari, sul da Itália – estando, assim, as duas plantas sob as mesmas condições ambientais. Os principais resultados estão apresentados na Tabela 2.3, observa-se vantagem da tecnologia heliotérmica no que se refere à maior produção de energia elétrica, devido à existência de armazenamento térmico, o que possibilita maior retorno econômico. As desvantagens são os custos de investimento e de manutenção mais elevados.

Tabela 2-3: Parâmetros para análise comparativa entre planta heliotérmica e planta fotovoltaica

Parâmetros	Planta heliotérmica Calha parabólica	Planta fotovoltaica
Potência instalada (MW)	40	40
Energia produzida (GWh/ano)	168	56
Custo de manutenção	2.600 k€	750 k€
Custo de investimento	3.450,00 €/kWe	1.900,00 €/kWp

A tecnologia fotovoltaica apresenta como vantagem a captação de ambas as componentes da irradiação solar, a direta e a difusa, podendo gerar energia elétrica até em dias nublados. Contudo, hoje, as plantas heliotérmicas são mais econômicas quando comparadas às fotovoltaicas em locais onde o nível de irradiação global anual ultrapassa o valor acumulado de 1300 kWh/m² (CHU e MEISEN, 2011).

2.5 DESCRIÇÃO DE CENÁRIOS PARA A TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA

Os avanços tecnológicos na geração heliotérmica em desenvolvimento, apresentados no item 5.3.1, buscam aliar o aumento da capacidade de geração de energia elétrica e redução de custos (Figura 2 3), principalmente através da operação da usina em níveis de temperaturas mais elevados, além de buscar maiores fatores de capacidade o que tornaria essa tecnologia mais competitiva frente a outras fontes de energia.

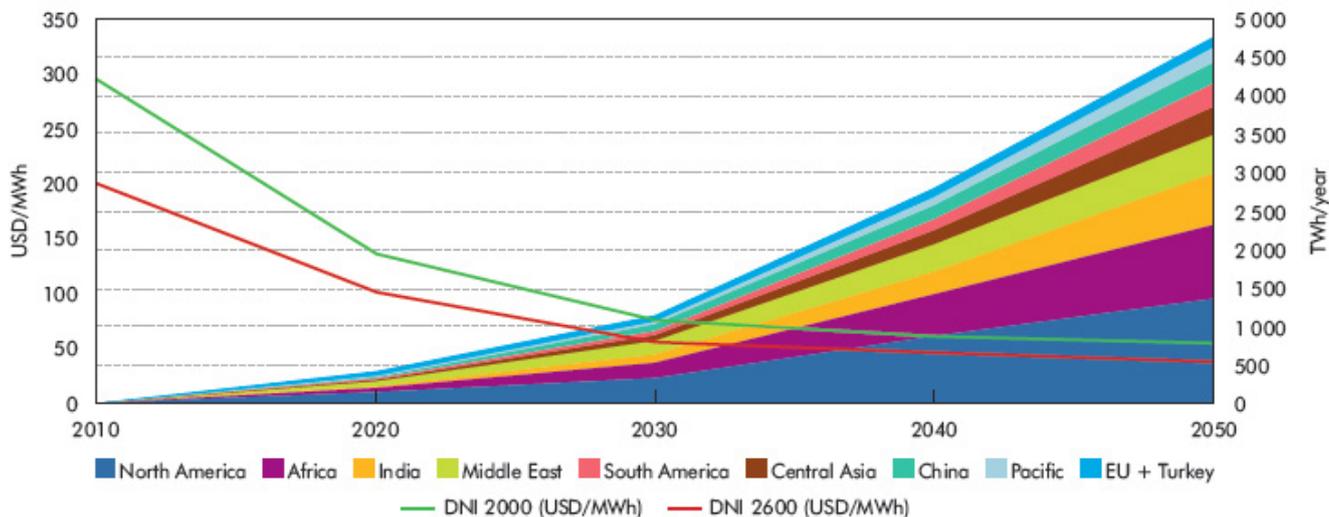


Figura 2 3 Cenário proposto pela IEA para redução de custos e aumento da capacidade instalada de usinas heliotérmicas 2010-2050; Fonte: IEA (2010).

Nesse cenário, destaca-se a liderança esperada para a América do Norte e para a África, onde se identifica importante potencial notadamente na região Norte, visando à exportação da energia elétrica gerada. Na América do Sul, o Chile deve atingir participação significativa nos 250 TWh-ano, esperado

para 2050. No caso brasileiro, se avalia que a geração heliotérmica enfrentará competição com as novas renováveis como a energia eólica e fotovoltaica e, para minimizar tal efeito, recomenda-se que seja dada relevância ao armazenamento térmico nas usinas projetadas.

3 DISSEMINAÇÃO

Nessa etapa do trabalho foi feita uma extensa pesquisa na Plataforma Lattes¹ para identificação dos grupos de pesquisa que atuam em geração heliotérmica e áreas correlatas com linha de corte no ano de 2007, ou seja, priorizando-se os últimos cinco anos. Esse levantamento incluiu também as dissertações de mestrado e teses defendidas nos temas de interesse.

A natureza multidisciplinar da geração heliotérmica e sua complexidade requerem a integração de diversas áreas da engenharia, física, química e meio ambiente. Para a pesquisa, foram definidas as palavras-chave: calha parabólica, cilindro parabólicos, concentradores solares, Fresnel, refletor Fresnel, heliotérmica, solar dish, torre solar, tubo a vácuo e tubo evacuado, superfícies seletivas, superfícies especulares, solar tower, solar tracker, rastreamento solar, rastreamento solar 2- eixos e geração termelétrica.

3.1 GRUPOS DE PESQUISA

A Figura 3 1 mostra os grupos de pesquisa da base de dados corrente da Plataforma Lattes em geração heliotérmica, evidenciando suas parcerias com universidades brasileiras, e em temas correlatos.

Nessa etapa, foi também elaborada uma carta - consulta enviada aos líderes desses grupos de pesquisa para revisão dos itens identificados, eventuais correções e complementação de informações obtidas. Até 03/08/2013, apenas o Grupo FAE, CEPEL e CEFET-MG responderam a carta consulta, sendo as informações prontamente incorporadas a esse relatório. Nos demais casos, foram mantidos apenas os dados obtidos na Plataforma Lattes.

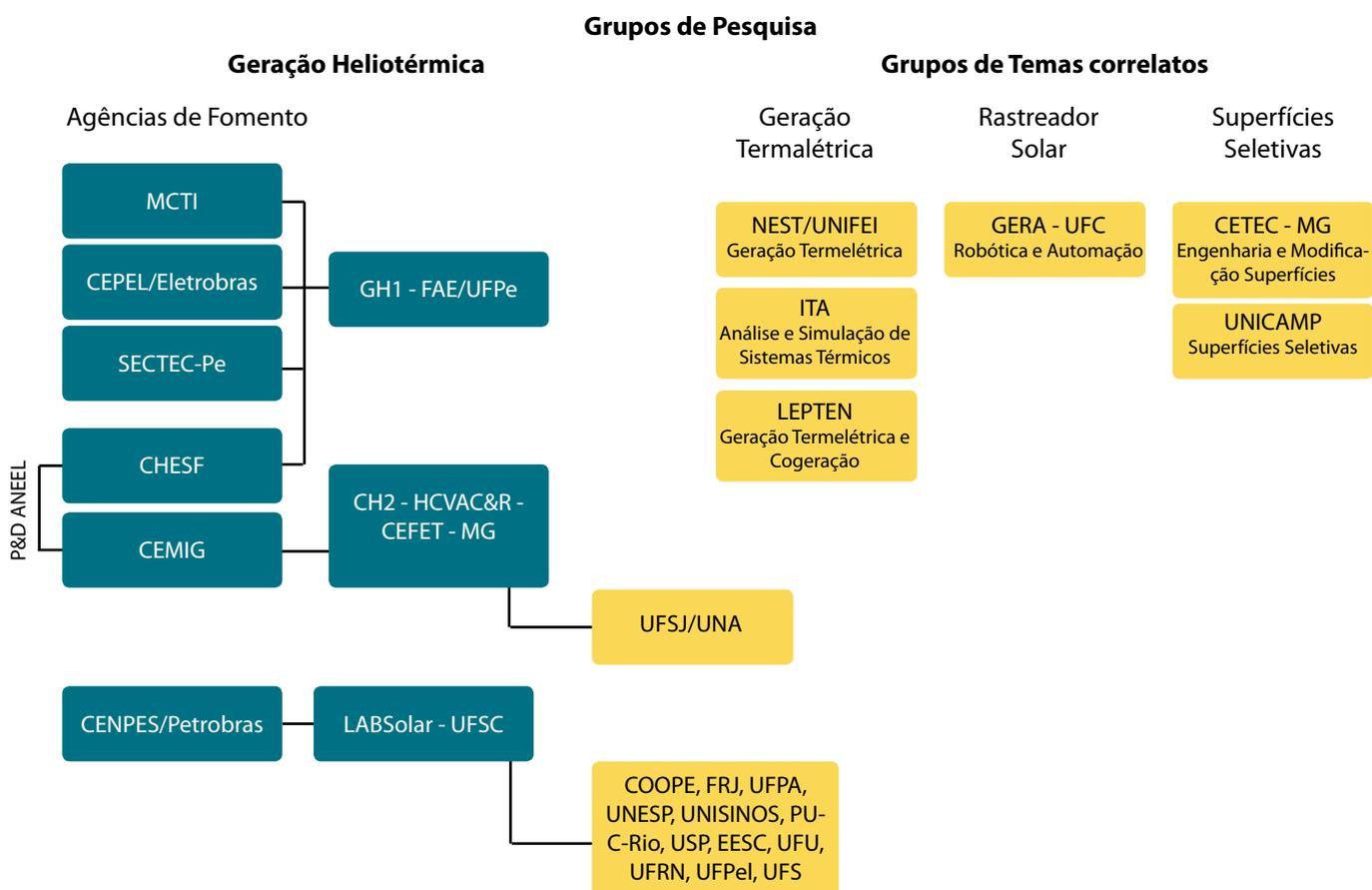


Figura 3 1 Esquema preliminar dos grupos de pesquisa atuantes

¹ A Plataforma Lattes, criada e mantida pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, integra em um único sistema de informações as bases de dados de Currículos, de Grupos de pesquisa e de Instituições atuantes no Brasil, nas áreas de Ciência e Tecnologia

3.1.1 Geração Heliotérmica (HLT)

Grupo HLT-1: FAE/UFPE

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Centro de Energias Renováveis da UFPE (CER-UFPE)
Grupo de Pesquisas em Fontes Renováveis de Energia (FAE)

Coordenador Naum Fraidenraich

Endereço: Av. Prof. Luiz Freire, 1000 - Bairro: Cidade Universitária CEP: 54740-540, Recife/PE

Telefone: (81) 2126 7976 ou 7981

Fax (81) 2126 8252

E-mail: nf@ufpe.br ou tiba@ufpe.br

IDENTIFICAÇÃO DOS TEMAS CORRELATOS À GERAÇÃO HELIOTÉRMICA:

Medição, avaliação e mapeamento do recurso solar; Modelagem de centrais solares termoeletricas do tipo cilíndrico parabólico; Desenvolvimento de componentes e sistemas para o concentrador linear de Fresnel; Análise óptica de cilindros parabólicos e Fresnel linear.

BREVE DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES:

Atividades de orientação no curso de Pós Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da UFPE (PROTEN-UFPE), doutorado e Mestrado. Nível CAPES 5.

Coordenação da área de energia solar no Curso de Graduação de Engenharia da Energia

P&D em Centrais solares termoeletricas cilíndricas parabólicas e temas afins: recurso solar, termodinâmica e óptica dos concentradores.

ESTIMATIVAS DE RECURSOS APLICADOS NO SETOR (HUMANOS, FINANCEIROS, INFRAESTRUTURAL, ETC.):

Área de testes de 2000 m² no campus da UFPE, com cerca de US\$ 400.000 em equipamentos diversos;

Plataforma solar de Petrolina: a) central termoeletrica de 1 MWe em parceria com FINEP/CEPEL/CHESF/SECTEC, R\$ 23.000.000,00 e b) Central FV Tecnológica com 0,5 MW com diferentes tecnologias e Laboratórios, investimento total R\$ 45.000.000,00 CHESF/UFPE/FITEC/UPE.

RECURSOS HUMANOS:

Professores pesquisadores: diretamente envolvidos em CSP (03);

Engenheiros: a) 04 Engenheiros (02 com Mestrado e 02 com doutorado) recebendo bolsas DTI-CNPq em função do projeto termossolar de 1MW

Teses e Dissertações - Concluídos: 02 Teses de doutorado em modelagem de CSP cilíndrico parabólico, 01 Tese em Irradiação solar, 01 Tese em CPV e 02 dissertação em siting em CSP. Em andamento: 01 Tese em óptica de concentradores cilíndricos parabólicos, 01 Tese em siting de CSP, 01 Dissertação em óptica de concentrador Fresnel linear.

03 técnicos de apoio na área de testes do Grupo FAE

PRINCIPAIS PROJETOS E AGÊNCIAS DE FOMENTO / FINANCIADORES:

SIG para estudo de localização de sistemas solares termoeletrico de grande porte (100 MWe) no semi-árido do Nordeste do Brasil.- ANEEL/CHESF - 2013-2016

HELIOTERM 2: Implantação de uma planta piloto tipo Cilíndrico parabólico (1 MWe) na região semi-árida do Brasil (Petrolina), FINEP/CEPEL/UFPE/ SECTEC-PE - 2012 - 2014

Rede de medição solarimétrica no estado de Minas Gerais focando aplicações CSP e CPV, ANEEL/CEMIG/PUC-MG/UFPE - 2011 - 2014

Rede de medição solarimétrica no estado da Paraíba focando aplicações CSP e CPV, ANEEL/ENERGISA/UFPE - 2011 - 2015

Concentrador linear de Fresnel para produção de calor de processo industrial, 472357/2008-5, UFPE / CNPq, 2008 -2011.

Geração solar termoelétrica com concentradores cilíndricos parabólicos na região semiárida do Nordeste do Brasil, ANEEL/CHESEF, 2007-2011

PRODUÇÃO CIENTÍFICA E ACADÊMICA EM TEMAS CORRELATOS:

Os projetos de pesquisa preveem oito teses de doutorado. As dissertações de mestrado já defendidas nos temas de interesse são:

1. Verônica Wilma Bezerra Azevedo. Estudo da localização de centrais termoelétricas solares de grande porte na região do Semiárido. 2010. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas e Nucleares) - Universidade Federal de Pernambuco.
2. Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho. Simulação e análise de sistema de alta concentração de radiação solar. 2010. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas Nucleares) - Universidade Federal de Pernambuco.
3. Carlos Antônio Alves de Oliveira. Desenvolvimento de um protótipo de rastreador solar de baixo custo e sem baterias. 2007. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas Nucleares) - Universidade Federal de Pernambuco.
4. Flávio Áureo Moura Monteiro. Desenvolvimento do sistema de controle de um rastreador solar de baixo custo. 2007. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas Nucleares) - Universidade Federal de Pernambuco.

As publicações do Grupo FAE relativas ao tema são:

Manuel H. O. Pedrosa Filho; Fraidenraich, Naum; O. C. Vilela . Utilização do modelo de identificação de raios (RIAID) para determinação da distribuição de intensidade na região do absorvedor e parâmetros

ópticos de um concentrador cilíndrico parabólico. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 16, p. 08.103, 2012.

TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N. Optical and thermal optimization of stationary non-evacuated CPC solar concentrator with fully illuminated wedge receivers. *Renewable Energy* , v. 36, p. 2547-2553, 2011.

FRAIDENRAICH, N.; OLIVEIRA, C. A. A.; VILELA, O. C.; CUNHA, A.. Analytical modeling of DSG in parabolic trough solar collectors. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 15, p. 03.61-03.67, 2011.

Pedrosa M.; VILELA, O. C.; FRAIDENRAICH, N.. Solução analítica para a distribuição de energia em um absorvedor plano de um concentrador cilindro parabólico. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 15, p. 08.11-08.19, 2011.

TIBA, C.; CANDEIAS, A. L. B; FRAIDENRAICH, N.; BARBOSA, Elielza Moura de Souza; CARVALHO NETO, P. B. de; MELO FILHO, J.B. de. A GIS-based decision support tool for renewable energy management and planning in semi-arid rural environments. *Renewable Energy* , v. 35, p. 2921-2932, 2010.

SIQUEIRA, A. N.; TIBA, Chigueru; Fraidenraich, Naum. Generation of daily solar irradiation by means of artificial neural networks. *Renewable Energy* , v. 35, p. 2406-2414, 2010.

Manuel H. O. Pedrosa Filho ; O. C. Vilela ; FRAIDENRAICH, N. . Avaliação da influência dos desvios ópticos e de rastreamento na concentração do coletor parabólico linear. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 14, p. 04.101-04.108, 2010.

OLIVEIRA, Carlos Antônio Alves; FRAIDENRAICH, N.; O. C. Vilela. Dimensionamento e simulação de uma central solar de 1 MWe com concentradores cilindro parabólicos. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 14, p. 03.115-03.121, 2010.

ROLIM M.M. ; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. . Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. *Solar Energy* , v. 83, p. 126-133, 2009.

Grupo HLT-2: Heating Ventilation Air Conditioning and Refrigeration (HCVAC&R)

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Prof. José Henrique Martins Neto (coordenador)
Endereço: Av. Amazonas 7675 - Bairro: Gameleira
CEP: 30510- 000, Belo Horizonte / MG
Telefone: (31) 3319-5208
E-mail: henrique@des.cefetmg.br

IDENTIFICAÇÃO DA TECNOLOGIA:

Geração heliotérmica, calhas parabólicas, refletores Fresnel, rastreamento solar e tubos a vácuo.

BREVE DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES:

As pesquisas em sistemas heliotérmicos se iniciaram na Instituição (CEFET - MG) ano de 2008, em concomitância à implantação do Programa de Mestrado em Engenharia da Energia (PMEE). Para atendimento à linha de pesquisa denominada "Sistemas Energéticos". O objetivo é desenvolver pesquisas aplicadas experimentais de componentes e sistemas heliotérmicos, bem como simulação numérica em sistemas de concentração solar de média e alta temperatura.

Uma instalação solar denominada "Usina Solar" de 30 kWt de capacidade térmica, formada por três linhas de coletores solares do tipo calhas parabólicas, foi projetada, construída e instalada no Campus II do CEFET - MG Em área aproximada de 400 m², sendo essa instalação fruto de dois projetos anteriores de P&D realizados no período de 2002 a 2007, com fundos da CEMIG.

ESTIMATIVA DE RECURSOS APLICADOS NO SETOR:

Os projetos são geralmente suportados com recursos da CAPES (Editais Pro-Equipamentos dos anos de 2009 a 2013) e fundos da própria instituição, fun-

dos da CEMIG (Projeto UNA), e projetos mais antigos tiveram fundos do CNPq, e FINEP.

RECURSOS HUMANOS:

O Grupo de Pesquisas em HVAC&R dispõe atualmente cerca de 10 pesquisadores atuando em diferentes linhas de pesquisas da área de termofluidos e HVAC&R . Especificamente na área solar existem quatro pesquisadores do CEFET- MG, dois técnicos de nível médio para auxílio em montagens de protótipos, alunos de pós – graduação envolvidos com pesquisas de mestrado, alguns alunos de graduação e de nível técnico, geralmente participantes de trabalhos de iniciação científica

LISTA DE TESES E DISSERTAÇÕES SOBRE TEMAS CORRELATOS:

A instalação protótipo, única do país, tem contribuído desde o ano de 2008 para a realização de pesquisas experimentais aplicadas, envolvendo alunos do PMEE , orientados pelo Prof. José Henrique Martins Neto nesse tema são:

Análise experimental em ambiente de laboratório (indoors) de uma amostra do "elemento de calor", instalado na Usina Solar do CEFET - MG, para determinação das perdas térmicas em diferentes condições de temperatura das superfícies absorvedora e do tubo de vidro, velocidade do ar e temperatura ambiente. STATUS: Trabalho concluído. (2008 - 2010).

Análise experimental em ambiente de campo (outdoors), utilizando metodologia de regime quase estático, para determinação da curva de eficiência térmica dos coletores da Usina Solar do CEFET-MG em função da temperatura de entrada do fluido de trabalho, radiação direta incidente e temperatura do ar ambiente. STATUS: Trabalho concluído. (2009- 2012).

Análise experimental em ambiente de campo (outdoors), utilizando metodologia de regime quase dinâmico, para determinação da energia útil, eficiência térmica e ótica dos coletores da Usina Solar do CEFET- MG em função da temperatura de entrada

do fluido de trabalho, radiação direta incidente, velocidade do ar e temperatura do ar ambiente. STATUS: Trabalho em andamento (2012- 2013).

Projeto, construção e análise experimental e numérica de um protótipo de coletor solar do tipo "Espelhos Lineares de Fresnel" para aplicação em sistemas de ar condicionado com temperatura máxima de 180°C, visando avaliar os diferentes parâmetros, variáveis, e eficiências térmica e ótica. STATUS: Trabalho em andamento (2013 - 2014).

Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico Cemig D - Aneel, intitulado "Desenvolvimento de novos coletores solares para sistemas solares de condicionamento de ar e refrigeração", em parceria com a Cemig Distribuição S/A e Centro Universitário UNA. STATUS: Trabalho em andamento (2013 – 2015)

A produção científica tem sido divulgada em Congressos Internacionais e Nacionais, tais como, CBENS (Congresso Brasileiro de Energia Solar), ENCIT (Encontro Nacional de Ciências Térmicas, COBEM (Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica), ASHRAE Transactions (American Society of Heating Refrigerating and Air Conditioning), MERCOFRIO (Congresso de Ar Condicionado, Aquecimento e Refrigeração), CBEE (Congresso Brasileiro de Eficiência Energética). A nossa intenção é iniciar a preparação de artigos científicos ainda este ano referentes às pesquisas mais recentes na área de concentração solar, mencionadas no item 3, para submissão a periódicos internacionais, como a "Solar Energy".

Grupo HLT - 3: LABSOLAR – Universidade Federal de Santa Catarina

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Prof. Sergio Colle (coordenador)

E-mail: colle@emc.ufsc.br

Endereço: Rua Campus Universitário, 99

CEP: 8804-090 Trindade, Florianópolis /SC

Telefone: (48) 3721-9379 (213) | 3721-9937 (213)

Identificação da tecnologia: Geração heliotérmica - Torres solares e Calhas parabólicas.

Breve descrição das atividades: atuação bastante ampla nas áreas da energia solar e da engenharia térmica.

Estimativa de recursos aplicados no setor (humanos, financeiros, infraestrutura, etc.): não declarado.

Recursos Humanos: Pesquisadores: 11

Produção científica e acadêmica em temas correlatos: os projetos de pesquisa preveem a participação de alunos de graduação (16); do Mestrado acadêmico: (10) e do Doutorado (5).

Dissertações de Mestrado

Marcelo Wendel (2010). Metodologia para simulação transiente de uma pequena central heliotérmica. Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina. Prof. Sergio Colle, D.Sc. – Orientador

Considerações preliminares

1. Para o desenvolvimento da geração heliotérmica no país em escopo e prazos compatíveis ao esperado, devem ser incentivadas parcerias estratégicas entre Universidades, setor de produção de componentes e de serviços de montagens. A associação com centros de pesquisas, cientistas e técnicos internacionais é também altamente recomendável para assimilação e nivelamento do conhecimento de forma mais célere e efetiva.
2. Os três grupos de pesquisa demonstram possuir condições de atuar no desenvolvimento das tecnologias heliotérmicas no país e têm potencial de crescimento dentro das suas universidades com grupos de trabalho afins, embora a produção acadêmica seja ainda modesta, assim como o número de pesquisadores efetivamente envolvidos no tema.

3. O Grupo HLT-1 (FAE/UFPE) tem grande experiência em irradiação solar e atualmente coordena o Projeto HELIOTERM, mas com base nas informações disponibilizadas na Plataforma Lattes entende-se que outros grupos precisam participar no que tange a área relativa ao bloco de potência. O FAE declara manter atividades de P&D em colaboração com instituições internacionais (2), cientistas internacionais (5) e concessionárias de energia elétrica (4). Infelizmente, não há ainda parcerias estabelecidas com universidades nacionais.
4. O Grupo HLT-2 (CEFET-MG) tem conhecimento prático na fabricação das calhas parabólicas e de projetos de geração heliotérmica, adquiridos no desenvolvimento dos P&D CEMIG Aneel que tratam da construção da UTS-CEMIG-CEFET/MG, destacando-se também a experiência do Prof. Poluceno nas áreas de geração de vapor e de potência elétrica. Colaboração com universidades nacionais (2).
5. O Grupo HLT-3 (LABSOLAR/UFSC) demonstra experiência nas áreas de interesse e integra o LEPTEN, que declara um grande número de parcerias com universidades nacionais (11), empresas (21), instituição de pesquisa nacional (1), concessionárias de energia elétrica (4) e cooperações internacionais (13). Embora no passado, o grupo tenha apresentado dificuldade sem relação ao trabalho cooperativo com outros grupos no Brasil.

Os demais grupos identificados estão relacionados no Anexo 1.

3.2 EMPRESAS DE CONSULTORIA

Foram identificadas duas empresas de consultoria com potencial para trabalhar em parceria com os grupos de pesquisa na implantação de projetos de demonstração como protótipo e em escala real e

que participaram da consulta prévia, sem entretanto retornar o questionário encaminhado.

3.2.1 GT2 Energia

A empresa GT2 Energia iniciou suas atividades em 2009, dentro de um grupo de pesquisa da PUC-Rio, e consolidando sua experiência a partir de um grande número de P&Ds realizados juntamente com o setor de energia elétrica.

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Sandro Barros Ferreira (diretor)

Endereço: Av. das Américas 500, bloco 15/201

CEP: 22640-100, Rio de Janeiro / RJ

Telefone: (21) 3203-0565 / 0566 / 0567

Fax: (21) 3203-0564

E-mail: sbferreira@gmail.com

Identificação da tecnologia: geração termelétrica

Breve descrição das atividades: a empresa presta serviços aos diversos segmentos do setor de energia, da produção ao uso final, incluindo geração e distribuição de energia elétrica, sistemas para produção de petróleo e gás natural, refino, uso final de combustíveis fósseis e renováveis. Atualmente a empresa desenvolve o projeto de um simulador de usina termelétrica que representa o comportamento de todos os equipamentos presentes no processo de geração de uma termelétrica de ciclo combinado

Estimativa de recursos aplicados no setor (humanos, financeiros, infraestrutural, etc.)

Recursos Humanos: Equipe própria: 10; Colaboradores: 7 e Estagiários: 3.

Lista de projetos e serviços: Controle e automação; Anteprojeto e engenharia básica; Estudos elétricos; Projetos conceituais e básicos de centrais termelétricas e de instalações de cogeração; Especificação de equipamentos; Balanços de massa e de energia; Fluxogramas de engenharia; Fluxogramas de pro-

cesso; Estimativa de custos operacionais; Estudos de viabilidade técnica e econômica; Otimização e avaliação de desempenho de processos; Simulação de esquemas térmicos e elétricos; Pareceres técnicos; Otimização do uso de energia e de energéticos; Desenvolvimento de softwares customizados; Due diligence; Avaliação de empreendimentos; Análise termoeconômica; Treinamentos e Consultorias.

3.2.2 ENERCONS

A empresa ENERCONS foi constituída em 2000, com objetivo de prestar serviços técnicos especializados de consultoria, desenvolvendo seus próprios projetos para geração, transmissão, distribuição e utilização eficiente de energia de origem hidráulica, biomassa, gás natural e eólica, na qualidade de investidora e sócia técnica.

Em 2007, foi criada a Enerbios Consultoria em Energias Renováveis e Meio Ambiente Ltda., empresa do grupo Enercons, que tem como principal seguimento de atuação os serviços técnicos especializados de engenharia elétrica, consultoria e projetos de produção, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica de origem térmica, hidráulica, eólica, solar e outras.

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Dr. Ivo Augusto (diretor)

Endereço: Av. Cândido de Abreu, 526

Conjunto 211 - Torre B, Curitiba/ PR

Fone: (41) 3023-4344

Identificação da tecnologia: elaboração de projetos executivos de termelétricas sustentáveis (no portfólio da empresa é citada a energia solar, mas não foi possível ainda identificar nenhum projeto nessa área).

Breve descrição das atividades: os serviços prestados pela empresa atendem todos os subprojetos de engenharia, como estrutural civil, elétrico, eletromecânico, mecânico, fundações, ou em cada um deles, de

forma individual, compondo parte da equipe técnica do empreendedor. Os projetos para termelétricas sustentáveis (a partir de resíduos sólidos urbanos e da indústria madeireira) totalizam 132MW.

Lista de projetos e serviços: Projetos de Geração de Energia Renovável (pequenas centrais hidrelétricas, inventários hidroenergéticos; estudos de viabilidade econômica de centrais hidrelétricas; projetos de parques eólicos; termelétricas a combustíveis renováveis). Estudos e projetos em eficiência energética para indústria, comércio e prédios públicos. Serviços e projetos elétricos e mecânicos.

3.3 Empresas EPC

As empresas tipo EPC - E (Engenharia), P (Procurement/Suprimento) e C (Construção) - possuem uma cadeia produtiva muito bem estabelecida no país no que se refere à geração termelétrica, sendo que, em alguns casos, tem-se iniciativas importantes no uso das energias renováveis, sobremaneira com a utilização de biomassa. Começa a se observar também movimentos ainda incipientes em relação à energia eólica e à própria energia solar, conforme detalha o Anexo 2.

Essas empresas participam do Centro de Excelência em EPC também conhecido por CE-EPC, organização da sociedade civil de interesse público, formada por três Operadoras de Óleo, Gás e Energia (Petrobras, Shell e Statoil); 28 empresas da cadeia de EPC e 21 Universidades e/ou Centros de Ensino nacionais. Sua proposta é tornar a indústria brasileira associada à cadeia produtiva de EPC do segmento de óleo, gás e energia, competitiva e sustentável em termos mundiais.

Dentre as 28 empresas de EPC, identificou-se que 15 empresas já possuem experiência declarada em projetos de geração termelétrica, sendo empresas de capital 100% nacionais, inclusive com atuação em outros países, mas também empresas internacionais com escritórios e equipes atuantes no Brasil.

3.4 INDÚSTRIAS E ASSOCIAÇÕES INDUSTRIAIS

O Jornal da Energia² cita todas as associações percententes à geração de energia elétrica no país e cuja relação completa é apresentada no Anexo 3. O site da ABIMAQ apresenta apenas empresas de aquecedores solares de baixa temperatura.

A ABDIB (Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base) possui 130 empresas associadas que foram pesquisadas, sendo identificadas sete empresas internacionais, com escritório no Brasil, e que trabalham efetivamente com geração heliotérmica.

3.4.1 ABB

A empresa fornece energia e soluções completas de automação para as principais tecnologias de plantas heliotérmicas. O portfólio oferece: HVDC (high-voltage direct current); conexão à rede; motores, geradores e drives; produtos e sistemas de baixa tensão e rastreadores solares (com incerteza da ordem de 0,0003° na correção dos dois eixos obtido com o AC500 PLC da ABB e algoritmo do NREL-SPA).

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Endereço: Av. dos Autonomistas, 1.496

Bairro Osasco /SP CEP: 06020-902

Telefone: (11) 3688-9111

Fax: 55 11 3688-9923

Site: <http://www.abb.com.br/industries/pt/9A-AC166913.aspx?country=BR>

3.4.2 ABENGOA Concessões Brasil Holding S.A.

A Abengoa Brasil atua no grupo de negócio de engenharia, construção e infraestruturas de tipo concessional da Abengoa, se propondo a aplicar soluções tecnológicas inovadoras para o desenvolvimento sustentável nos setores de energia e meio ambiente, com geração de eletricidade em plantas heliotérmicas, produção de biocombustíveis, reci-

clagem de resíduos industriais e processos de des-sanilização da água do mar. A empresa foi pioneira em tecnologia heliotérmica, responsável pela construção e operação da primeira central heliotérmica com tecnologia de torre em escala comercial (PS10 em Andaluzia/Espanha) e pela implantação da planta heliotérmica do mundo no Arizona/Estados Unidos, com potência nominal de 280 MW, iniciada no final de 2010.

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Endereço: Av. Embaixador Abelardo Bueno, 199, 4o andar - Ed. Office Park Center, Bairro Barra da Tijuca

CEP: 22775-040 - Rio de Janeiro/RJ

Telefone: (21) 3216-3300

Site: www.abengoabrasil.com

3.4.3 ALSTOM

Alstom Thermal Power e Alstom Renewable Power oferecem no setor Thermal Power um portfólio para indústria de tecnologias térmicas – carvão, gás, petróleo e nuclear – com projetos de usinas de energia turnkey, serviços de geração de energia e sistemas de controle da qualidade do ar. No setor Renewable Power, oferece a gama mais abrangente de soluções de geração de energia renovável: hidrelétrica, eólica, geotérmica, biomassa e solar.

Publicado em <http://www.jornaldaenergia.com.br/associacoes.php>

Endereço: Avenida Embaixador Macedo Soares,

10.001 - Edifício 41, Vila Anastácio

CEP: 05095-035, São Paulo/SP

Site: www.alstom.com.br

3.4.4 CH2M HILL

A empresa apresenta em seu portfólio expertise em energia solar concentrada para geração heliotérmica e plantas fotovoltaicas, oferecendo um conjunto completo de especialização que inclui a avaliação do local, design, engenharia, compras, construção, colocação em operação e comissionamento de serviços.

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Colleen Campbell (Business Development Director)
- Solar Design & EPC
+1.720.286.4310
E mail: Colleen.Campbell@ch2m.com

Endereço: Rua do Rócio, 351 - cj. 61/62, Vila Olímpia
CEP: 04552-000, São Paulo/SP
Telefone: (11) 3040-0800
Fax: 55 11 3040-0831
Site: <http://www.ch2m.com/corporate/markets/energy/solar.asp>

3.4.5 GENERAL ELETRIC DO BRASIL S.A.

A GEPower & Water fornece tecnologias de geração de energia e processos de água, incluindo fontes renováveis, como eólica e solar; biogás e combustíveis alternativos; carvão, petróleo, gás natural e energia nuclear. A unidade de negócio Power & Water da GE produz turbinas a gás aeroderivadas, motores a gás; energia nuclear; serviços de geração de energia, energia renovável, produtos térmicos e tecnologias de processo e água.

Endereço: Av. das Nações Unidas, 8501 - 4º andar
CEP: 05425-070, São Paulo/SP
Fone: 55 11 3067-8016
Fax: 55 11 3067.8017
Site: www.ge.com.br

3.4.6 HATCH Engenharia e Consultoria LTDA

A empresa tem grandes projetos de geração heliotérmica no Canadá e na África do Sul através do Hatch's Environmental Services Group. A empresa fornece serviços nas diferentes fases do processo de planejamento e design; a saber: avaliação instalação solar; aquisição; estudos de viabilidade; avaliação de impacto ambiental; pré-qualificação; projeto executivo; permissionamento; engenharia geotécnica; due diligence; estudos especiais; fundação

e projetos civil e estrutural; avaliação de interconexão e de engenharia; inspeção; gerenciamento de projetos; gestão da construção; logística; testes de campo e comissionamento.

A empresa cita em seu portfólio, o projeto realizado em nível conceitual (FEL 1/FEL 2) para seleção da tecnologia mais viável e opções de integração para a planta Solar/Combined-Cycle Gas Turbine Hybrid Power Generation And Solar Desalination Facility a ser instalado na Austrália para a Acquasol Infrastructure Ltd, entre outros.

Endereço: Rua Gomes de Carvalho, 1195 - 3º andar
CEP: 04547-004 São Paulo/SP
Fone: 55 11 3053-8090 Fax: 55 11 3053-8091
Site: www.hatch.com.br
Contato Solar na América Latina
Mario Marchese (Director, Energy)
Tel: +562 430 2627

3.4.7 SIEMENS LTDA

A empresa oferece em seu portfólio solução completa que inclui todos os componentes do bloco de potência para o ciclo de água / vapor em geração heliotérmica com tecnologias de calhas parabólicas, torre central e refletores Fresnel em plantas solares e híbridas. A Siemens possui também Solar Tracking Control System para rastreamento solar com precisão em um e dois eixos.

Em SolarPACES (2013), para apenas 26 plantas heliotérmicas em operação é mencionado o fornecedor das turbinas do bloco de potência e, desse total, a Siemens tem participação bastante expressiva em 21 dessas plantas, ou seja, 80,7% do total.

Endereço: Av. Mutinga, 3.800
CEP: 05110-901, São Paulo/SP
Telefone: (11) 3908-2208
Fax: (11) 3906-7283
Site: <http://www.energy.siemens.com/br/en/renewable-energy/solar-power/>

3.5 INSTITUIÇÕES GOVERNAMENTAIS

O governo brasileiro, visando organizar suas ações com relação a essa problemática, elaborou o Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC. Esse Plano se constitui em um marco relevante para a integração e harmonização de políticas públicas, no sentido de incentivar o desenvolvimento no Brasil de ações colaborativas ao esforço mundial de combate ao aquecimento global e criar as condições internas para o enfrentamento de suas consequências.

O Plano define linhas gerais de ação para a mitigação e a adaptação à mudança do clima, tendo como um dos seus pilares a manutenção da matriz energética brasileira de baixa emissão de gases de efeito estufa. O PNMC reconhece, ainda, a necessidade de estímulo ao aumento da participação de diferentes fontes de energia renováveis e de esforço incremental na busca da eficiência energética e da conservação de energia.

O Decreto no 7.390/2010, que regulamentou a Lei, definiu que o Plano Nacional sobre Mudança do Clima, um dos instrumentos da Política, composto pelos planos de ação para prevenção e controle do desmatamento nos biomas e pelos planos setoriais de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas. Para a área energética, o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE se constitui seu plano setorial com a potencialização de ações de incentivo ao uso eficiente da energia e combate ao seu desperdício, como preconiza o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf).

Outro pilar das ações coordenadas do Governo Federal foi a elaboração do Plano Brasil Maior, plano de inovação do país e que envolve vários ministérios e órgãos de Governo. O documento apresenta um conjunto inicial de medidas políticas que serão complementadas ao longo do período de 2011 a 2014, referentes aos setores: industrial, de tecnologia, de serviços e de comércio exterior. Dentro da

relação das diversas oportunidades existentes para o crescimento do país, destaca-se a abundância de recursos naturais, domínio tecnológico e capacidade empresarial em energias renováveis. No âmbito da dimensão estruturante estabelecida no Plano, serão concebidos projetos e programas acordados entre o governo e o setor privado. O desenvolvimento das cadeias de suprimento em energia faz parte de uma das diretrizes deste plano e identifica, como prioridade, os segmentos de petróleo, gás e energias renováveis, incluindo a fonte solar. A produção sustentável é um tema da dimensão sistêmica, outra dimensão contida no Plano, e tem como objetivo orientar o estabelecimento de estratégias e ações, dentre elas:

“... os estímulos ao desenvolvimento e à adoção de fontes renováveis de energia pela indústria (em consonância com a Política Nacional de Mudança do Clima e com a Política Nacional de Energia)”.

Além disso, de acordo com as metas estabelecidas, destaca-se: “produzir de forma mais limpa: diminuir o consumo de energia por unidade de PIB industrial”, sendo o consumo de energia normalmente expresso em tonelada equivalente de petróleo (tep). Segundo a Cartilha Brasil Maior (2011), no ano base 2010 esse valor foi de 150,7 tep por milhões de reais e estima-se, para 2014, atingir-se 137,0 tep por milhões de reais, ou seja, uma redução de 9% em quatro anos.

O Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), de acordo com o documento referente à estratégia nacional de CT&I (Estratégia Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação, 2011), período 2012 a 2015, apresenta dentro dos programas prioritários para os setores portadores de futuro, o fomento da economia verde - onde está incluído um item sobre energia renovável com o seguinte objetivo: “Desenvolver tecnologias para as cadeias produtivas de biocombustíveis e de outras energias renováveis, com vistas a diversificação e preservação de sua participação na matriz energética brasileira, garantindo segurança e

eficiência energéticas”. Neste contexto, as estratégias associadas à energia solar são: “a) desenvolvimento da cadeia de energia fotovoltaica até o grau solar e implantação de plataforma de pesquisa com usina heliotérmica de 1 MW; b) apoio à inovação tecnológica industrial em partes, peças e sistemas em hidroeletricidade, energia solar, eólica e de biomassa, c) desenvolvimento de tecnologias voltadas ao aumento da segurança energética, a inovação em eficiência energética, transmissão de energia elétrica e redes inteligentes de energia (smart grid)”.

A FINEP, Agência Brasileira de Inovação, vinculada ao MCT&I, aprovou em agosto de 2012, através do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), o projeto HelioTerm - implantação de uma planta piloto de geração heliotérmica em Petrolina, na região do semiárido do Brasil. Este projeto tem como executor o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobrás Cepel), como co-executor a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e como co-financiadora a Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (Sectec/PE).

Além disso, foi criado o programa Inova Energia, denominado formalmente de Plano de Apoio à Inovação Tecnológica no Setor Elétrico, o qual trata de uma iniciativa de fomento à inovação e ao aprimoramento da integração dos instrumentos de apoio disponibilizados pela Finep, pelo BNDES e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O programa conta com R\$ 1,2 bilhão da Finep, R\$ 1,2 bilhão do BNDES e R\$ 600 milhões da Aneel. Seu objetivo é fomentar planos de negócios que contemplem atividades de pesquisa, desenvolvimento, engenharia e absorção tecnológica; produção e comercialização de produtos; e processos e serviços inovadores nas seguintes linhas temáticas: Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids) e Transmissão em Ultra-Alta Tensão (UAT); Geração de Energia por meio de Fontes Alternativas; Veículos Híbridos e Eficiência Energética Veicular.

Existe um acordo de cooperação técnica, firmado, em dezembro de 2010, pelos Ministérios de Minas

e Energia e de Ciência, Tecnologia e Inovação cujo objetivo é o desenvolvimento científico e tecnológico do aproveitamento de energia solar com foco em heliotérmica. Neste documento está prevista a elaboração de projetos piloto, de pesquisa e demonstrativos, capacitação técnica e de acordos nacionais e internacionais. Uma ação importante realizada pelo governo federal, através do MME com representação técnica do Cepel, foi a retomada da participação do Brasil como país membro do Solar-PACES em 2011.

No Plano Decenal de Energia 2021, desenvolvido pelo MME e EPE (Empresa de Pesquisa Energética), no que diz respeito ao parque gerador planejado, considera-se a expansão de outras fontes renováveis como solar fotovoltaica, ressaltando que para as centrais heliotérmicas visualiza-se a necessidade de aperfeiçoamento tecnológico de componentes e de forte redução de custos para apresentarem competitividade com as outras fontes no período decenal (Plano Decenal, 2021). A EPE tem um papel importante na inserção da energia heliotérmica na matriz elétrica, uma vez que é responsável pelos principais estudos que subsidiam o planejamento de energia do país. Em maio de 2012, elaborou a nota técnica denominada “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, a qual considera a tecnologia fotovoltaica e heliotérmica. Recentemente, julho de 2013, elaborou o manual de instruções para cadastramento e habilitação de empreendimentos heliotérmicos referente à participação dessa tecnologia nos leilões A3 e A5 de 2013.

Nessa linha, destaca-se recente iniciativa da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, de buscar o cadastramento de interessados em formar parcerias através de consulta pública, na modalidade de consórcio, visando empreendimentos de geração eólica e solar (fotovoltaica e heliotérmica), para participação nos Leilões A-3 e A-5 da ANEEL. Caso o consórcio tenha êxito nesses leilões, será constituída Sociedade de Propósito Específico com vistas à comercialização de energia no mercado livre.

4 QUADRO REGULAMENTAR

Políticas governamentais de incentivos têm se mostrado essenciais para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia elétrica em todo o mundo. Diversos líderes mundiais em energias renováveis, incluindo Alemanha, China, Itália, Estados Unidos e Espanha, somente alcançaram tal posição em razão de terem implementado políticas de incentivo amplas e com metas bastante ambiciosas.

Como exemplo, pode-se citar o mercado alemão de energia solar fotovoltaica. Segundo o relatório da EPIA (2013), a Alemanha em 2012 foi líder mundial pela sétima vez em 13 anos com a instalação de novos sistemas fotovoltaicos que totalizaram 7,6 GW. A China ficou em segundo lugar (5 GW) seguida pela Itália (3,4 GW) e USA (3,3 GW). A capacidade fotovoltaica instalada na Alemanha subiu de 100 MW em 2000 para 25 GW no final de 2011, cujo resultado é fortemente atribuído à Lei de Energias Renováveis (LER), criada no ano de 2000. A lei instituiu uma série de políticas e instrumentos de fomento às energias renováveis, mas o principal foi o sistema de tarifa Feed-in (FIT), estabelecendo garantias por contrato para que o produtor de energias renováveis possa vender a energia gerada a um preço fixo por um período de tempo determinado. A tarifa cobrada é dependente da tecnologia utilizada, do ano do início da operação e do tamanho da planta. As tarifas são ajustadas em intervalos regulares de forma a adaptar-se às exigências das tecnologias e dos seus mercados, possibilitando, por exemplo, o aumento da tarifa de energia de uma determinada tecnologia, e, desta forma, criando um incentivo para sua expansão, segundo Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany (2007).

4.1 MARCOS REGULATÓRIO

No que tange a energia heliotérmica, vários países estabeleceram marcos regulatórios e incentivos dedicados para estimular a implantação dessa tecnologia. Os dois maiores mercados de energia he-

liotérmica, Espanha e Estados Unidos, são exemplos bem sucedidos da adoção de políticas públicas de incentivo.

4.1.1 Espanha

A Espanha foi o primeiro país a introduzir o sistema de tarifação Feed-in para energia solar térmica, em setembro de 2002. Esse sistema de tarifação, considerado o modelo mais bem sucedido do mercado, concedia um prêmio de € 0.12/kWh da eletricidade produzida em centrais heliotérmicas com até 50 MW de potência instalada. Porém, verificou-se que esse incentivo não era suficiente para alavancar os projetos. O Decreto Real (D.R.) 436/2004 autorizou os produtores a vender a energia gerada por fonte renovável ao distribuidor ou diretamente ao mercado. Em ambos os casos, o incentivo foi atrelado à Tarifa Média da Eletricidade (TME). Este decreto também aumentou a tarifa Feed-in relativa à geração heliotérmica para € 0.18/kWh. Em 2007, outra revisão foi feita na lei, com a homologação do D.R. 661/2007, o qual dissociou o apoio às fontes renováveis de energia da TME e atrelou ao Índice de Preços ao Consumidor (IPC), além de instituir um sistema cap-and-floor para o prêmio sobre o preço de mercado da eletricidade. Nesse caso, o produtor podia optar por vender a sua energia por uma tarifa regulada ou por vender essa energia diretamente no mercado diário, no mercado de futuros ou por meio de um contrato bilateral, sendo o preço de mercado acrescido de um prêmio negociado. Nessa modalidade, eram definidos os limites inferior e superior que protegia o produtor quando os preços de mercado eram muito baixos, e eliminava o prêmio, quando o preço de mercado era suficientemente alto para garantir a rentabilidade do investimento. Neste decreto, o FIT para plantas heliotérmicas foi aumentado para € 0.27/kWh durante os primeiros 25 anos de operação.

Em dezembro de 2009, o Decreto-Lei Real 6/2009 introduziu a exigência de um pré-registro para as novas instalações heliotérmicas. Foram incluídos 51

projetos, totalizando 2.355 MW. De acordo com a legislação, as plantas registradas poderiam aderir ao sistema de subsídio em quatro fases a partir de 2010 até o final de 2013. Em janeiro de 2012, o sistema FIT foi cancelado pelo governo para novos empreendimentos e, cortes retroativos veem sendo aplicados em empreendimentos renováveis. O último pacote de medidas data de 12 de Julho de 2013.

A despeito de tais medidas, o SolarServer (2013) destaca que, em agosto de 2013, a energia solar fotovoltaica e a geração heliotérmica forneceram 4,2% e 3,3% 7,4% da eletricidade gerada na Espanha, respectivamente.

4.1.2 Estados Unidos

Marinot et al (2003) apresentam uma avaliação geral das políticas de energias renováveis nos Estados Unidos e de sua evolução nos últimos 25 anos, que compreende três fases distintas. A primeira fase, de 1978 a 1990, inicia com o Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA), política que representou a introdução da tarifa Feed-in, conceito posteriormente difundido em outros países. Como resultado da interpretação do PURPA e de incentivos fiscais favoráveis na Califórnia, os autores identificam a instalação de 12.000 MW de energia renovável nos anos 1980.

A segunda fase, que se prolongou até 1997, ficou conhecida como “era pós- PURPA” e corresponde ao período de reestruturação do setor de energia elétrica, revogação de incentivos federais e estaduais e preços muito baixos do gás natural. A estagnação do mercado de energia renovável nos país nessa fase levou a uma quebra de continuidade importante na curva de aprendizagem das tecnologias renováveis.

Na terceira fase, com início por volta de 1997, o quadro regulamentar nos Estados Unidos é baseado em um sistema de cotas, “Renewable Portfólio Standard” (RPS), combinado com uma variedade de outros in-

centivos, como garantias de empréstimos, subsídio ao investimento inicial, fundos de investimento para energias renováveis, dedução no imposto de renda, esquemas de depreciação acelerada etc. O sistema de cotas é um instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis. As empresas que cumprirem as metas recebem certificados que podem ser vendidos para aquelas que não obtiverem êxito em tal intento. Nos Estados Unidos, o percentual mínimo de energias renováveis que deve ser comprado pela concessionária varia de 1% a 20%, dependendo do estado. Uma característica importante do sistema RPS é sua implementação por meio de Certificados Comercializáveis de Energia Renovável, os quais facilitam o cumprimento das metas. Essa política tem sido considerada como central para incentivar o desenvolvimento de energias renováveis nos Estados Unidos devido à sua ampla adoção. Dos 36 estados norte-americanos que promulgaram o sistema RPS até 2010, 16 têm disposições que exigem um nível específico de energia solar. Estes estados incluem Califórnia, Nevada, Arizona e Flórida (US-DOE, 2013). Com relação à geração heliotérmica, até outubro de 2011, nos Estados Unidos havia 514 MWe de potência em operação e 1.059 MWe em construção e 7.756 MWe CSP planejados (SEIA, 2011b). Tal fato se justifica pelas políticas atuais de incentivo especificamente para heliotérmica vigentes nesse país (SORIA, 2011).

4.1.3 Brasil

No Brasil, a geração heliotérmica, devido ao seu alto custo, ainda não tem perspectiva de aplicação comercial de forma competitiva em curto prazo (MME, 2012) e, portanto, não existe um quadro regulamentar destinado especificamente a essa tecnologia. Contudo, a Resolução Normativa (RN) nº 481, de 17/04/2012, publicada pela ANEEL, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de

distribuição, para empreendimentos com base em fonte solar, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30 MW. Esta RN estipula o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TU\$, sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. Além disso, há a isenção de PIS/COFINS para projetos de infraestrutura (limitado a 5 anos da data de criação do REIDI) e isenção da obrigação de investimento em P&D, que representa 1% da receita operacional líquida (Lodi, 2011).

A experiência e a prática de incentivo nos países com maior expressividade na instalação de sistemas de geração heliotérmica devem ser usadas como base para o desenvolvimento de políticas regulatórias. Além disso, o Brasil já possui algumas experiências de incentivo às fontes renováveis de energia, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e os leilões de energia eólica e biomassa, que podem ser adaptados ao sistema de geração heliotérmica.

Em abril de 2002, sob a Lei nº 10.438, foi estabelecido, no âmbito do Ministério de Minas e Energia – MME, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, considerado o maior programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. Este programa foi criado com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O Proinfa exigia, ainda, a nacionalização de 60% dos custos de construção dos projetos, promovendo importante aceleração tecnológica no país e maior inserção de pequenos produtores de energia, o que contribuiu para a diversificação dos agentes do setor.

A primeira fase do Programa previu a implantação 3.3 GW de capacidade instalada, com garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.), sendo os custos repassados aos consumidores finais por meio das revisões tarifárias. Assim, o Proinfa foi um marco importante para o fomento às fontes renováveis de energia e, até final do mês de agosto de 2012, foram instaladas 19 usinas de biomassa, 51 usinas eólicas e 60 PCHs (ELETROBRAS, 2012).

A meta da segunda fase era de que, em até 20 anos, 10% do consumo anual de energia elétrica de todo país fosse proveniente de usinas de fonte biomassa, eólica ou de PCHs.

Entretanto, diante de alguns problemas enfrentados pelo programa e dos atrasos decorrentes, o governo optou por promover a expansão da geração de energia por meio dos Leilões de Fontes Alternativas (Instituto Acende Brasil, 2012).

Assim, foi definido pela Lei 10.848/2004 que a contratação de energia elétrica para cobertura do consumo no ambiente regulado e para a formação de “energia de reserva” deve ser feita através de leilões públicos específicos; e que a contratação de energia pode ser feita pela modalidade, quantidade ou disponibilidade. Desta forma, o governo realizou de dezembro de 2009 a dezembro de 2012, um total de sete leilões que contemplavam a geração a partir de fonte eólica, o que resultou na implantação de 127 empreendimentos eólicos, até 2017, totalizando uma contratação de 3,2 GW de capacidade instalada, sendo a evolução dos preços da energia eólica mostrado na Tabela 4-1.

Tabela 4-1: Resultados dos leilões com empreendimentos de geração eólica; Fonte: www.epe.gov.br

Leilão	Data	Projetos Contratados	Potência Instalada (MW)	Preço médio (R\$/MWh)
2º LER (Eólica)	14/12/2009	71	1.805,7	148,39
3º LER 2º LEN A-3	26/08/2010 26/08/2010	70	2.047,8	130,86
12º LEN A-3	17/08/2011	44	1.067,7	99,58
4º LER	18/08/2011	34	861,1	99,54
13º LEN A-5	20/12/2011	39	976,5	105,12
15º LEN A-5	14/12/2012	10	281,9	87,94

Os resultados apresentados na Tabela 4-1 demonstram que os leilões de fontes alternativas estão bem estabelecidos e regulados no país. O Proinfa e os leilões possibilitaram a consolidação da inserção da energia eólica na matriz energética brasileira, assim como estimularam a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado (MME, 2012). Impactos positivos similares são esperados com a inclusão da geração heliotérmica nos leilões A3 e A5 de 2013.

4.2 LINHAS DE FINANCIAMENTO

A disponibilização de linhas de financiamento de médio e longo prazo, assim como a qualidade de sua concepção e implementação, são fatores importantes na criação de um ambiente favorável ao desenvolvimento de novas tecnologias no país. Dessa forma, os diferentes agentes do setor têm confiança para a realização de investimentos continuados.

Atualmente, percebe-se no Brasil um momento delicado para a energia eólica: depois da euforia vivida pelo setor no triênio 2009-2011, o ano de 2012 foi considerado bastante modesto, sendo licitados apenas 250 MW da fonte no leilão A-5 de dezembro de 2012; o novo Finame estabeleceu novas diretrizes sobre a nacionalização de peças e componentes e os leilões A-3 e de reserva, que ocorrerão em agosto de 2013, limitaram a contratação de geração eólica a projetos que não exijam a instalação de novas linhas de transmissão.

Esse cenário pode ser visualizado como um importante indicativo de ações a serem perseguidas para o estabelecimento de um cenário positivo e estável para a geração heliotérmica no país que tem a vantagem de apresentar alta sinergia com as termelétricas convencionais para implantação de usinas híbridas. Além disso, permite armazenamento térmico que lhe dá maior despachabilidade, comparada à geração eólica. Em relação à distância de linhas de transmissão, acredita-se que o problema seja similar, pois conforme visto anteriormente, a média mundial do uso da terra nas heliotérmicas vem sendo de 3 ha/MW (Tabela 2 2) e, portanto, sua implantação será em regiões normalmente distantes dos centros urbanos e de regiões com maior densidade de indústrias.

4.2.1 BNDES

A consulta das linhas de financiamento para empreendimentos de geração de energia a partir de fontes alternativas, como a heliotérmica, foi feita através do website do Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES¹.

BNDES – Energias Renováveis

As linhas de financiamentos, associadas ao **BNDES Finem**, apresentam regras específicas de acordo com o Beneficiário, segmento e/ou empreendimento/item apoiado, podendo ser combinadas diferentes linhas de financiamento para uma mesma operação.

¹ Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndespt/AreasdeAtuacao/Infraestrutura/EnergiasAlternativas/>

As linhas de financiamento direcionadas ao setor de energia renovável são:

Energias alternativas: Apoio a projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas.

Projetos de eficiência energética: Apoio a projetos de eficiência energética que contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis;

Aquisição de bens de capital: Apoio à aquisição de bens de capital, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;

Leasing de bens de capital: Apoio à aquisição de máquinas e equipamentos destinados a operações de arrendamento mercantil, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;

Importação de bens de capital: Apoio à importação de máquinas e equipamentos sem similar nacional, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES;

Micro, pequenas e médias empresas: Apoio a planos de investimentos apresentados ao BNDES por micro, pequenas e médias empresas;

Capital de giro associado: Apoio à parcela de capital de giro associado a projetos de investimentos apresentados pelo BNDES.

Entende-se que, no escopo da geração heliotérmica, as linhas mais aderentes são: **Energias Alternativas, Aquisição e Importação de bens de capital**, cujas informações básicas estão resumidas na Tabela 4.2.

O termo Medidas de Incentivo ao Desenvolvimento, publicada em 03/04/2012 e com vigência até 31/12/2013, alterou as condições de participação máxima do BNDES para bens de capital de 70% a 90% com taxas de juros fixa reduzida para 7,3% aa, ambas para grandes empresas.

Leilão de Energia 2013

O BNDES criou condições de apoio financeiro ao segmento de **Geração de Energia Renovável¹** - Leilões 2013, conforme mostrado na Figura 4.2c. O prazo de amortização é o maior dentre todas as linhas de financiamento oferecidas pelo banco para energias renováveis, podendo atingir 20 anos para a geração solar.

Fundo Tecnológico - BNDES Funtec

Na modalidade **BNDES Funtec IT²**, o objetivo é apoiar projetos de pesquisa aplicada, desenvolvimento tecnológico e inovação executados por Instituição Tecnológica (IT), que sejam selecionados de acordo com os focos de atuação divulgados anualmente pelo BNDES.

O foco **Energia** tem em seu tomo II, referência explícita à **Energia Solar: Desenvolvimento de tecnologias para geração heliotérmica** com data limite para entrega de propostas previstas para o dia 22/09/2013.

As informações completas estão disponíveis em:

¹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/Leilao_Energia/projetos_renovaveis.html

² http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/funtec.html

Tabela 4-2a: Resumo das informações básicas sobre as linhas de financiamento destinadas ao setor de energia renovável – BNDES

Linha	Empreendimentos Apoiáveis (solar)	Clientes	Valor Mínimo	Condições financeiras			Participação máxima BNDES	Prazo de Amortização	Garantias
				Apoio Direto	Apoio Indireto	Custo Financeiro			
Energias alternativas	Projetos de geração de eletricidade a partir energia solar e outras energias alternativas	Sociedades com sede e administração no País de controle nacional ou estrangeiro, e pessoas jurídicas de direito público	R\$ 10 milhões	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito	Custo financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Intermediação Financeira +	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP (tem período de vigência trimestral) e em 2013 é de 5%	0,9% a.a.	até 16 anos	Apoio direto: definidas a análise da operação. Apoio indireto: negociadas com a instituição financeira
Aquisição de Bens de Capital	Aquisição de máquinas e equipamentos, associada a planos de investimentos apresentados ao BNDES, de forma isolada ou vinculada a projetos. Atenção para IN < 60%	Clientes usuários: Empresas que por sua natureza e a critério do BNDES possam ser destinados ao uso de terceiros mediante contrato de comodato; Empresas cujo objeto social inclua a locação de máquinas e equipamentos e Fabricantes para venda de máquinas e equipamentos já negociados com as respectivas compradoras		Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito	Remuneração da Instituição Financeira Credenciada	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	0,9% a.a.		

Tabela 4-2b: Resumo das informações básicas sobre as linhas de financiamento destinadas ao setor de energia renovável – BNDES

Linha	Empreendimentos Apoiáveis (solar)	Clientes	Valor Mínimo	Condições financeiras				Participação máxima BNDES	Prazo de Amortização	Garantias
				Apoio Direto	Apoio Indireto	Custo Financeiro	Remuneração BNDES			
Importação de Bens de Capital	Importação de máquinas e equipamentos sem similar nacional, no âmbito de projetos de investimento apoiados pelo BNDES; e despesas de internalização de máquinas e equipamentos importados	Sociedades com sede e administração no País, de capital nacional ou estrangeiro	O valor financiado não poderá ultrapassar o equivalente em reais a R\$ 3 milhões por cliente, a cada 12 meses	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito	Custo financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Intermediação Financeira + Remuneração da Instituição Financeira Credenciada	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	2,5% a.a.	60% (sobre o valor FOB)	Apoio direto: definidas a análise da operação. Apoio indireto: negociadas com a instituição financeira	
Fundo Clima - Energias Renováveis	Implantação de projetos de geração de energia a partir de radiação solar; implantação de desenvolvimento tecnológico dos setores de energia solar e de sua cadeia produtiva	Estados, Municípios e Distrito Federal; entidades da Administração Pública Indireta Federal, Estadual e Municipal, inclusive consórcios públicos que tenham a natureza de associação pública; empresas com sede e administração no País; produtores rurais e suas corporativas	R\$ 3 milhões (apenas para as operações realizadas nas formas direta e indireta não automática)	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito		Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	1,1% a.a.	90%	até 15 anos	

Tabela 4-2c: Resumo das informações básicas sobre as linhas de financiamento destinadas ao setor de energia renovável – BNDES

Linha	Empreendimentos Apoiáveis (solar)	Clientes	Valor Mínimo	Condições financeiras						Participação máxima BNDES	Prazos		Garantias
				Apoio Direto	Apoio Indireto	Custo Financeiro	Remuneração BNDES	Taxa de Risco	Taxa de Intermediação Financeira		Amortização	Carência	
FNE - Verde	Implantação de projetos de geração de energia a partir de radiação solar; implantação de desenvolvimento tecnológico dos setores de energia solar e de sua cadeia produtiva	Produtores rurais e empresas rurais industriais, agro industriais, comerciais e de prestação de serviços, cooperativas e associações legalmente constituídas	R\$ 3 milhões (apenas para as operações realizadas nas formas direta e indireta não automática)	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito	Custo financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Intermediação Financeira + Remuneração da Instituição Financeira	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	21,1% a.a.			até 15 anos		Apoio direto: definidas a análise da operação. Apoio indireto: negociadas com a instituição financeira	
Condições de apoio financeiro ao segmento de Geração de Energia Renovável - Leilões 2013	Usinas hidrelétricas, parques eólicos, plantas solares e termelétricas a biomassa vencedores no próximo Leilão de Energia Nova ou Leilão de Energia de Reserva no ambiente regulado	Sociedade com sede e administração no País, de controle nacional ou estrangeiro	R\$ 10 milhões		Credenciada		0,9% a.a.	0,4% e 2,8% a.a.	0,5% a.a.	20 anos	até seis meses após a entrada do projeto em operação comercial		

Ainda no foco **Energia**, o tomo VII – **INOVA Energia**, que é parte do Inova Empresa, define em sua Linha Temática 2 o financiamento de **Soluções para Cadeia Heliotérmica**: Desenvolvimento de tecnologias para aproveitamento energético termossolar para fins de geração elétrica.

No **INOVA Energia** podem participar empresas brasileiras, nas categorias Empresas Líderes ou Empresas Parceiras, e Instituições Científicas Tecnológicas (ICTs) brasileiras que tenham interesse em empre-

ender atividades de inovação aderentes às linhas temáticas, bem como em produzir e comercializar os produtos e serviços resultantes dessa atividade.

As etapas do processo de seleção de propostas são resumidas na Figura 4 1, sendo que o Comitê de Avaliação estrutura um Plano de Suporte Conjunto (PSC) à luz dos respectivos instrumentos de apoio vigentes da ANEEL, do BNDES e da FINEP, buscando identificar aqueles que melhor se adequam ao mesmo.



Figura 4-1: Esquema do processo de seleção do programa INOVA Energia do BNDES; Fonte: http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas_inovaenergia

O Plano INOVA Energia tem recursos estimados de R\$ 3 bilhões para o período de 2013 a 2016 oriundos de programas do próprio BNDES, FINEP e ANEEL, conforme mostra a Tabela 4-3.

Tabela 4-3: Recursos do Plano Inova Brasil para o período 2013-2016; http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Inovacao/inovaenergia.html

Instituição	Programa	Valor (R\$)
Finep	Inova Brasil	1,2 bilhão
	Subvenção Econômica	
	Cooperativo ICT/Empresa	
	Renda variável	
BNDES	Créditos	1,2 bilhão
	BNDES Funtec	
	Instrumentos de renda variável	
Aneel	Recursos de P&D obrigatórios	600 milhões
TOTAL		3 bilhões

Tal iniciativa promove a coordenação e potencialização de ações de fomento à inovação e ao aprimoramento da integração dos instrumentos de apoio no país, disponibilizados pelas três instituições.

Para o ano de 2013, a Etapa 1 - Submissão das Cartas de Interesse foi encerrada em 03/05/2013, estando a Etapa 5 prevista para 28/11/2013. O BNDES esclarece, ainda, que os recursos a serem disponibilizados podem ser reajustados, caso o total de projetos aprovados ultrapasse o valor inicialmente definido.

BNDES – Apoio à Inovação

A cartilha de Inovação do BNDES¹ foi atualizada em janeiro/2013 e está disponível em seu website.

A linha *Apoio à Inovação*, radical ou mesmo incremental, é considerado como prioridade estratégica para o BNDES. O objetivo é fomentar e apoiar operações associadas à formação de capacitações e ao desenvolvimento de ambientes inovadores, com o intuito de gerar valor econômico ou social e melhorar o posicionamento competitivo das empresas, contribuindo para a criação de empregos de melhor qualidade, o aumento da eficiência produtiva, a sustentabilidade ambiental e o crescimento do país.

Também nessa linha, o BNDES atua em conformidade com as políticas públicas vigentes e de maneira complementar às demais instituições do Sistema Nacional de Inovação, atuando em todos os setores da economia.

No caso de geração heliotérmica, o programa trata de fundos não reembolsáveis de *Apoio à Inovação* apenas no âmbito do Fundo Tecnológico - BNDES Funtec.

4.2.2 BNDES - Fundo Clima

No escopo da energia solar, essas linhas visam o apoio a investimentos em geração e distribuição local, em atividades voltadas para o desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva do setor.

As informações sobre as linhas de financiamento do Fundo Clima – Energias Renováveis² estão disponíveis em: sumarizadas na Tabela 4-4.

4.2.3 FNE - Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste

A programação regional do FNE³ foi atualizada em fevereiro de 2013 e está disponível no website do Banco do Nordeste do Brasil – BNB. Esse fundo se constitui em um dos principais instrumentos da Política Nacional de Desenvolvimento Regional – PNDR, gerido pelo Ministério da Integração.

Tabela 4-4: Resumo das informações básicas sobre as linhas de financiamento do BNDES - Fundo Clima

Linha	Empreendimentos Apoiáveis (solar)	Clientes	Valor Mínimo	Condições financeiras				Participação máxima BNDES	Prazo de Amortização	Garantias
				Apoio Direto	Apoio Indireto	Custo Financeiro	Remuneração BNDES			
Fundo Clima - Energias Renováveis	Implantação de projetos de geração de energia a partir de radiação solar; implantação de desenvolvimento tecnológico dos setores de energia solar e de sua cadeia produtiva	Estados, Municípios e Distrito Federal; entidades da Administração Pública Indireta Federal, Estadual e Municipal, inclusive consórcios públicos que tenham a natureza de associação pública; empresas com sede e administração no País; produtores rurais e suas cooperativas	R\$ 5 milhões (apenas para as operações realizadas nas formas direta e indireta não automática)	Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Riscos de Crédito	Custo financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de Intermediação Financeira + Remuneração da Instituição Financeira Credenciada	Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP	1,1% a.a.	90%	até 15 anos	Apoio direto: definidas a análise da operação. Apoio indireto: negociadas com a instituição financeira

¹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/cartilha/cartilha_apoio_inovacao.pdf

² http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html

³ http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/programas_fne/docs/programacao_fne_2013.pdf

A geração de energia elétrica de fonte solar, dentre outras renováveis, está contemplada no **FNE – Verde (Programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental)** tomo XIII, sendo destinada ao consumo exclusivo do próprio empreendimento, com comercialização do excedente limitado a 50% da capacidade de geração prevista no projeto. O tomo XVII também prevê financiamento para **substituição de fontes energéticas** por alternativas que proporcionem ganhos ambientais, a exemplo da substituição de combustíveis de origem fóssil – óleo diesel, gasolina, carvão mineral etc. – por fontes renováveis de energia, como a solar.

Para efeito de aplicação do FNE, projetos de energias renováveis para consumo próprio da empresa se classificam como de **alta relevância e estruturantes**, pois integram estratégias da Política Industrial do Governo Federal. Outro ponto a se destacar na elaboração de projetos a serem submetidos a essa linha é que a mesma classificação se estende a projetos que, pela análise técnica, demonstrem alto potencial para **surgimento de outras empresas ou atividades no seu entorno** e capazes de gerar renda pela produção de bens e serviços com inclusão produtiva e social.

O público alvo para tais financiamentos são: produtores rurais e empresas rurais, industriais, agroindustriais, comerciais e de prestação de serviços, cooperativas e associações legalmente constituídas.

Segundo BNB (2013), na definição dos limites de financiamento deve ser observada a tipologia de municípios definida na Política Nacional de Desenvolvimento Regional – PNDR, estabelecendo-se:

- i. maiores percentuais para as áreas de menor renda e de menor dinamismo;
- ii. limites especiais para o financiamento de empreendimentos localizados no Semiárido, nas mesorregiões da PNDR e nas Regiões Integradas de Desenvolvimento – RIDES, conforme os parâmetros da Tabela 4-5.

Tabela 4-5: FNE – Limites de Financiamento (investimento em %); Fonte: (BNB, 2013)

Porte/ Tipologia da Região ¹	Alta Renda	Baixa Renda, Estagnada e Dinâmica	Semiárido, Mesoregiões do MI, RDES, Operações Florestais ² , Operações CTI ³
Mini/Micro	100	100	100
Pequeno	100	100	100
Pequeno-Médio	90	95	100
Médio	80	85	95
Grande	70	80	90

¹ A classificação dos municípios de acordo com a tipologia da PNDR é realizada pela Secretaria de Desenvolvimento Regional, do Ministério da Integração Nacional;

² Operações florestais destinadas ao financiamento de projetos que visem à conservação e à proteção do meio ambiente, à recuperação de áreas degradadas ou alteradas e ao desenvolvimento de atividades sustentáveis;

³ Operações de financiamento a projetos de ciência, tecnologia e inovação.

O Ministério da Integração Nacional (2005) estabeleceu os novos limites do semiárido brasileiro que integra 1133 municípios, totalizando uma área de 969.589,4 km², mostrado na Figura 4 3. Tais municípios se beneficiam de bônus de adimplência de 25% dos recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), enquanto no restante da Região Nordeste esse percentual é de 15%. Ainda quanto ao FNE, a Constituição determina que pelo menos 50% dos recursos deste Fundo sejam aplicados para o financiamento de atividades produtivas em municípios do semiárido, como estímulo à atração de capitais e à geração de emprego na região.

As 557 microrregiões brasileiras - tipologia da PNDR – são classificados de acordo com a Figura 4 3. As Regiões Integradas de Desenvolvimento – RIDES são três: Juazeiro – Petrolina, Grande Teresina e Distrito Federal e entorno (Anexo 3). Foram criadas como forma de construção de redes de cooperação para atuação mais ampla que a prevista nas Regiões Metropolitanas, pois envolvem municípios de mais de uma Unidade da Federação.



● Baixa Renda ● Dinâmicas ● Estagnadas ○ Alta Renda

Figura 4-2: Tipologia dos Municípios da PNDR; Fonte: <http://www.ub.edu/geocrit/b3w-849.htm>



Figura 4-3: O semiárido brasileiro; Fonte: Ministério Integração (2005)

Nesse ponto, é importante destacar os itens não financiáveis pelo FNE, concernentes à geração helio-térmica:

- **Aquisição de terras e terrenos**, exceto nos casos de aquisição de imóvel com edificações concluídas em área urbana por micro ou pequena empresa.
- Máquinas, veículos, aeronaves, embarcações ou equipamentos novos ou usados, importados ou que apresentem **índices de nacionalização, em valor, inferior a 60%**, exceto nos casos em que se verifique pelo menos uma das condições a seguir:
 - i. não haja produção nacional da máquina, veículo, aeronave, embarcação ou equipamento;
 - ii. esteja incluído com índice de nacionalização, em valor, igual ou superior a 60%, no Credenciamento de Fabricantes Informatizado (CFI) ou no Catálogo de Produtos do Portal de Operações do Cartão BNDES, criados e mantidos pelo BNDES;
 - iii. a máquina, veículo, aeronave, embarcação ou equipamento cumpra Processo Produtivo Básico (PPB);
 - iv. sua Nomenclatura Comum do MERCOSUL (NCM) tiver alíquota 0% do Imposto de Importação; ou
 - v. seja, novo ou usado, objeto de financiamento para beneficiário de mini, micro, pequeno ou pequeno-médio porte.

E, como citado anteriormente, projetos de geração, transmissão e distribuição de energia, exceto nos casos de geração de energia para consumo próprio do empreendimento, admitida a comercialização da energia excedente, desde que limitada a 50% da capacidade de geração prevista no projeto.

4.3 REGRAS DE TRIBUTAÇÃO PARA AS TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS

4.3.1 ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

O ICMS é um imposto de competência dos Estados e do Distrito Federal, incidindo, por exemplo, em:

- entrada de mercadoria importada do exterior, por pessoa física ou jurídica, ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo permanente do estabelecimento;
- serviço prestado no exterior ou cuja prestação se tenha iniciado no exterior;
- entrada, no território do Estado destinatário, de petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e de energia elétrica, quando não destinados à comercialização ou à industrialização, decorrentes de operações interestaduais, cabendo o imposto ao Estado onde estiver localizado o adquirente.

Entretanto, o Convênio ICMS 75, de 14 de julho de 2011, citado no site do Ministério da Fazenda (2011), estabelece que fiquem prorrogadas até **31 de dezembro de 2015** as disposições contidas no Convênio ICMS 101/97, de 12 de dezembro de 1997, que **concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica** que especifica.

4.3.2 Impostos Federais

Os impostos federais, no escopo da aquisição de tecnologias heliotérmicas são: Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI, PIS/Pasep, COFINS e IMPOSTO DE IMPORTAÇÃO - II

Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI

Incide sobre produtos industrializados nacionais e estrangeiros no momento do desembaraço aduaneiro de produto de procedência estrangeira ou

da saída do produto do estabelecimento industrial ou equiparados a industrial. Seu valor depende do equipamento: sendo atualmente nulo para aquecedores solares (Tabela 4 6) e geradores de vapor (Tabela 4 7) Para turbinas a vapor, por exemplo, seu valor varia de 0 a 5%, sendo a informação completa para o bloco de potência e equipamentos solares apresentada no Anexo 5.

PIS e COFINS

Segundo o Ministério da Fazenda, a Lei nº 10.865, de 2004, instituiu a Contribuição para o PIS/PASEP e a COFINS incidentes sobre a importação de bens e serviços, denominados, respectivamente, Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público Incidente na Importação de Produtos Estrangeiros ou Serviços (Contribuição para o PIS/PASEP - Importação) e Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social Devida pelo Importador de Bens Estrangeiros ou Serviços do Exterior (COFINS - Importação).

As alíquotas desses impostos são:

- 1,65 %: Contribuição para o PIS/PASEP- Importação
- 7,60 %: COFINS-Importação.

Imposto de Importação - II

A definição das regras de tributação no país é atribuição da CÂMARA DE COMÉRCIO EXTERIOR – CA-MEX. O Presidente do Conselho de Ministros dessa Câmara é o Ministro de Desenvolvimento, da Indústria e do Comércio Exterior (MDIC).

A Tabela 4-6 mostra as alíquotas atuais para aquecedores solares e células fotovoltaicas. É importante destacar que o item **8419.19.10** trata de aparelhos e dispositivos para tratamento de matérias por meio de operações que impliquem mudança de temperatura, tais como aquecimento e vaporização, dentre outros, aquecedores de água não elétricos (instan-

tâneos ou de acumulação) com alíquotas de 20%. O termo BIT identifica mercadorias definidas como Bens de Informática e de Telecomunicação.

Tabela 4-6: Tabela com alíquotas de IPI e impostos de importação para equipamentos solares; Fonte: MD CAMEX (2011)

NCM	Descrição	TEC(%)	IPI(%)
8419.19.10	Aquecedores solares de água	20	0
84919.19.90	Outros	20	5
8541.40	Dispositivos fotosensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas		
8541.40.16	Células solares	10BIT	0
8541.40.3	Células fotovoltaicas em módulos ou painéis		
8541.40.32	Células solares	12BIT	0

Os geradores de vapor possuem alíquota de importação menor e igual a 14%. O termo BK na Tabela 4-7 identifica as mercadorias definidas como Bens de Capital.

Tabela 4-7: Tabela com alíquotas IPI e impostos de importação para geradores de vapor

NCM	Descrição	TEC(%)	IPI(%)
84.02	Caldeiras de vapor (geradores de vapor), excluindo as caldeiras para aquecimento central concebidas para produção de água quente e vapor de baixa pressão; caldeiras denominadas "de água superaquecida"		
8402.1	Caldeiras de vapor		
8402.11.00	Caldeiras aquatubulares com produção de vapor superior a 45t/hora	14BK	0
8402.12.00	Caldeiras aquatubulares com produção de vapor não superior a 45t/hora	14BK	0
8402.19.00	Outras caldeiras para produção de vapor, incluindo caldeiras mistas	14BK	0
8402.20.00	Caldeiras denominadas "de água superaquecida"	14BK	0
8402.90.00	Partes	14BK	0

MD CAMEX (2011) mostra um esforço continuado do governo federal com a redução de alíquotas de importação para bens de capital, de setores considerados estratégicos e que sejam aderentes a programas de governo como, por exemplo, o caso do Plano Nacional de Banda Larga.

Nesse contexto, a Resolução Nº 39 de 03 de junho de 2013 alterou para 2% (dois por cento), até 31 de dezembro de 2014, a alíquota do imposto de importação incidente na importação de caldeiras com regeneração de calor e classificadas como Outras no item 8402.20.00 e cujo detalhamento é apresentado na Tabela 4-8.

Tabela 4-8: Detalhamento da caldeira de recuperação com alíquota de importação reduzida; Fonte: <http://www.camex.gov.br/legislacao/interna/id/1074>

NCM	Descrição	TEC(%)
8404.20.00	Ex 001- Caldeiras recuperadoras de calor vertical com tubos tipo "U", material cromo e molibdênio com dimensão nominal de 26,9 x 3,4mm, dispostos em distribuição "fountain type", com solda orbital interna de união dos tubos com o espelho ("in-bore-welding") compostas de demister, internos em material incloy 800 e/ou inconel 600, e com pré-aquecedor incluso	2

Diante desse cenário, acredita-se que há espaço de negociação junto à CAMEX para redução similar, ou até mesmo para obtenção de alíquota zero, para as tecnologias heliotérmicas, visto que esse regime, denominado de ex-tarifários visa estimular investimentos produtivos pela redução temporária do imposto de importação de bens de capital, informática e telecomunicação sem produção nacional. Esse instrumento busca aumentar a inovação tecnológica; produzir efeito multiplicador de emprego e renda; ter papel especial no esforço de adequação e melhoria da infraestrutura nacional; estimular os investimentos para o abastecimento do mercado interno de bens de consumo; e contribuir para o aumento da competitividade de bens destinados ao mercado.

4.3.3 O exemplo da energia solar fotovoltaica

A Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, realizada pela EPE (2012) apresenta uma estimativa dos impostos para internalização dos componentes dos sistemas de geração solar fotovoltaica, com base em informações obtidas junto ao Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE.

Essa análise (EPE, 2012) estima um sobrecusto entre 30 e 35%, percentual que incidiria sobre os valores de referência internacionais. Se, forem descontados os impostos nos locais de origem, estima-se que para internalização no Brasil os custos de investimento em sistema de geração fotovoltaica sofreriam um acréscimo da ordem de 25% em relação aos valores de referência, adotados internacionalmente.

4.4 AMBIENTE DA POLÍTICA

O Plano Brasil Maior (PBM) 2011/2014 foi instituído pelo DECRETO Nº 7.540 de 2 de Agosto de 2011 com vistas a integrar as ações governamentais de política industrial, tecnológica e de comércio exterior. O Conselho Gestor, coordenado pelo MDIC, é consti-

tuído pela Casa Civil, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), Ministério da Fazenda (MF) e do Planejamento (MP).

O PBM estabelece um conjunto de medidas a serem complementadas nesse período e cria mecanismos de acompanhamento e supervisão de sua implementação, analisando os resultados intermediários com proposição de ajustes, quando pertinente (MDIC, 2011).

O Plano define a construção de projetos e programas, acordados entre o governo e o setor privado, tendo como referência cinco diretrizes estruturantes, sendo que a de número 3 menciona:

Diretriz Estruturante 3 - Desenvolvimento das Caldeiras de Suprimento em Energias; aproveitamento de oportunidades ambientais e de negócios na área de energia, para que o país ocupe lugar privilegiado entre os maiores fornecedores mundiais de energia e de tecnologias, bens de capital e serviços associados. As prioridades abrangem oportunidades identificadas em petróleo e gás e em energias renováveis, como etanol, eólica, solar e carvão vegetal.

Entretanto, antes de se estudar o desenvolvimento efetivo da cadeia de suprimentos da geração heliotérmica e, também, da energia solar concentrada para uso industrial, tais aplicações precisam ser reconhecidas e identificadas pelos tomadores de decisão. Busca-se, assim, a definição de metas para sua utilização que, seguida pela especificação e dimensionamento da demanda de suprimentos, correlacionaria oferta e demanda para identificação de oportunidades de investimentos e fortalecimento da base industrial do país.

Um fato preocupante em relação ao estabelecimento dessas metas é que os estudos que fundamentam a continuidade de ações do **PBM - Plano Brasil Maior/2022** - voltam a identificar a energia solar térmica apenas para aplicações de baixa temperatura, citando apenas a substituição de chuveiros elétricos no setor residencial.

5 TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA VIABILIDADE E CUSTOS

5.1 CUSTOS – GERAÇÃO HELIOTÉRMICA

O cálculo dos custos associados a uma tecnologia permite diferentes abordagens e cada uma delas traz suas perspectivas. São considerados, basicamente, os custos com equipamentos, instalação, operação e manutenção, custos com combustíveis, custos de financiamento e o custo nivelado de energia (Levelised Cost of Energy, LCOE). A análise de custo pode ser bastante extensa, considerando os impactos dos incentivos e subsídios governamentais, assim como os impactos ambientais positivos e negativos, entre outros. Serão considerados, aqui, alguns destes fatores.

Deve-se ressaltar que, apesar de serem analisados os custos, os dados nos quais são baseados os estudos existentes na literatura referem-se a preços e estes são dependentes do mercado local. Ou seja, os preços podem subir significativamente acima dos custos se no curto prazo, a oferta não conseguir acompanhar a demanda ou, num outro cenário, podem cair, no caso de excesso de oferta.

Estudos realizados pela EPE (2012) demonstram que o custo estimado da eletricidade gerada em plantas heliotérmicas é atualmente maior do que aquele gerado por energia fotovoltaica e eólica, por exemplo. No entanto, as oportunidades de redução de custos devido à implantação em larga escala e avanços tecnológicos são importantes, e espera-se uma queda dos custos associados a tecnologia heliotérmica. Além disso, muitos países (Argélia, Austrália, China, Egito, Índia, Itália, Marrocos, África do Sul, Espanha, Emirados Árabes Unidos, e os Estados Unidos) têm políticas em vigor para apoiar a implantação de heliotérmicas (IRENA, 2012).

A tecnologia de concentração oferece considerável potencial em termos de produção de energia. Assumindo, inicialmente, uma utilização de 2 ha/MWe (Tabela 2-2), o potencial da região norte da África equivaleria a várias vezes as demandas de eletricidade da Europa, do Oriente Médio e Norte da África, combinadas. Segundo IRENA (2012), a geração heliotérmica poderia se tornar economicamente competitiva na década atual para cargas intermediárias e de pico se ocorrer uma significativa redução de custos de capital, associada à contribuição do armazenamento de energia. A capacidade instalada global poderia chegar a 150 GW até 2020, com um fator de capacidade médio de 32%. Entre 2020 e 2030, a tecnologia de concentração solar poderia competir, então, com a tecnologia convencional considerando a redução dos custos de heliotérmicas e os crescentes preços dos combustíveis e de CO₂ fóssil. A capacidade instalada global pode chegar a cerca de 350 GW em 2030 (ou seja, 3,8% da demanda global de eletricidade, com um fator de capacidade médio de 39%). Os Estados Unidos, o Norte da África e o Oriente Médio seriam os grandes produtores de eletricidade via tecnologia de concentração, enquanto a Europa seria o maior importador.

Similarmente às outras tecnologias, os custos de usinas heliotérmicas podem ser agrupados em três categorias distintas: custos de investimento ou custo de capital, conhecida pela sigla em inglês CAPEX (*capital expenditures*), custos de operação e manutenção (O&M) cuja sigla em inglês é OPEX (*operational expenditure*) e custos de financiamento. Os custos de financiamento estão, muitas vezes, incluídos no CAPEX, uma vez que estes dados não estão disponíveis separadamente na maioria das vezes.

5.1.1 Custo nivelado de geração de eletricidade - LCOE

O LCOE é o preço da eletricidade requerida para um projeto no qual a receita e os custos seriam iguais, sendo o retorno sobre o capital investido igual à taxa de desconto, ou seja, é o preço de venda da energia de forma a remunerar os investimentos e custos do projeto. O preço da eletricidade acima desse valor de LCOE renderia um maior retorno sobre o capital, enquanto um preço abaixo acarretaria um menor retorno sobre o capital, ou até mesmo uma perda.

Os elementos-chave para o custo nivelado de energia elétrica (LCOE) de usinas heliotérmicas são os custos de investimento e de financiamento, os fatores de capacidade, os ciclos de vida, a DNI local, as taxas de desconto e os custos de O & M, para um determinado período, normalmente, entre 20 e 40 anos.

Um dos tratamentos para a determinação do LCOE baseia-se na metodologia do fluxo de caixa descontado em termos reais. 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 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 (Lodi, 2011).

O indicador LCOE de energias renováveis é uma medida amplamente utilizada e através da qual essas tecnologias podem ser avaliadas para projetos ou desenvolvimento de políticas. Do mesmo modo, tratamentos mais detalhados do tipo fluxo de caixa descontado, considerando taxações, subsídios e outros incentivos, são usados por desenvolvedores de projetos para garantir a rentabilidade do negócio.

A equação utilizada para o cálculo do LCOE para as tecnologias de energia renováveis é (IRENA, 2012):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{em que:} \quad (5.1)$$

LCOE: custo nivelado médio de geração de energia;

I_t : gastos com investimentos no ano t ;

M_t : gastos com operação e manutenção ao longo do ano t ;

F_t : gastos com combustível no ano t ;

E_t : geração de eletricidade no ano t , se pertinente;

r : taxa de desconto;

n : tempo de vida útil da planta.

Lodi (2011) determinou o LCOE de uma usina heliotérmica baseada nas premissas listadas nas Tabelas 5-1 e 5-2.

Tabela 5-1: Premissas utilizadas na análise econômica da central heliotérmica; Fonte: Lodi (2011)

	Valor
Potência instalada	30 MW
Área total	68 ha (169,67 acres)
Investimento total	US\$ 162.786.832 - 273.481.878*
Custo de instalação/capacidade total	US\$ 5.426/kW - 9.116/kM*
Vida econômica	30 anos
Equity (capital próprio) - 46%	R\$ 1125.801.664
Debt (capital de terceiros) - 54% @ (TJLP+2,5%)	R\$ 147.680.214
Período de implementação	1,5 anos
Período de operação	28,5 anos
Início de implantação	jan/11
Período de comercialização	Jul/2012 a Dez/2040
Taxa de inflação (IGOM)	6%
Taxa interna de retorne (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)	0,9
Fator de capacidade	28%
Perdas de transmissão e margem de segurança	2,5%
Energia gerada anualmente	63.567,58 MWh
Energia comercializada	61.987,16 MWh
LCOE real	R\$ 537,65/MWh
Cotação dólar 07/01/11	R\$ 1,68

Tabela 5-2: Premissas tributárias para cálculo de VPL e LCOE; Fonte: Lodi (2011)

Impostos	Valor
PIS/COFINS (sobre a receita)	3,65%
Impost de Renda (IR)	8%
Contribuição Social sobre Locro Líquido (CSLL)	12%

Nestes cálculos, Lodi (2011) considerou, ainda, a 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 infraestrutura aprovado,

realizados no período de cinco anos contados da data de sua aprovação. De acordo com essa Lei, o setor de energia (geração, cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica) é considerado de infraestrutura. Desta forma, não foi incidido PIS/COFINS sobre o investimento e, caso fosse, o valor seria acrescido em 9,25%.

Optou-se, também, pela modalidade de tributação incidindo sobre o lucro presumido, de forma que PIS/PASEP e COFINS correspondem a 3,65%, o IR corresponde a 8% e o CSLL corresponde a 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 em R\$ 26,47 milhões. O LCOE ficou em **R\$ 537,65/MWh**, ou seja, U\$ 0,39/kWh para uma cotação média do dólar comercial em 06/2011 igual a R\$ 1,5877. Da análise do caso, segundo Lodi (2011), o pay-back do projeto é obtido em 20 anos, quando o VPL se tornaria, então, positivo.

Esse valor é superior à faixa de custos sugerida pelo IPCC que através da publicação SRREN, informou que os custos LCOE para grandes usinas heliotérmicas com calhas parabólicas, em 2009, estavam na faixa de 0,18 – 0,27 U\$/kWh para sistemas com diferentes capacidades de armazenamento térmico e níveis de irradiação solar (Arzivu et al., 2011).

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

RICHTER et al (2009) apresentam o estado da arte em questão de custos LCOE para plantas heliotérmicas de calhas parabólicas caracterizadas por um valor de 0,15 U\$/kWh. Aliás, é citado que, como no sudoeste dos Estados Unidos o LCOE é, aproximadamente, 0,10 - 0,12 U\$/kWh e na Espanha varia entre 0,10 U\$/kWh - para plantas localizadas em lugares com óti-

mos potenciais de DNI e 0,29 U\$/kWh - para plantas em lugares com menores índices de irradiação.

O *Boston Consulting Group* ressalta que o desenvolvimento da indústria heliotérmica depende fortemente de subsídios, e apresenta custos LCOE de 0,20 U\$/kWh dependendo das condições do lugar (BALAGOPAL et al., 2010).

Impacto do Armazenamento Térmico no LCOE

O impacto do armazenamento térmico sobre o custo LCOE é bastante complexo, pois quando há armazenamento de calor, os custos de capital aumentam com as dimensões do campo solar e do armazenamento de calor adicional, assim como o fator de capacidade da planta e a produção anual de eletricidade, sendo que o LCOE diminui apenas minimamente (IEA, 2010).

O armazenamento permite que a geração heliotérmica alcance maiores fatores de capacidade na ausência de sol e de irradiação direta, tornando-o mais competitivo frente a usinas convencionais. Várias análises focam o impacto de armazenamento térmico sobre custo de geração da eletricidade. É evidente que há um trade-off entre o aumento dos custos de investimento para armazenagem térmica e a redução do custo da eletricidade devido à melhora do fator de capacidade. Análises disponíveis concordam que, para uma dada planta, o LCOE mínimo é obtido com um múltiplo de três até doze horas de armazenamento de energia. No entanto, tal premissa pressupõe que a eletricidade sempre tenha o mesmo valor econômico, enquanto na maioria dos mercados reais, os preços da eletricidade variam ao longo do dia e época do ano e são maiores durante os períodos de pico de demanda.

Portanto, a otimização econômica de serviços de heliotérmicas e armazenamento térmico depende fortemente das condições locais. Se a produção da planta heliotérmica coincide com a demanda de pico e períodos de preços baixos, pouco ou ne-

nhum armazenamento pode ser mais conveniente, enquanto que, se a demanda de pico ocorre no início da noite, o armazenamento térmico permite que a eletricidade seja despachada quando o preço da energia elétrica é maior. Se este é o caso, a planta heliotérmica com armazenamento térmico não só proporciona um aumento do fator de capacidade como também oferece maior flexibilidade para capturar oportunidades de mercado. O valor econômico da capacidade de despachabilidade de eletricidade durante o período de pico de demanda depende do país e do projeto, especificamente. O valor deste serviço é estimado entre 15 - 65 U\$ por MWh (Richter, 2011).

No entanto, o principal benefício do sistema de armazenamento de calor não é a redução do custo LCOE da eletricidade, mas sim o incremento do valor da planta que ganha capacidade firme e melhores características de despachabilidade, permitindo assim, às plantas heliotérmicas, competirem com plantas termelétricas convencionais, num futuro próximo, para fornecer energia na base e inclusive no pico da demanda (IEA, 2010).

Comparação de estudos sobre o LCOE da geração heliotérmica

O Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica Americana (EPRI) estimou em 2009 que para uma planta heliotérmica de calhas parabólicas de 150 MWe sem armazenamento de calor o LCOE é de 0,29 U\$/kWh. Se 6 horas de armazenamento de calor foram incluídas, os custos LCOE seriam 0,225 U\$/kWh (Soria, 2011).

As plantas heliotérmicas requerem irradiação direta abundante a fim de gerar eletricidade uma vez que somente este tipo de irradiação permite alcançar al-

tas temperaturas. Tal fato restringe as heliotérmicas às regiões quentes e secas. Hoje, para que seja economicamente viável, estima-se que os níveis de irradiação direta normal (DNI) devam ser da ordem de 2000 kWh/m²/ano ou maiores, embora não haja razões técnicas para que uma heliotérmica não trabalhe com níveis menores do que este (IRENA, 2012).

A geração heliotérmica em áreas com altos níveis de DNI terão LCOE menor ou igual se comparado àquela localizado em uma área com DNI menor. Altos níveis de DNI exercem forte impacto (embora não na razão direta) sobre o LCOE.

Todas essas informações foram resumidas na Tabela 5.3, sendo que, em termos das médias internacionais, para o ano-base 2011, o valor previsto por Lodi (2011) para o Brasil é 65% superior. A média estimada para 2020 é de **U\$ 0,124/kWh**.

Deve-se destacar que existe potencial de redução de custos requerido para a viabilização das tecnologias heliotérmicas, tornando-a competitiva no cenário brasileiro atual. Os leilões de energia têm se mostrado um mecanismo importante para a redução do custo médio da energia contratada para as novas renováveis no país. Por exemplo, no leilão A-5 (dezembro de 2012), a energia de dez eólicas participantes do pregão foi contratada com preço médio de R\$ 87,94 / MWh, enquanto as duas hidrelétricas ficaram com valores de R\$ 93,46/MWh (VALOR ECONÔMICO, 2012). E, segundo Soria (2011), a queda no valor da energia eólica entre 2010 (A-3) e 2012 (A-5) foi de aproximadamente 32%.

Tabela 5-3: Valores médios de LCOE estimados para 2011 e projeção para 2020, relativos às tecnologias de calhas parabólicas e torres solares; Fonte: Adaptado de IRENA (2012)

Tecnologia Heliotérmica/Fonte	Estimativa média (USD2010/kWh)		Observações
	2011	2020	
Calhas Parabólicas			
IEA, 2010	0,248	0,12	Planta de grande porte, 10% de desconto
Fichtner, 2010	0,23		Planta proposta na África do Sul, 8% de desconto, limite inferior referente a planta de 100 MW com armazenamento
	0,345		LCOE para planta na Índia, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
	0,225		LCOE para Marrocos, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
Based on Kutscher et al. (2010)	0,22	0,105	Dados para USA, ajustados de forma a excluir o impacto de taxa de crédito
Hinkley, et al., 2011	0,21	0,13	Dados para planta de 100 MW na Austrália, 7% de taxa de desconto
Torres Solares			
Fichtner, 2010	0,194		Planta proposta na África do Sul, 8% de desconto, limite inferior referente a planta de 100 MW com armazenamento
	0,275		LCOE para planta na Índia, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
	0,255		LCOE para Marrocos, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
Kolb, et al., 2011	0,165	0,085	Dados para USA, ajustados de forma a excluir o impacto de taxa de crédito
Hinkley, et al., 2011	0,21	0,16	Dados para planta de 100 MW na Austrália, 7% de taxa de desconto
Calhas Parabólicas e Torres Solares			
A.T. Kearney, 2010	0,275	0,145	

5.1.2 Custos de Investimento – CAPEX

Em usinas heliotérmica, os custos de investimento e financiamento respondem por cerca de 80% do custo total, sendo o restante atribuído aos custos de operação e manutenção e seguro da planta (IEA-ETSAP, 2013)

Como o mercado heliotérmico atual é dominado pela tecnologia de calhas parabólicas, a maior parte da informação de custos disponível refere-se a sistemas parabólicos e são, portanto, os dados mais maduros e confiáveis, apesar das incertezas ainda existentes.

O custo de investimento para calhas parabólicas e torres solares sem armazenamento estão entre US\$ 4.500/kW e US\$ 7.150/kW (Hinkley, 2011; Turchi,

2010b e análise IRENA). Estes custos são comparáveis aos custos das californianas SEGS, com a mesma tecnologia de calhas parabólicas, de US\$ 4.000/kW para uma planta com capacidade de 30 MW e de US\$ 3.000/kW para planta com capacidade de 80 MW (Cohen, 1999).

As plantas heliotérmicas com armazenamento de energia térmica tendem a ser significativamente mais caras, mas apresentam elevados fatores de capacidade, com a possibilidade de geração quando da falta de insolação e a capacidade de maximizar a geração nos momentos de pico de demanda. O custo estimado da planta heliotérmica varia significativamente em função do fator de capacidade que, por sua vez, é função do nível de armazenamento de energia e das características técnicas da planta. Para

plantas de calhas parabólicas sem armazenamento de energia térmica, os custos podem ser tão baixos quanto U\$ 4.600/kW, contudo, o fator de capacidade é da ordem de 20% a 25%. Estima-se que os custos totais de capital para plantas da calha parabólica com seis horas de armazenamento estejam em torno de U\$ (7.100 a 9.800)/kW. Estas plantas têm fatores de capacidade muito maiores, na faixa de 40% a 53%.

Projetos de torres solares, dado o potencial para alcançar maiores temperaturas de operação e armazenamento e, portanto, com maiores desempenhos, tendem a ser projetados com maior capacidade de armazenamento de energia térmica. Estima-se que projetos de torres solares com 6h a 7,5h de autonomia custem de U\$ 6.300 a U\$ 7.500/kW e tenham fatores de capacidade entre 40% e 45%. Já para uma capacidade de armazenamento de 9h o custo estimado é entre U\$ 7.400 a U\$ 7.700/kW, com fatores de capacidade entre 45% e 55%. Aumentando o armazenamento de energia para 12 a 15 horas os custos específicos também aumentam e ficam na faixa de U\$ 9.000 e U\$ 10.500/kW. Tais valores estão dispostos na Tabela 5.4 (IRENA, 2012).

O Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica Americana (EPRI) estima que, para uma planta heliotérmica de calhas parabólicas de 150 MW sem armazenamento de energia, o custo de investimento é 4,851 U\$/W. Considerando-se 6 horas de armazenamento térmico foram incluídas, o custo de investimento seria de 6,3 U\$/W, ou seja, um aumento da ordem de 30% (Soria, 2011).

Para plantas heliotérmicas de calhas parabólicas, outros autores apresentam também custos de capital de: 3,97 U\$2003/W sem armazenamento de calor usando óleo sintético como fluido de transferência de calor (Nixon et al., 2010), entre 4 – 14 €2010/W dependendo do tipo de hibridização e da capacidade de armazenamento de calor (Bloem et al., 2010), 5,3 €2006/W para uma planta com 7,5 horas de armazenamento de calor nos Estados Unidos (Vieghan et al., 2008).

Tabela 5-4: Custos totais para as tecnologias de calhas parabólicas e torres solares em 2011 e 2015; Fonte: adaptado de IRENA (2012)

Tecnologia/ armazenamento	2011		2015	
	USD ₂₀₁₀ / kW	Factor de capaci- dade (%)	USD ₂₀₁₀ / kW	Factor de capaci- dade (%)
Calhas Parabólicas				
Sem armazenamento	4.600	20 a 25	3.900 a 4.100	20 a 25
6h de armazenamento	7.100 a 9.800	40 a 53	6.300 a 8.300	40 a 53
Torre Solar				
6 a 7.5h de armazenamento	6.300 a 7.500	40 a 45	5.700 a 6400	40 a 53
12 a 15h de armazenamento	9000 a 10.500	65 a 80	8.100 a 9000	65 a 80

A Agência Internacional de Energia (IEA) estima um custo de investimento atual para plantas heliotérmicas entre U\$ 4.200-8.500 por kW, dependendo das condições locais, DNI, presença de armazenamento térmico e, por último mas não menos importante, o nível de maturidade do projeto (ou seja, piloto, demonstração ou comercial). Recentes estimativas da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2012) sugerem custos de investimento inicial de U\$ 5.500-8.000 por kW para as plantas parabólicas sem armazenamento e custos entre US \$ 7.500-8.500 por kW para plantas com seis horas de armazenamento.

As estimativas variam de U\$ 6.300-7.700/kW por 6-9 horas de armazenamento a U\$ 9.000-10.500/kW para 12-15 horas de armazenamento. O custo nivelado de energia elétrica (LCOE) para as plantas de calhas parabólicas varia de U\$ 200/MWh (para plantas com seis horas de armazenamento e alta DNI) para U\$ 330/MWh (sem armazenamento e baixa DNI). Já para as torres solares, o LCOE varia de U\$ 170-240/MWh (com 12-15 horas de armazenamento) a U\$ 220-280/MWh (com 6-7 horas de armazenamento).

São esperadas as reduções nos custos de investimento da ordem de 10-20% até 2015 e de 30-50%

até 2020, devido ao desenvolvimento e aprendizagem de tecnologia, economias de escala na sequência da crescente implantação de plantas heliotérmicas e, também, devido aos fatores ambientais associados à energia livre de carbono.

Embora as plantas heliotérmicas com armazenamento de energia tenham maiores custos de investimento específicos (U\$/kW) devidos ao sistema de armazenamento e à maior área de coletores solares, quanto maior a geração de eletricidade, menor o custo associado desta geração. Desta forma, o armazenamento de energia deve ser analisado com cuidado uma vez que pode reduzir o custo da energia elétrica gerada pela usina heliotérmica aumentando a produção de energia elétrica (fatores de capacidade).

Os custos de capital para o campo solar e o sistema receptor perfazem a maior parte dos custos totais nos sistemas de torres solares e calhas parabólicas.

5.1.3 Composição dos Custos para a Tecnologia Heliotérmica - Calhas Parabólicas

Com base nos dados disponibilizados por quatro fontes (FICHTNER, 2010; TURCHI, 2010b; TURCHI, 2010b, e HINKLEY, 2011), nota-se que o campo solar é o componente de maior peso no custo total dos projetos avaliados, atingindo percentuais de 35% a 49%.

A Figura 5-1 ilustra de forma qualitativa a desagregação dos custos para uma planta de calha parabólica com armazenamento de 13,4h, evidenciando a importante participação do campo solar no custo final. IRENA (2012) avalia também a influência do sistema de armazenamento para plantas com 4,5 e 13,4 horas de armazenamento, respectivamente, conforme ilustra a Figura 5 2. Nesse caso a participação do armazenamento varia de 9% a 20% e o fluido de transferência de calor representa entre 8% e 11% dos custos totais.

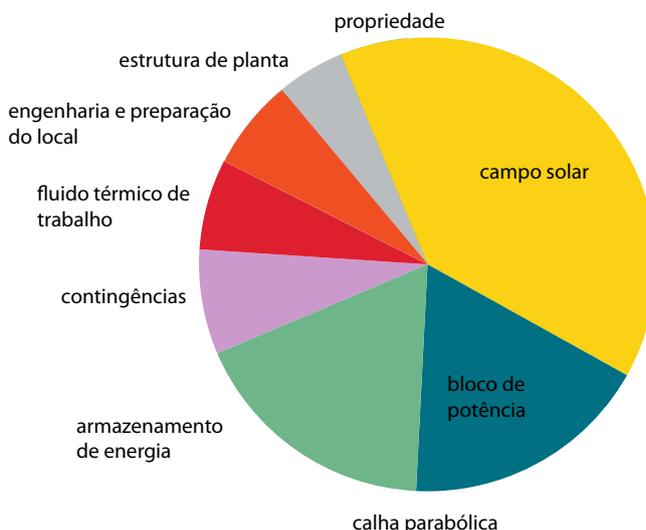


Figura 5-1: Desagregação dos custos em planta de calha parabólica; Fonte: IRENA (2012)

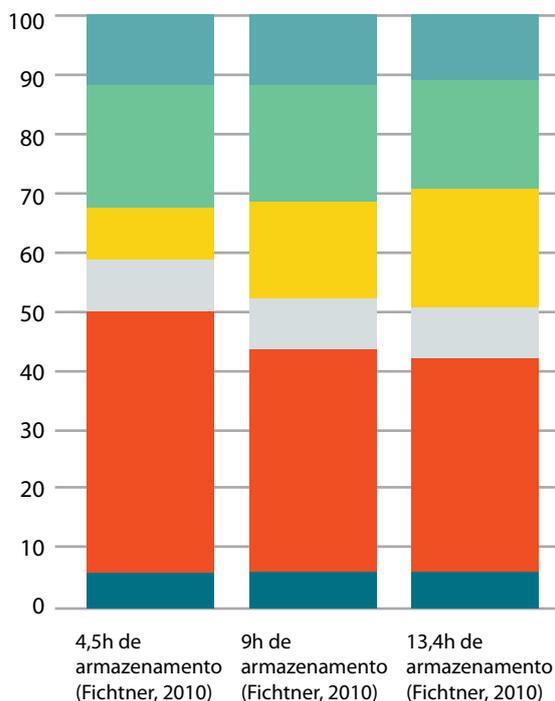


Figura 5-2: Composição dos custos de um sistema de calhas parabólicas; Fonte: Adaptado de IRENA (2012)

De forma aproximada, a cada coluna da Figura 5 2 são acrescentadas praticamente 4,5 horas de armazenamento térmico. Nota-se que a participação do custo do armazenamento no total apresenta uma variação também linear, enquanto o campo solar tem sua contribuição reduzida com menor percentual.

Outra análise de custos é feita por Ernst & Young e Fraunhofer (2011), para um projeto de calhas parabólicas de 50 MW com capacidade de armazenamento de 7,5 horas e orçado em U\$ 364 milhões. O campo solar (510 000 m²) é a parte mais intensiva em capital (38,5%), sendo seu preço determinado, principalmente, pelo custo de estrutura de suporte de metal (10,7% do custo total da planta), o receptor (7,1%), os espelhos (6,4%), o sistema de transferência de calor (5,4%) e o fluido de trabalho (2,1%). O sistema de armazenamento de energia térmica é responsável por 10% dos custos totais, incluindo o fluido e os tanques de armazenamento, sendo estes os maiores contribuintes para o custo final.

Estudo realizado por Kutscher et al (2010) para uma usina de calhas parabólicas com capacidade de 100 MW e 6 horas de armazenamento para os USA mostra que a força de trabalho responsável pela construção das usinas representa 17% do custo total, sendo esse um ponto onde as características e legislações locais afetam sobremaneira os custos finais, principalmente nos países em desenvolvimento. O artigo cita, ainda, que a participação desejável seria de 15%.

5.1.4 Composição de Custos para Heliotérmicas - Torres Solares

IRENA (2012) apresenta os custos desagregados para uma planta de 100 MW e tecnologia de torres solares na Figura 5 3. Nesse caso, a participação do armazenamento térmico é proporcionalmente menor enquanto que a contribuição do campo solar aumenta juntamente com a maior autonomia da planta. Entretanto, é preciso destacar que o fluido térmico (sal fundido, água ou ar) tem impacto importante no custo do armazenamento térmico.

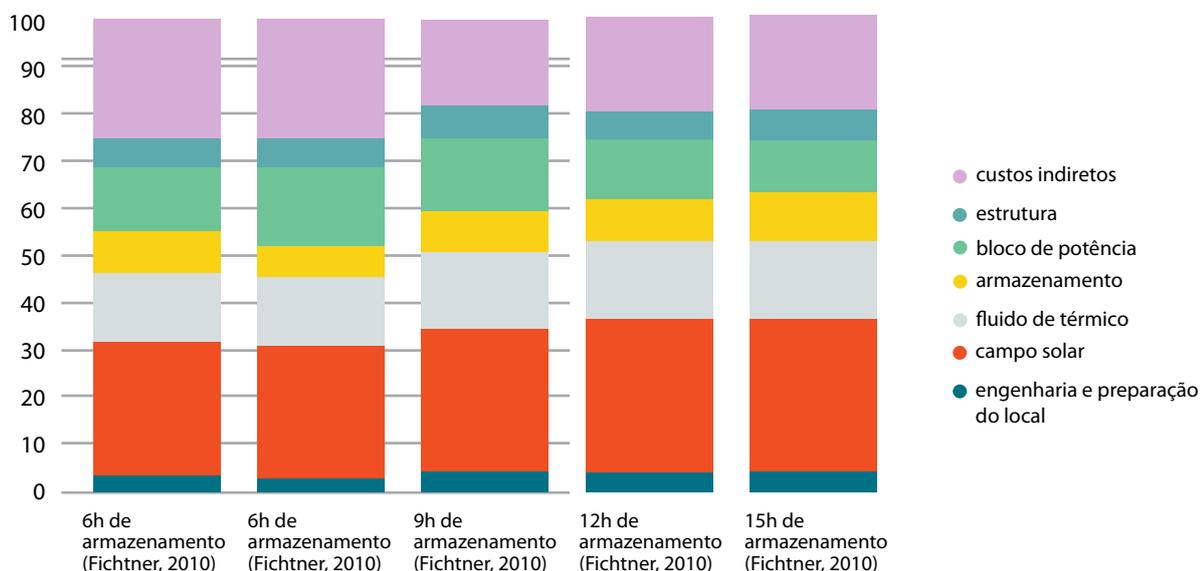


Figura 5-3 Composição dos custos de uma Torre Solar de 100MW; Fonte: IRENA (2012)

A Tabela 5-5 mostra a composição do custo de investimento de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas de 50 MWe. A análise foi feita para uma usina do tipo Andasol com uma capacidade de armazenamento térmico de 7,5 horas e campo solar

com área de 510.000 m². Somente os componentes principais são apresentados e sabe-se que os preços vão variar, dependendo do fabricante, tamanho do projeto, situação do mercado, do país e outros critérios.

Tabela 5-5: Composição do custo de investimento de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas de 50 MWe; Fonte: Ernst & Young and Fraunhofer, 2011

	Custo, 2010 (em milhões de dólares)	%
Custo do trabalho: local e campo solar	62,4	17
Campo solar	11,3	3,1
Preparação do local e infra-estrutura	21,2	5,8
Estrutura de aço	9,1	2,5
Tubulações	6,4	1,8
Instalação elétrica e outros	14,4	4
Equipamentos: Campo Solar e HTF do sistema	140,3	38,5
Espelhos	23,1	6,4
Receptores	25,9	7,1
Estruturas de aço	39	10,7
Pilares	3,9	1,1
Fundações	7,8	2,1
Trackers (hidráulicas e motores elétricos)	1,6	0,4
Junções articuladas	2,6	0,7
Fluido de transferência (tubulações, trocadores de calor, isolamento, bombas)	19,5	5,4
Fluido de Transferência de Calor	7,8	2,1
Equipamentos solar, eletrônicos, elétricos e de controle	9,1	2,5
Sistema de Armazenamento térmico	38,4	10,5
Sal	18,6	5,1
Tanques de Armazenamento	6,6	1,8
Materiais para Isolamento	0,7	0,2
Fundações	2,3	0,6
Trocadores de Calor	5,1	1,4
Bombas	1,6	0,4
Equilíbrio do sistema	3,5	1
Componentes e Sistemas de uma Planta Convencional	52	14,3
Bloco de potência	20,8	5,7
Equilíbrio da planta	20,7	5,7
Conexão com a rede	10,5	2,9
Outros	71	19,5
Desenvolvimento de projeto	10,5	2,9
Gerenciamento	28,1	7,7
Financiamento	21,8	6
Outros custos (circunstanciais)	10,5	2,9
Custo total	364	100

5.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO – O&M

Os custos de O&M para uma planta heliotérmica de calhas parabólicas incluem operação da planta, consumo de combustível no caso de hibridização, água de resfriamento e de alimentação ao ciclo termodinâmico e a manutenção do campo solar (IEA, 2010). Uma planta típica de 50 MWe de calhas parabólicas requer, aproximadamente, 30 operários para a operação da usina e 10 para a manutenção do campo solar. Assim, custos típicos de O&M para esse tipo de plantas estão na faixa de 13 – 30 U\$/MWh, que inclui o custo do combustível de back-up tanto emergencial como para geração de eletricidade (IEA, 2010). A grande variabilidade do preço de combustíveis justifica a amplitude dessa faixa. Para as plantas de maior potência, os custos de O&M unitários serão menores.

Para Purohit et al. (2010), os custos de O&M para plantas heliotérmicas podem ser estimados como 2% do total do custo de capital. Outros autores estimam custos de O&M entre 12 – 20 U\$/MWh (Nixon et al., 2010) e 7,31 U\$/MWh (THE WORLD BANK, 1999). Há também autores que publicam custos de operação fixos por potência instalada de 71 U\$2005/kW/ano (IEA, 2010) e 70 U\$/kW/ano (NREL, 2012).

Dentre os maiores fatores de custo de O&M, tem-se o preço do combustível de backup, a mão de obra na operação da usina: envolvida na substituição do fluido de transferência de calor, dos receptores e dos espelhos devido à quebra de vidro, além do custo de lavagem e da própria água. A despesa com seguro da planta também é importante e o custo anual para este item pode situar-se entre 0,5% a 1% do custo de capital inicial.

Os custos de manutenção de usinas heliotérmicas modernas são menores do que as plantas da Califórnia SEGS, uma vez que melhorias tecnológicas reduziram a necessidade de substituir os espelhos e receptores e a automação reduziu o custo de outros

procedimentos de O&M em até 30%. Como resultado da melhoria dos processos de O&M (tanto custo como desempenho da planta), o total destes custos em usinas heliotérmicas no longo prazo tende a se reduzir significativamente.

Estima-se, atualmente, que um sistema de calha parabólica nos Estados Unidos, teria custos de O&M de cerca de U\$ 0.015/kWh, composta de U\$ 70/kW/ano fixos e cerca de U\$ 0.003/kWh em custos variáveis (Turchi, 2010b). No entanto, isso exclui o seguro e outros custos também relatados em outras estimativas de custo de O&M, razão pela qual se deve ter cautela na interpretação deste valor. Para torres solares, os custos fixos de O&M são estimados em U\$ 65/kW/ano (Turchi, 2010b).

Os custos de O&M de duas propostas, calhas parabólicas e torre solar, na África do Sul (incluindo seguro) foram estimados entre U\$ 0.029 e U\$ 0.036/kWh. Os refletores parabólicos e as torres solares representam importantes economias de escala em custos O&M em relação ao nível de armazenamento de energia térmica quando se passa de 4,5 horas para 9 horas de armazenamento, mas a adição de mais área de armazenamento não resultou em quaisquer reduções significativas.

5.3 AVANÇOS DA TECNOLOGIA E A REDUÇÃO DE CUSTOS

A perspectiva de redução de custos para os próximos anos em busca da competitividade econômica da geração heliotérmica se baseia em três fatores principais: avanços tecnológicos, aumento do tamanho das plantas (scale up) e economia de escala, resultado da produção massiva de componentes específicos da indústria heliotérmica.

Como avaliado no Capítulo 4, tal evolução precisa ser motivada e acompanhada por políticas de incentivo e financiamento para desenvolver as energias renováveis e a geração heliotérmica em particular, em curto e médio prazo.

A Figura 5-4 apresenta uma perspectiva de redução de custos da tecnologia heliotérmica, considerando os fatores mencionados.

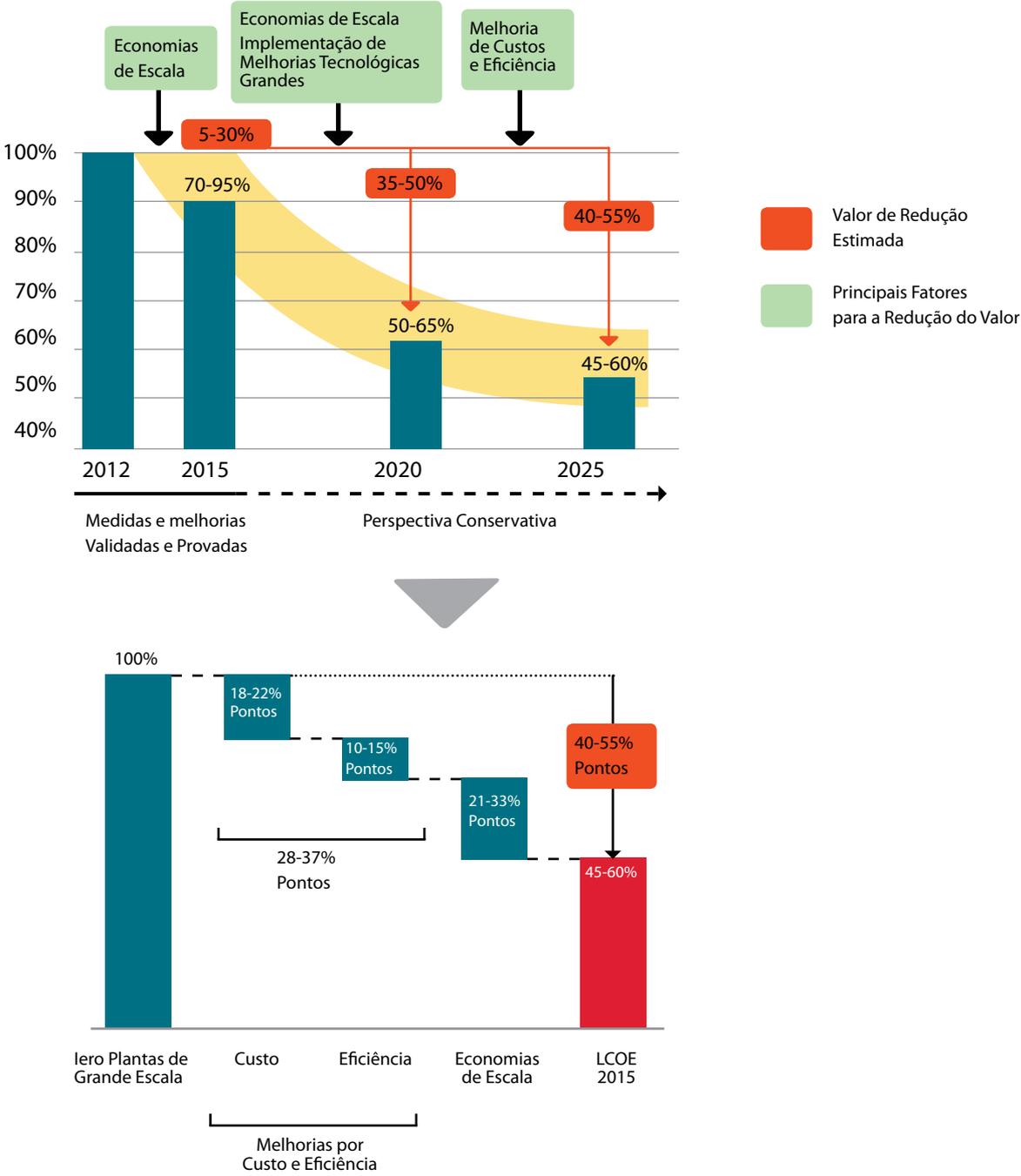


Figura 5-4: Expectativa da redução de custos de plantas heliotérmicas desde 2012 até 2025, incluídos os custos de financiamento; Fonte: Arvizu, 2011 (apud Soria, 2011).

5.3.1 Avanços da tecnologia

A perspectiva de aumento da competitividade da tecnologia heliotérmica deriva, em parte, dos avanços tecnológicos em concentradores, receptores, armazenamento de calor e fluidos de transferência de calor (Arvizu et al., 2011). O coletor concentrador solar é o componente de uma planta heliotérmica de calha parabólica com maior potencial para redução de custos. O objetivo é por um lado diminuir os custos de capital e por outro incrementar a eficiência ótica para atingirmos temperaturas mais altas (Arvizu et al., 2011).

A redução de custos das calhas parabólicas será decorrência de avanços permanentes em materiais para superfícies seletivas solares (durabilidade no exterior, alta reflexividade solar, maior resistência mecânica e baixo coeficiente de sujeira), desenvolvimentos na estrutura de suporte (menor peso, alta rigidez, rastreamento mais preciso e fácil montagem) e pela possibilidade de produção em escala industrial (Soria, 2011).

Os avanços técnicos, como espelhos altamente refletivos e manutenção reduzida se aplicam a todas as tecnologias heliotérmicas, enquanto outros se concentram em casos específicos dessa tecnologia. Uma análise detalhada dos potenciais avanços técnicos e da redução de custos associados para cada tecnologia heliotérmica foi realizada pela AT Kearney e ESTELA (AT Kearney, 2010). Os principais resultados são sumarizados abaixo.

Plantas com Calhas Parabólicas

- espelhos de espessura reduzida, com baixo custo, alta refletividade (95%) e baixo desvio focal para aumentar a eficiência em até 3%;
- espelhos receptores de grande porte para reduzir componentes e os custos em 30%;
- revestimento de alta absorvência para aumentar a eficiência em até 4%;
- alternativas para os fluidos de transferência de calor (por exemplo, sais fundidos, vapores,

fluidos orgânicos, fluidos nanotecnológicos) para substituir o óleo sintético;

- novos suportes e fundações para os espelhos (alumínio, compósitos) para reduzir custos.

Plantas com Torres Solares

- maiores heliostatos (acima de 150m²) para reduzir os custos de componentes em até 7% ou heliostatos menores (de 1m² a 7 m²), com base e sistemas de rastreamento mais baratos;
- receptores centrais mais eficientes, com fluidos de trabalho que suportem elevadas temperaturas (por exemplo, sal fundido) a fim de aumentar a eficiência em até 28%, uma vez que os ciclos de geração de potência a vapor ou gás ultra- supercríticos alcançam eficiência superiores a 45%;
- Campos solares com multi- torres podem reduzir custos e aumentar o desempenho devido à melhoria da eficiência ótica, embora tal configuração aumente a complexidade da planta.

Plantas com Receptores Fresnel

- avanço dos materiais estruturais e refletivos para reduzir os custos em 20%;
- uso de vapor superaquecido em vez de vapor saturado para melhorar a eficiência em até 18%;
- sistemas de armazenamento baseados na mudança de fase dos materiais associados à DSG.

Plantas com Discos Parabólicos

- Novos projetos, materiais e motores (por exemplo, multi-cilindros motores de pistão livres) podem reduzir significativamente os custos.

Relativamente à tecnologia de armazenamento térmico, pode-se citar:

- sais fundidos à base de lítio com altas temperaturas de operação e menores pontos de congelamento;
- materiais concretos ou refratários de 400°C- 500°C,

com capacidade de armazenamento modular e de baixo custo (U\$ 40/kWh);

- sistemas de mudança de fase com base em nitratos de sódio ou potássio para serem usados combinados com DSG, e
- tanques de armazenamento mais baratos (por exemplo, tanques de termoclina individuais), com reduzidos volumes (30%) e custos em comparação com os sistemas comuns de dois tanques.

5.3.2 Economia de escala

Arvizu et al., 2011 destacam que a economia de escala acontece quando se instalam projetos de geração heliotérmica com potência superior a 50 MW. Assim, uma redução nos custos de investimento é esperada em função dos benefícios da produção em série de componentes-chave específicos para a indústria solar térmica (coletores, receptores, etc.). Também há economia de escala com relação ao bloco de potência. Por exemplo, uma turbina a vapor é mais eficiente e mais barata para grandes capacidades instaladas. Além disso, espera-se que os custos fixos associados à maquinaria para a instalação da obra civil e ao EPC diminuam ao dividir o valor para uma maior capacidade instalada.

Como é analisada no Capítulo 6, a dificuldade técnica para a manufatura dos componentes de uma planta heliotérmica é bastante reduzida no país. Assim, o que a indústria solar precisa para desenvolver-se é a garantia de uma demanda considerável por esses produtos específicos durante longo prazo, em um mercado que esteja bem regulado. Esta demanda garantirá o controle do alto risco da tecnologia no estágio atual de desenvolvimento. Atualmente os materiais e componentes que a indústria heliotérmica precisa já são produzidos, mas é preciso a implementação de um conjunto de incentivos que fomentem na indústria economias de escala (Soria, 2011).

Um aumento das dimensões da planta reduz os custos associados aos componentes e sistemas convencionais, tais como bloco de potência e o equilíbrio de planta, diferentemente do custo relacionado ao campo solar, que é função, principalmente, da aprendizagem e produção industrial em grande escala de componentes. Para ilustrar tal fato, cita-se o orçamento realizado por essa equipe junto a empresas americanas em 2011, que definiu para o campo solar de 15.000m² um custo médio de €1400/m², preço FOB. Para os valores da planta Andasol, excluído o custo da fundação, e para uma área de 510.000m², ou seja, uma área 34 vezes maior, o valor em 2009 para o campo solar era de apenas €260/m² (ERNST & YOUNG E FRAUNHOFER, 2011)

O custo em U\$/kW de uma planta de calhas parabólicas com 7,5 horas de armazenamento pode ser reduzido em 12%, se o tamanho da planta for aumentado de 50 MW para 100 MW e em 20% se for aumentado até 200 MW (KISTNER 2009).

Sargent e Lundy (2003) apresentam estimativas de redução de custos para as tecnologias de calhas parabólicas e de torres solares, cujos resultados estão mostrados na tabela a seguir:

Tabela 5-7: Redução do LCOE previsto para 2020; Fonte: Sargent e Lundy (2003)

Tecnologia	P&D/Técnicos	Scale up	Volume de produção
Calhas parabólicas	54%	20%	26%
Torre solar	23%	49%	28%

Observa-se que a redução esperada em função do maior volume de produção (curva de aprendizagem) é muito próxima para as duas tecnologias e tal comportamento pode ser explicado pelo volume atual de produção ainda bastante reduzido em ambos os casos.

Sargent e Lundy (2003) identificam que, para torres solares, essa redução está associada ao custo dos heliostatos, indicando que o custo deve diminuir 3% a cada duplicação da capacidade cumulativa. No caso das calhas parabólicas, os autores atribuem o menor custo ao efeito combinado de volume de produção e aumento da concorrência.

5.3.3 Aprendizagem industrial

A taxa de aprendizagem para produção, operação e manutenção de sistemas e componentes da tecnologia heliotérmica é altamente incerta, dada a sua fase inicial de implantação. Estimativas de redução de 8% - 10% com base em outras tecnologias (IEA 2010b; Trieb, 2009) são consideradas realísticas.

Segundo Soria (2011), a tecnologia heliotérmica se beneficia pelo atual estágio de know-how da tecnologia de geração elétrica e dos contínuos desenvolvimentos com relação a turbinas a vapor e gás que acontecem ainda hoje. O bloco de potência mais usado atualmente em usinas heliotérmicas é baseado num ciclo Rankine tradicional, fato que apresenta também vantagens para a hibridização com uso de caldeiras complementares (Arvizu et al., 2011).

Embora a geração heliotérmica trabalhe com turbinas a vapor, para blocos de potência de menor capacidade são utilizadas turbinas industriais e para maiores potências, empregam-se as turbinas típicas para usinas termelétricas convencionais. Assim, há claras oportunidades de aperfeiçoar as turbinas para uma melhor adaptação ao tipo de regime térmico variável presente na indústria solar. Essa especificidade está associada com a carga térmica cíclica induzida pela irradiação solar variável ao longo do dia. Com relação ao campo solar, a perspectiva de redução de custos não está associada a questões técnicas, mas sim de mercado. A dificuldade técnica que a indústria de fabricação de espelhos côncavos apresenta é mínima (Arvizu et al., 2011).

A redução de custos de O&M prognosticada obedece ao ganho progressivo de conhecimento e de experiência. Adicionalmente, a retroalimentação que a indústria e os institutos de pesquisa recebem a partir das experiências operacionais tem incentivado a melhoria do desenho dos componentes da planta e ao uso de processos mais eficientes (Soria, 2011).

6 ÍNDICE DE COMPETÊNCIA DO MERCADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

O Índice de Competência do Mercado de Energias Renováveis (ER) foi desenvolvido por Elrefaei (2012) e o texto a seguir é um resumo da metodologia desenvolvida pelo autor. Todos os dados citados neste capítulo foram retirados da referência acima, que considera, na maioria dos casos, os valores disponíveis para o ano – base de 2008.

A competência do mercado de um país para projetos de ER envolve muitos fatores. Alguns são comuns a todos os tipos de tecnologias de ER e estão relacionados com a política, situação econômica e financeira do país e com as características próprias do setor de energia. Por outro lado, cada tipo de tecnologia renovável tem certos fatores específicos que também determinam a competência do mercado (por exemplo, a existência de um potencial econômico para ser utilizado por uma tecnologia específica). A Figura 6-1 mostra os três grupos de indicadores gerais que compõem o Índice de Competência de Mercado para um determinado tipo de ER, a saber:

Grupo 1. Indicadores Políticos e Econômicos

(3 indicadores).

Grupo 2. Indicadores do Setor de Energia

(8 indicadores).

Grupo 3. Indicadores Financeiros e Ambientais

(2 indicadores).

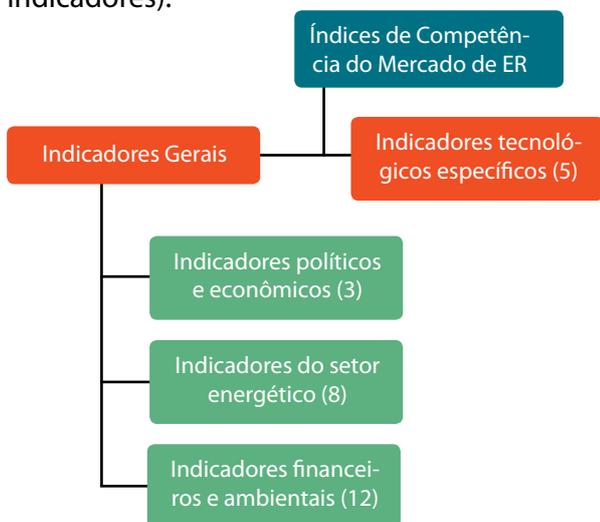


Figura 6-1: Composição do Índice de Competência do Mercado de ER

Os números entre parênteses representam o número de indicadores individuais pertencentes a cada grupo, que somados aos 5 indicadores específicos totalizam 18 indicadores. Para diferentes tipos de tecnologia de ER (por exemplo, CSP, PV, eólica, biomassa, geotérmica), apenas os indicadores específicos de tecnologia serão alterados.

6.1 INDICADORES POLÍTICOS E ECONÔMICOS

Uma vez que a situação política e econômica geral do país influencia e molda todo o ambiente de negócios e, portanto, afeta as atividades de investimento em todos os setores, incluindo o de ER, é importante incluir alguns indicadores no índice final para incorporar tais efeitos. Assim, três índices já existentes são mencionados:

- Índice de Competitividade Global - ICG
- Índice de Instabilidade Política - IIP
- Índice de Percepção da Corrupção - IPC

Estes três índices são publicados anualmente pelo Fórum Econômico Mundial. Para cumprir a regra de pontuação do índice onde cada indicador deve variar entre "0" - menos favorecida - e "100" - mais favorecida, as pontuações relatadas são linearmente adequadas para este intervalo. Assim, baixas pontuações para Índice de Competitividade Global e Índice de Percepção da Corrupção significam baixa competitividade e baixo nível de corrupção, respectivamente. Tais índices têm a seguinte forma:

$$(6.1) \text{ ICG (ajustado)} = 100 \times \frac{\text{ICG (país)} - \text{ICG (mínimo)}}{\text{ICG (máximo)} - \text{ICG (mínimo)}}$$

$$(6.2) \text{ IPC (ajustado)} = 100 \times \frac{\text{IPC (país)} - \text{IPC (mínimo)}}{\text{IPC (máximo)} - \text{IPC (mínimo)}}$$

$$(6.3) \text{ IIP (ajustado)} = 100 \times \left[1 - \frac{\text{IIP (país)} - \text{IIP (mínimo)}}{\text{IIP (máximo)} - \text{IIP (mínimo)}} \right]$$

A Tabela 6-1 mostra as pontuações originalmente publicadas e aquelas ajustadas para o Brasil, assim como as pontuações máxima e mínima do Índice de Competitividade Global (para 2010-2011), Índice de Instabilidade Política (que abrange o

período de 2009-2010) e Índice de Percepção de Corrupção (para 2010). São dispostos, também, a fim de comparação, os valores relativos à Espanha e Estados Unidos, países líderes no uso da geração heliotérmica (ELREFAEI, 2012).

Tabela 6-1: Índices Originais e Ajustados dos Indicadores Políticos e Econômicos

	Índices de Competitividade Global		Índice de Instabilidade Política		Índice de Percepção de Corrupção	
	Original	Ajustado	Original	Ajustado	Original	Ajustado
Mínimo	3,74	0	3,8	0	2,2	0
Máximo	5,43	100	7	100	7,9	100
BRASIL	4,28	32	5,4	50	3,7	26
Espanha	4,49	44	5,5	47	6,1	68
EUA	5,43	100	5,3	53	7,1	86

6.2 INDICADORES DO SETOR DE ENERGIA

Uma vez que as características do setor de energia do país têm relação direta com a possibilidade de desenvolvimento de projetos de ER, os oito seguintes indicadores estão incluídos na avaliação do Índice de Competência do Mercado de ER:

Indicador de Intensidade Energética

Como normalmente a maioria das tecnologias renováveis ainda são mais caras do que as convencionais e, uma vez que toda a sociedade pagará o custo por essa opção, é importante assegurar-se de que a energia a ser gerada por projetos de ER (principalmente para a geração de eletricidade) trará aumento do PIB total do país. Países que usam de forma eficiente a sua energia para aumentar o PIB são mais bem posicionados para fazer uso de seu potencial renovável e a concretizarem retorno desses investimentos.

A medida amplamente utilizada que serve a esse propósito é o Indicador de Valor de Intensidade Energética (EIV), que mede a eficiência do uso de

energia para gerar riqueza no país, definido pela relação entre oferta total de energia primária do país. (TEPS), medida em Tonelada Equivalente de Petróleo (tep), e o PIB total, medido em mil U\$ do país, tendo em conta a Paridade do Poder de Compra (PPP).

(6.4)

$$(EIV) = \frac{\text{Oferta de energia primária total (TEPS)}}{\text{PIB total considerando o PPP (\$)}} \left(\frac{\text{tep}}{1000\$} \right)$$

Os autores utilizaram os valores de EIV de 2008, que toma como base a cotação do dólar do ano de 2000.

A definição do Indicador de Intensidade Energética, equação 5.6, é feita de tal modo que, países que apresentam valores reduzidos de intensidade energética devem ter uma maior pontuação desse indicador do que os países com valores mais elevados de intensidade energética, a saber:

(6.5) *Indicador de Intensidade Energética =*

$$100 \times \left[1 - \frac{EIV(\text{país}) - EIV(\text{mínimo})}{EIV(\text{máximo}) - EIV(\text{mínimo})} \right]$$

É utilizada a escala de pontuação de "0" (pontuação mínima correspondente ao valor máximo do valor de intensidade energética) até um máximo "100" (pontuação máxima do Indicador de Intensidade de energia que corresponde ao valor da intensidade de energia mínimo).

A Tabela 6-2 mostra os valores de EIV e do correspondente Indicador de Intensidade Energética para o Brasil, Espanha e Estados Unidos.

Tabela 6-2: Indicador de Intensidade Energética;
Fonte: <http://www.iea.org/stats/unit.asp>

	EIV (tep/2000\$)	Indicador de Intensidade Energética (%)
Mínimo	0,09	0
Máximo	0,26	100
BRASIL	0,15	65
Espanha	0,13	76
EUA	0,19	41

Indicador Final não Elétrico

Considerando que os recursos de ER produzam apenas eletricidade, com exceção para a biomassa que pode produzir eletricidade e combustível líquido, então a diferença entre a energia total consumida (TFC) e o consumo total de energia elétrica representa a produção necessária de eletricidade por via de ER em um futuro próximo. Quanto maior esta diferença no momento atual, maior o mercado potencial de ER, a partir do pressuposto de que o governo local esteja aberto a investimentos no setor. O valor desse indicador (NEFV) é calculado como:

(6.6)

$$(NEFV) = TFC - \text{Consumo total de energia elétrica}$$

(6.7) *Indicador Final Não Elétrico =*

$$100 \times \left[\frac{NEFV (\text{país}) - NEFV (\text{mínimo})}{NEFV (\text{máximo}) - NEFV (\text{mínimo})} \right]$$

Os dados utilizados foram publicados pela IEA para o ano de 2008 e utilizam o fator de conversão: $10^3 \text{ tep} = 1 \text{ ktep} = 0.01163 \text{ TWh}$, mostrados na Tabela 6-3.

Indicador de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica

Quanto maior o crescimento do consumo de energia elétrica em um país, maior a necessidade de projetos de geração de eletricidade, significando um mercado em potencial para ER e, portanto, deve ser o índice de pontuação. Os autores destacam que, na verdade, o fator preponderante é o crescimento absoluto, em TWh e não a taxa de crescimento em si.

Tabela 6-3: Indicador Final não Elétrico

	Consumo total de energia final - TFC (tep/ano)	Consumo total de energia elétrica (TWh)	NEFV (TWh)	Índice Final não Elétrico
Mínimo			31,90443	
Máximo			13.780,38935	
BRASIL	195.378	428,5	1.843,74614	13
Espanha	99065	287,71	864,41595	6
EUA	1.542.245	4.155,92	13.780,38935	100

Dados reais de 2008 mostram que a taxa de crescimento do consumo de eletricidade do Líbano é de 23% o que corresponde a um acréscimo de 2,1 TWh de eletricidade em relação ao ano anterior, enquanto para a China, uma taxa de crescimento de apenas 7% corresponde a um potencial de acréscimo de 215 TWh no mercado.

Os valores do crescimento do consumo de energia elétrica (ECGV) e do Indicador de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica são calculados a partir das relações:

$$(6.8) \text{ (ECGV)} = \frac{\text{Consumo eletricidade (2009)} - \text{Consumo eletricidade (2007)}}{2}$$

$$(6.9) \text{ Indicador do Crescimento de Consumo de Energia Elétrica} = 100 \times \left[\frac{\text{ECGV (país)} - \text{ECGV (min)}}{\text{ECGV (max)} - \text{ECGV (min)}} \right]$$

$$(6.10) \text{ Consumo de Energia Elétrica} = \text{Produção Bruta} + \text{importações} - \text{exportações} - \text{perdas de transmissão/distribuição}$$

Os valores desse indicador para o Brasil, Espanha e Estados Unidos são mostrados na Tabela 6-4.

Tabela 6-4: Indicador de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica

	Consumo de Eletricidade (ano base 2007) (TWh)	Consumo de Eletricidade (ano base 2009) (TWh)	ECGV (ano base 2008) (TWh)	Indicador de Crescimento de Consumo de Energia Elétrica
Mínimo			0	0
Máximo			215,365	100
BRASIL	412,69	426,34	6,825	3
Espanha	282,54	275,74	0	0
EUA	4.113,07	3.961,56	0	0

Indicador de eletricidade líquida importada

Quando um país tem necessidade de importar energia elétrica, o mercado para projetos de ER é promissor com vistas ao suprimento dessa demanda. O Indicador de Energia Elétrica Importada é calculado da seguinte forma:

$$(6.11) \text{ Valor da Eletricidade Líquida Importada (NIEV)} = \text{Eletricidade Importada} - \text{Eletricidade Exportada} \text{ (ktep)}$$

$$(6.12) \text{ Indicador de Eletricidade Líquida Importada} = 100 \times \left[\frac{\text{NIEV (país)} - \text{NIEV (min)}}{\text{NIEV (max)} - \text{NIEV (min)}} \right]$$

A Tabela 6-5 indica tais valores para Brasil, Espanha e Estados Unidos.

Tabela 6-5: Indicador de eletricidade líquida importada

	Eletricidade Importada Líquida (ktep)	Indicador de eletricidade líquida importada
Mínimo	0	
Máximo	3630	
BRASIL	3630	100
Espanha	-949	0
EUA	2833	78

Indicador de Geração de Eletricidade não Renovável

Se a maior parte da energia elétrica no país é produzida por recursos não renováveis (petróleo, gás natural, carvão, nuclear), os projetos de ER substituirão tais recursos. Alternativamente, se toda a eletricidade gerada no país provem de recursos de ER, então a única possibilidade de crescimento em projetos utilizando energia limpa virá do crescimento do consumo da eletricidade. Assim, os países com valores de geração de eletricidade não renováveis elevados terão maiores pontuações no índice final e vice-versa.

O valor da geração de eletricidade não renovável é calculado usando a relação:

$$(6.13) \text{ Valor da produção de eletricidade não ER (NREEPV)} = \text{Eletricidade gerada por Petróleo} + \text{Eletricidade gerada por Gás Natural} + \text{Eletricidade gerada por Carvão} + \text{Eletricidade gerada por Energia Nuclear (GWh)}$$

Assim,

(6.14) Indicador de Geração de Eletricidade Não Renovável =

$$100 \times \frac{NREEPV(\text{país}) - NREEPV(\text{min})}{NREEPV(\text{max}) - NREEPV(\text{min})}$$

Os valores deste indicador estão mostrados na Tabela 6-6, com base nos dados da IEA, ano base 2008.

Tabela 6-6: Indicador de Geração de Eletricidade Não Renovável

	Produção de Eletricidade Não-Renovável, NREEPV (GWh)	Indicador de Geração de Eletricidade Não Renovável
Mínimo	10.253	0
Máximo	3.938.765	100
BRASIL	73.100	2
Espanha	248.509	6
EUA	3.938.765	100

Indicador da Insegurança - Petróleo e Gás

Este indicador considera o número de anos que as reservas de petróleo e gás podem atender determinado país, assumindo o mesmo consumo anual no futuro, ou seja, se é grande ou pequena a reserva de um país, este é um número que deve ser considerado relativamente ao seu consumo. A relação (em anos) é dada por:

$$(6.15) \text{ Anos de suprimento (YoS)} = \frac{\text{Reservas comprovadas (petróleo / gás)}}{\text{Consumo anual total (petróleo / gás)}}$$

A pontuação do indicador de insegurança Petróleo e Gás é calculado de tal forma que países com longo período de oferta terão pontuações mais baixas e vice-versa, usando a relação:

$$(6.16) \text{ Indicador de Insegurança (petróleo / gás)} = \frac{YoS(\text{país}) - YoS(\text{min})}{YoS(\text{max}) - YoS(\text{min})}$$

As Tabela 6-7 e 6-8 mostram os valores relativos a 2010 para cálculo do Indicador Insegurança de Petróleo e Gás, respectivamente.

Tabela 6-7: Indicador Insegurança de Petróleo

	Reservas de Petróleo, 2010 (bilhões de barris)	Consumo de Petróleo em 2010 (bilhões de barris/ano)	Anos de suprimento	Indicador de Insegurança
Mínimo			0	0
Máximo			50	100
BRASIL	12,8600	0,9687	13,27539	73
Espanha	0,15	0,5260	0,28519	99
EUA	20,6800	6,9898	2,958618	94

Tabela 6-8: Indicador Insegurança de Gás

	Reservas de Gás, 2010 (trilhões de m3)	Consumo de Gás em 2010 (trilhões de m3/ano)	Anos de suprimento	Indicador de Insegurança
Mínimo			0,00503	0
Máximo			50	100
BRASIL	0,3664	0,02513	14,58018	71
Espanha	0,002548	0,03582	0,071133	100
EUA	7,716	0,6833	11,29226	77

Indicador de meta de ER

Este indicador mede a produção de energia elétrica a partir de ER anual esperada até um ano alvo específico. Quanto maior for esta produção de ER anual, maior e mais atraente o mercado para as energias renováveis. Para se estimar a quantidade de eletricidade que precisa ser gerada por ER no ano alvo, deve-se ter em conta a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica esperada.

Para avaliar a quantidade de produção anual de eletricidade, estimada por ER, definem-se os seguintes parâmetros:

- i: ano inicial quando o índice é avaliado;
- f: ano alvo anunciado pelo país;
- g: taxa de crescimento do consumo de energia elétrica média;

- E_i: consumo de eletricidade no ano inicial (i)
- E_f: consumo de energia elétrica esperado no ano alvo final (f)
- T: relação meta de produção de eletricidade por ER anunciada pelo município
- RE_i: quantidade total de energia elétrica gerada por recursos renováveis no ano inicial
- Ref: quantidade de eletricidade necessária para ser gerada por recursos ER no ano-alvo.

A partir dessas definições e, assumindo-se que a taxa de crescimento do consumo médio de energia existente (g) permanecerá a mesma no futuro em relação ao ano inicial (i) até o ano-alvo final (f), o consumo de energia elétrica no ano-alvo final (E_f) será dada por:

$$(6.17) \quad E_f = E_i (1 + g)^{f-i}$$

A quantidade de eletricidade gerada por RE no ano alvo (REF) está relacionada com o consumo de energia elétrica esperado no ano final (Ef), através de:

$$(6.18) \quad RE_f = T \times E_f$$

Então:

$$(6.19) \quad RE_f = T \times E_i (1 + g)^{f-i}$$

Assim, a nova produção de eletricidade ER anual esperada durante o período remanescente (f-i), assumindo uma tendência linear é dada por:

$$(6.20a) \quad \text{Produção de ER anual esperada} = \frac{RE_f - RE_i}{f - i}$$

Considerando a equação anterior, tem-se que:

$$(6.20b) \quad \text{Produção de ER anual esperada (EAREP)} = \frac{T \times E_i (1 + g)^{f-i} - RE_i}{f - i}$$

Similarmente, esse indicador é calculado na forma:

$$(6.21) \quad \text{Indicador de Meta de ER} =$$

$$100 \times \left[\frac{EAREP (\text{país}) - EAREP (\text{min})}{EAREP (\text{max}) - EAREP (\text{min})} \right]$$

O ano inicial é 2008 e os outros dados necessários aos cálculos são mostrados na Tabela 6-9.

6.3 INDICADORES FINANCEIROS E AMBIENTAIS

O indicador financeiro tem como objetivo mensurar a existência de diferentes formas de incentivos financeiros para apoiar, incentivar e permitir a expansão do mercado RE. De acordo com o REN 21-2011 são categorizados estes meios em 3 grupos, como se segue :

Tabela 6-9: Indicador de Meta de ER

	Ano Meta (f)	Taxa de crescimento eletricidade, g (%)	Porcentagem Meta, T (%)	Consumo de eletricidade no ano inicial, Ei (GWh)	Eletricidade gerada por ER no ano inicial REi(GWh)	Produção por ER anual esperada	Indicador de Meta
Mínimo						0	0
Máximo						9882,8182	100
BRASIL	2020	1,65	16	463.369	390.269	0	0
Espanha	2020	0	40	313.746	65.237	5021,7833	51
EUA	x	0		4.369.099	430.334	0	0

1	Políticas Regulatórias	i. imposição de quotas
		ii. sistema de compensação de energia elétrica (net metering)
		iii. ERC negociáveis
2	Incentivos Fiscais	i. Subsídio de Capital, doações
		ii. Investimento/prod. taxa de crédito
		iii. Redução nas vendas, energias, taxas
		iv. Pagamento de Produção de Energi
3	Financiamento Público	i. Investimentos públicos, empréstimos, subvenções
		ii. Licitação Pública

Por natureza, os dados que este indicador abrange incluem medidas legislativas, leis e decretos que moldam as políticas dos países em favor da expansão da produção ER. Embora o relatório original REN21-2011 inclua mais três políticas sob a categoria Políticas Regulatórias, a saber: Tarifa especial - Feed-in; obrigatoriedade de uso de biocombustíveis e de energia térmica, que não estão incluídos nessa análise.

As tarifas *Feed-in* se constituem em mecanismos de política pública destinadas a acelerar o investimento em energias renováveis por meio da oferta de contratos de longo prazo para produtores desse tipo de energia e, portanto, são alteradas conforme

a tecnologia em análise. Assim, sua análise será feita separadamente nos indicadores da tecnologia específica (geração heliotérmica, neste caso) e será mostrado adiante.

O relatório REN21-2011 dá, qualitativamente, um status para o país em relação a essas políticas marcando apenas um "X" ou deixando em branco para cada uma delas. Esta medida qualitativa é convertida em base quantitativa, dando uma pontuação "5" para um item marcado, e "0" para um item em branco. Uma vez que existem nove itens de política, a pontuação total do país é dada por:

(6.22)

$$\text{Indicador financeiro} = \frac{100}{45} \times \sum_1^9 (\text{Ítem política})_i$$

A Tabela 6-10 resume os dados para a composição do Indicador financeiro.

Tabela 6-10: Indicador financeiro

	Políticas Regulatórias			Incentivos Fiscais				Financiamento Público		Indicador
	Imposição de quotas	Net metering	ERC negociáveis	Subsídio de Capital	Investimento/prod	Redução nas vendas	Pagamento de Produção de Energia	Investimentos públicos	Licitação Pública	
BRASIL	0	0	0	0	0	5	0	5	5	33
Espanha	0	0	0	0	5	5	0	5	0	33
EUA	0	0	5	5	5	5	5	5	5	78

O *indicador ambiental* pontua países com grandes emissões de CO₂ per capita (TCO₂/capita) com valores mais elevados (e vice-versa), pois se entende que tais países deverão ter maior disposição para a implantação de projetos de ER. Este número é diretamente relatado pela IEA e os dados disponíveis de 2008 são gratuitos e são mostrados na Tabela 6-11. O indicador ambiental é, portanto, calculado com a relação:

$$(6.23) \text{ Indicador ambiental} = 100 \times \frac{\left[\text{emissão de CO}_2 (\text{país}) - \text{emissão de CO}_2 (\text{min}) \right]}{\left[\text{emissão de CO}_2 (\text{max}) - \text{emissão de CO}_2 (\text{min}) \right]}$$

Tabela 6-11: Indicador Ambiental

	Emissão de CO ₂ /população	Indicador Ambiental
Mínimo	1,25	0
Máximo	18,38	100
BRASIL	1,9	4
Espanha	6,97	33
EUA	18,38	100

6.4 INDICADORES TECNOLÓGICOS ESPECÍFICOS

Como indicadores tecnológicos, são quantificados os cinco itens relacionados a seguir:

- Indicador de Manufatura
- Indicador de Potencial Econômico
- Indicador de Instituições
- Indicador de Meta Tecnológica
- Indicador de Tarifas *Feed-in*

Indicador de Manufatura

Um país com uma boa base de fabricação para os componentes e equipamentos necessários para implantação de projetos de determinada tecnologia é mais atraente para os investidores em comparação com outros países que não possuem essas habilidades. A fim de chegar a um método objetivo para calcular o indicador de manufatura, as seguintes etapas são propostas:

Passo 1: a tecnologia em questão é desagregada quanto às indústrias e mão-de-obra existente, relativas a seus componentes básicos. Um projeto de geração heliotérmica envolve, principalmente: indústrias de vidro; equipamentos elétricos e eletrônicos e indústrias de aço.

Passo 2: cada setor envolvido é dividido em seus componentes menores, como mostrado na Tabela 6-12.

Tabela 6-12: Desmembramento dos principais componentes industriais associados à geração heliotérmica

Indústrias de vidro	Disponibilidade local de matéria prima
	Capacidade de fabricação de vidros (float glass)
	Transformação do vidro (espeelho)
	Flexão do vidro
	Revestimento do vidro
Equipamentos elétricos e eletrônicos	Indústria de cabeamento
	P&D
Indústrias de aço	Capacidade de produção de aço
	P&D
	Tubulações e isolamento

Passo 3: elaboração e aplicação de um questionário com um sistema de pontos com objetivo de quantificar o nível dos componentes de cada setor envolvido. É atribuída pontuação de 0 a 5 para cada item de acordo com a Tabela 13. As pontuações atribuídas ao Brasil, Espanha e Estados Unidos para fins comparativos, estão dispostas na Tabela 14.

Passo 4: cálculo da média dos pontos de cada indústria de componentes

Passo 5: cálculo da média ponderada em relação ao peso de cada indústria para a tecnologia em questão. No caso da geração heliotérmica (HLT), foi tomada como base a planta Andasol - 2 em que os pesos atribuídos para as indústrias de vidro, elétrica e eletrônica e aço foram de 35%, 15% e 50%, respectivamente. Assim, o Indicador de Fabricação da planta é dado pela relação:

(6.24)

Indicador de manufatura GH

$$= 20 \times [0,35 \times \text{score médio da indústria de vidros} \\ + 0,15 \times \text{score médio da Indústria de Eletro-} \\ \text{eletrônico} \\ + 0,50 \times \text{score médio da indústria de aço}]$$

O sistema de pontos é projetado de tal forma que o indicador final deve ser "0" para menos favorecidos e "100" para mais favorecidos. Uma vez que cada tecnologia ER envolve diferentes indústrias, os questionários serão sempre específicos.

Um questionário detalhado para o sistema de pontos para a tecnologia CSP é mostrado em na Tabela 6-13 e os resultados das médias e da pontuação do Indicador de manufatura da geração heliotérmica são mostrados nas Tabela 6-14 e 5.19.

Tabela 6-13: Questionário para pontuação e composição do Indicador de Manufatura CSP

Ponto	Indústrias de vidro					Equipamentos elétricos e eletrônicos				Indústrias de aço		
	Disponibilidade local de matérias primas	Capacidade de fabricação de vidros (float glass)	Transformação do vidro (espelho)	Flexão do vidro	Revestimento do vidro	Indústrias de cabeamento	Indústrias de componentes eletrônico-eletrônicos	P&D	Capacidade de produção de aço	P&D	Tubulações e isolamento	
0	NA	Muito inferior à atual necessidade do país por mais de quatro 150.00 T/ano em cada planta	NA	NA	NA	NA	NA	<10	NA	<10	NA	
1			Disponível mas não para a tecnologia CSP					10 ≤ x < 25		10 ≤ x < 25		
2						Existente, mas não para o setor de geração de potência		25 ≤ x < 50		25 ≤ x < 50		
3		Maior do que o consumo nacional em menos de 150.00 T/ano	Disponível para tecnologia CSP mas com capacidade inferior à demanda		Disponível mas não para aplicação em CSP		Linhas de montagem de equipamentos eletrônicos	50 ≤ x < 75	Apenas o suficiente para a demanda nacional	50 ≤ x < 75	Apenas o suficiente para a demanda nacional	
4						Existente para o setor de geração de potência mas c/ capacidade menor que a demanda		75 ≤ x < 100		75 ≤ x < 100		
5	SIM	Maior do que o consumo nacional em mais de 150.00 T/ano	Disponível para tecnologia CSP mas com capacidade superior à demanda	Disponível	Disponível para aplicação em CSP e com as características necessárias	Existente para o setor de geração de potência mas c/ capacidade maior que a demanda (exportação)	Altamente avançado (da indústria SC até dispositivos e equipamentos)	≥ 100	Mais que o suficiente para a demanda nacional	≥ 100	Mais que o suficiente para a demanda nacional	

Tabela 6-14: Pontuação para o questionário referente ao Brasil, Espanha e USA

Pontos	Indústrias de vidro				Equipamentos elétricos e eletrônicos				Indústrias de aço		
	Disponibilidade local de matéria prima	Capacidade de fabricação de vidros (float glass)	Transformação do vidro (espelho)	Flexão do vidro	Revestimento do vidro	Indústrias de cabeamento	Indústrias de componentes elétrico-eletrônicos	P&D	Capacidade de produção de aço	P&D	Tubulações e isolamento
Brasil	0	5	5	5	3	5	5	0	1,58	0	5
Espanha	0	5	5	5	5	5	5	5	3,71	0	5
USA	5	5	5	5	5	5	5	5	2,69	5	5

Tabela 6-15: Indicadores de Manufatura para Geração Heliotérmica

Valores médios			
Indústrias de vidro	Indústria Eletro-eletrônica	Indústrias de aço	Indicador de Manufatura CSP
3,60	3,33	2,19	17
4,00	5,00	2,90	72
5,00	5,00	4,23	92

Indicador de Potencial Econômico da Geração Heliotérmica (6.25)

O potencial econômico da geração heliotérmica, expresso em TWh /ano, é estimado para o Brasil a partir dos dados mencionados nas referências do autor. Quanto maior o potencial econômico de um país para a tecnologia em questão, maior o mercado disponível para essa aplicação e, portanto, mais atrativo do ponto de vista de negócios. Dessa forma, o indicador potencial econômico foi concebido para ser proporcional ao potencial econômico existente e é calculado como:

$$\text{Indicador potencial econômico} = 100 \times \left[\frac{\text{potencial econômico}(\text{país}) - \text{potencial econômico}(\text{min})}{\text{potencial econômico}(\text{max}) - \text{potencial econômico}(\text{min})} \right]$$

Valores de potencial econômico e seu indicador estão listados na Tabela 6-16, mas como a faixa dessa grandeza varia significativamente, toma-se o logaritmo natural desses valores para, em seguida, calcular o indicador de potencial econômico CSP e que irão compor o índice de competência do mercado de ER, objetivo deste estudo.

Tabela 6-16: Indicador de Potencial Econômico para a Geração Heliotérmica

	Potencial Econômico, CSP TWh/ano	Indicador Potencial Econômico CSP	Potencial Econômico CSP (escala logarítmica) TWh/ano	Indicador Potencial Econômico CSP (escala logarítmica)
Mínimo			0	0
Máximo			50	100
BRASIL	17.029.754	1	74.401	62
Espanha	1,278	1	71.531	59
EUA	1.000	1	69.078	57

Indicador de Instituições

A existência em um país de uma instituição dedicada a uma determinada tecnologia de ER desempenha um papel importante na promoção desta tecnologia no país. Tal instituição se torna a força motriz do desenvolvimento à medida que propõe ações e legislações correlatas à tecnologia, gerencia licitações para novos projetos, entre outros. Um

método baseado em um questionário foi concebido para quantificar a situação de cada país. O questionário é baseado em responder a pergunta:

- "Qual é o nível de especialidade da instituição que existe no país em relação a tal tecnologia de ER?"

A cada resposta é atribuído um valor de pontuação diferente, conforme mostra a Tabela 6-17.

Tabela 6-17: Pontuação do Indicador de Instituições

Pontos	Resposta
0	Não, não existe uma instituição para esta tecnologia específica
20	Sim, existe uma instituição, mas é vinculada a outra instituição ou a um centro de pesquisa nacional
60	Existe uma instituição que comporta todas as tecnologias renováveis
100	Sim, existe uma instituição que suporta essa tecnologia específica

Indicador de Meta de Tecnologia

Vários países definem meta a geração de energia elétrica a partir da participação de uma tecnologia de ER em um determinado ano. No entanto, alguns países detalham esta meta e definem qual a capacidade instalada (em MWh) de tecnologias específicas (PV, CSP, Eólica, biomassa, hidráulica) para determinado ano. Quanto mais próximo o ano alvo e quanto maior for a diferença entre capacidade instalada real e a capacidade alvo da tecnologia em questão, maior a capacidade que deve ser adicionada e, assim, maior o mercado para esta tecnologia.

O valor da nova capacidade a ser instalada de geração heliotérmica é calculado como:

(6.26)

$$\begin{aligned} \text{Capacidade anual a ser instalada (EAIC)} &= \\ &= \frac{IC_f - IC_i}{f - i} \end{aligned}$$

Sendo

- i: ano inicial quando o índice é avaliado
- f: ano alvo final anunciado pelo país
- IC_i: capacidade instalada no ano inicial
- IC_f: capacidade instalada no ano alvo

Assim, o indicador de meta de tecnologia é calculado como:

$$(6.27) \quad \text{Indicador de meta de tecnologia} = 100 \times \frac{EAIC(\text{país}) - EAIC(\text{min})}{EAIC(\text{max}) - EAIC(\text{min})}$$

No relatório REN 21-2011, são listadas as capacidades atuais e as metas de alguns países. No entanto, o Brasil não consta dessa listagem. Esta situação é indicada por um "X" na Tabela 6 18, enquanto o valor "0" indica que o país estabeleceu metas para outras tecnologias que não a geração heliotérmica.

Tabela 6-18: Indicador de Meta de Tecnologia

	CSPi (IC _i) (MW)	i	CSPf (IC _f) (MW)	f	EAIC	Indicador de Meta de Tecnologia
Mínimo					0	
Máximo					244,5	
BRASIL		2008	x		0	2010
Espanha	11	2008	500	2010	244,5	244,5
EUA	424	2008	x		0	57

Indicador de Tarifa Feed-in

Historicamente, a introdução da tarifa Feed-in tem resultado num efeito de expansão para as metas tecnológicas, como é o caso desta tarifa para as energias eólica, solar fotovoltaica e de biomassa na Alemanha e para a heliotérmica na Espanha. Para ser capaz de quantificar o impacto da tarifa Feed-in, um critério comparativo foi concebido.

No máximo, a legislação de tarifas Feed-in abordam os seguintes itens:

- Máxima capacidade instalada permitida
- Período de obrigatoriedade de compra
- Compensação da inflação
- Subsídio máximo para centrais híbridas
- Preço da tarifa compatível com o preço da eletricidade local

Com base nesses méritos, um questionário com um sistema de pontos foi concebido para avaliar a atratividade da legislação de cada país, sendo "0" para pior avaliação e "5" para a melhor. A pontuação final é dada por:

(6.28)

$$\text{Indicador de Tarifa feed - in} = 4 \times \sum_{i=1}^5 \text{mérito de cada item}_i$$

Na Tabela 5-23 está apresentado o questionário, relativo à geração heliotérmica, que foi proposto para a pontuação dos itens acima listados. Na Tabela 5-24 estão apresentados os indicadores de tarifa Feed-in para o Brasil, a Espanha e os Estados Unidos.

Tabela 6-19: Questionário para avaliação do impacto das Tarifas Feed-in

Pontos	Potência (MW)	Período (anos)	Compensação da inflação	Planta híbrida	Preço da eletricidade comprada no 1º anos da lei
0	≤ 5	≤ 5	redução	NÃO	< 1,25 vezes o preço da eletricidade
1		5 < x ≤ 10		≤ 10	1,25 - 1,5 vezes o preço da eletricidade
2	5 < x ≤ 50	10 < x ≤ 15	NÃO	10 < x ≤ 20	(preço base)
3		15 < x ≤ 20		20 < x ≤ 30	2 - 2,5 vezes o preço da eletricidade
4	50 < x ≤ 250	20 < x ≤ 25		30 < x ≤ 50	2,5 - 2,75 vezes o preço da eletricidade
5	ilimitado	ilimitado	SIM	SIM	Maior que 2,75 vezes o preço da eletricidade

Tabela 6-20: Indicador de Tarifas Feed-in, geração heliotérmica

	Potência (MW)	Período (anos)	Compensação da inflação	Planta híbrida (%)	Preço da eletricidade comprada no 1º ano da lei	Indicador de Tarifas Feed-in
BRASIL	0	0	0	0	0	0
Espanha	2	5	5	2	2	64
EUA	0	0	0	0	0	0

6.5 METODOLOGIA DO ÍNDICE

Depois de selecionar 13 indicadores gerais e cinco indicadores específicos de tecnologia para representar a força da competência do mercado, o objetivo é desenvolver um critério para combinar estes indicadores de modo a se ter uma nota final.

Os países que têm baixo potencial econômico ou que têm metas baixas ou nulas para implementar uma tecnologia, são considerados não competentes, independentemente se têm boa situação quanto a todos os outros indicadores (geral ou tecnologia específica). Assim, estes dois indicadores específicos de tecnologia (indicador de potencial econômico e indicador de metas de energia) - em conjunto - têm a capacidade de moldar a pontuação do índice final para cima ou para baixo, de acordo com suas pontuações conjuntas. A maneira de contemplar esses dois indicadores conjuntamente é simplesmente considerar a sua média aritmética com pesos iguais como X1.

Desta forma:

$$X1 = \frac{\text{Indicador de Potencial Econômico} + \text{Indicador de Meta de Energia}}{2}$$

- Os outros três indicadores de tecnologia são combinados para dar o parâmetro X2

$$X2 = \frac{\text{Indicador Manufatura} + \text{Indicador Instituição} + \text{Indicador Tarifa feed in}}{3}$$

- Similarmente, todos os outros indicadores gerais são combinados para compor o parâmetro X3

$$X3 = \frac{1}{13} \times \sum_{1}^{13} \text{ todos os indicadores gerais}$$

- Agora, X2 e X3 são tomados em conjunto, considerando um parâmetro de ponderação tal que todos os 16 parâmetros sejam contemplados. Define-se, então, X4 na forma:

$$X4 = \alpha(X2) + (1 - \alpha)X3$$

em que $0 < \alpha < 1$

- A fim de atribuir a importância preestabelecida do Indicador de Potencial Econômico e do Indicador de Meta de Energia, o índice final é calculado como uma média geométrica entre X1 e X4.

$$\text{Índice de Competência do Mercado uma Tecnologia Específica} = \sqrt{X1 \cdot [\alpha(X2) + (1 - \alpha)X3]}$$

Utilizando esta metodologia e atribuindo pesos diferentes para os valores de X2 e X3, ou seja, indicadores de tecnologia e indicadores gerais, tem-se os valores discutidos a seguir.

6.6 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A Tabela 6-21 mostra os valores consolidados para todos os índices avaliados.

Tabela 6-21: Consolidação dos dados obtidos para os indicadores de definição da competência do mercado brasileiro em geração heliotérmica

	Indicadores	Brasil	Espanha	EUA
1	Potencial Econômico	62	59	57
2	Meta de Energia	0	51	0
3	Manufatura	17	72	92
4	Instituição	0	100	0
5	Tarifa Feed-in	0	64	0
6	Competitividade Global	32	44	100
7	Instabilidade Econômica	50	47	53
8	Percepção Corrupção	26	68	86
9	Intensidade Energética	65	76	41
10	Não elétrico	13	6	100
11	Crescimento EE	3	0	0
12	EE importada	100	0	78
13	Não renovável	2	6	100
14	Inseg. Petróleo gas	73	99	94
15	Inseg. Gás	71	100	77
16	Meta Tecnologia	0	100	0
17	Financeiro	33	33	78
18	Ambiental	4	33	100

Aplicando-se a metodologia proposta por Elrefaei (2012) e apresentada no item 5.4.5, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 6.22.

Tabela 6-22: Resultados obtidos para os parâmetros X1, X2 e X3

X1		
Brasil	Espanha	EUA
31	55	28,5
X2		
Brasil	Espanha	EUA
5,67	78,67	30,67
X1		
Brasil	Espanha	EUA
36,31	46,62	69,77

O elevado valor de X2 para a Espanha é decorrência dos indicadores de manufatura, instituição própria para geração heliotérmica e definição de tarifa Feed-in, cujo valor é 2,5 superior ao dos Estados Unidos é 14 vezes maior do que a média brasileira.

No caso americano, o elevado valor de X3 é atribuído à soma dos demais indicadores que atinge 1,5 vezes o total da Espanha e praticamente o dobro do valor brasileiro.

Para uma variação de alfa – α - de 0 a 1,0, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 6-23.

Tabela 6-23: Resultados obtidos para o parâmetro X4 a partir da variação de alfa

X1						
alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Brasil	36,31	30,18	24,05	17,92	11,79	5,60
Espanha	16,62	53,03	59,44	65,85	72,26	78,67
EUA	69,77	61,95	54,13	46,31	38,49	30,67

Finalmente, na Tabela 6-24 são apresentados os valores do índice de competência do mercado para geração heliotérmica relativos aos Brasil, Espanha e Estados Unidos.

Tabela 6-24: Índice de Competência do Mercado para Geração Heliotérmica

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Brasil	33,54905	30,58699	27,30549	23,5715	19,12174	13,25393
Espanha	50,63444	54,0038	57,17495	60,17922	63,04048	65,7774
EUA	44,59174	42,01831	39,27663	36,32863	33,11925	29,56349

A seguir é apresentada uma avaliação da sensibilidade da situação brasileira em função da alteração de determinados indicadores.

Caso 1 – Criação de instituições dedicadas à geração heliotérmica

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Instituição	100					
	33,54905	33,7969	34,04296	34,28725	34,52981	34,77068
Instituição	60					
	33,54905	32,55905	31,52126	30,45678	29,35372	28,20756
Instituição	20					
	33,54905	31,25536	28,77944	26,06943	23,04288	19,55335

Os números mostram que há um importante impacto sobre a competência nacional se o país passar a contar com uma instituição que suporte todas as tecnologias renováveis (indicador igual a 60) ou que mesmo dedicada à geração heliotérmica (indicador igual a 100).

Caso 2 – Investimento em Manufatura

O indicador brasileiro para a indústria nacional é 17. Assim, foram simulados os impactos sobre o índice de competência se esse valor for duplicado e se for atingindo o nível espanhol.

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Manufatura	34					
	33,54905	31,15602	28,5632	25,71022	22,49832	18,74389
Manufatura	72					
	33,54905	32,39183	31,19171	29,94354	28,64101	27,27636

Portanto, um esforço nacional de investimento em manufatura em curto prazo levaria o país a níveis similares ao caso 1.

Caso 3 – Criação de tarifas Feed-in

O indicador brasileiro sobre tarifas de incentivo é atualmente nulo. Assim, foram simulados os impactos sobre o índice de competência se esse valor for aumentado para 50% e 100% dos níveis da Espanha.

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Tarifa	32					
	33,54905	31,6496	29,62864	27,45934	25,10327	22,50185
Tarifa	64					
	33,54905	32,67768	31,78243	30,86123	29,91166	28,93095

Conforme esperado, tarifas de incentivo elevam o índice de competência do país, comparável aos ganhos de investimento em manufatura e criação de agência dedicada às energias renováveis.

Caso 4 – Criação de mix de ações e medidas de incentivo

As alterações propostas para os indicadores brasileiros estão nas células sombreadas, mostradas a seguir:

	Indicadores	Brasil	Espanha	EUA
1	Potencial Econômico	62	59	57
2	Meta de Energia	20	51	0
3	Manufatura	34	72	92
4	Instituição	60	100	0
5	Tarifa Feed-in	32	64	0

O impacto sobre o índice de competência brasileiro dos investimentos em manufatura, criação de uma Agência em Energias Renováveis e implantação de tarifas Feed in, em níveis medianos, elevaria o indicador nacional a níveis americanos, conforme mostra a tabela a seguir:

alfa	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	média
Brasil	38,58258	39,18281	39,77398	40,35649	40,93071	41,49699	40,05392
Espanha	50,63444	54,0038	57,17495	60,17922	63,048048	65,7774	58,46838
EUA	44,59174	42,01831	39,27663	36,32863	33,11925	29,56349	37,48301

Conclui-se que essa metodologia pode auxiliar a tomada de decisões do Governo Federal, pois permite quantificar o impacto de cada ação no indicador final.

7 VIABILIDADE SOCIAL E MEIO AMBIENTAL DA TECNOLOGIA

De acordo com a norma NBR ISO 14.001:2004 que trata de sistemas de gestão ambiental, impacto ambiental é “qualquer modificação do meio ambiente, adversa ou benéfica, que resulte no todo ou em parte, das atividades, produtos ou serviços de uma organização”. Nesta seção, os possíveis impactos da geração heliotérmica são abordados.

7.1 POTENCIAIS EFEITOS DA TECNOLOGIA AO MEIO AMBIENTE

Durante a produção de eletricidade a partir de sistemas heliotérmicos, não há geração de subprodutos, entretanto é possível apontar outros tipos de impactos, em sua maioria relacionados ao uso de água e da terra. Também é possível apontar seus impactos benéficos relacionados à redução de emissões de gases efeito estufa (GEE), e de outros gases nocivos e particulados emitidos por combustíveis fósseis.

Além disso, para mensurar os reais efeitos da tecnologia ao meio ambiente, a emissão de poluentes e o uso da energia e recursos durante o ciclo de vida (fabricação, instalação, operação, manutenção e disposição final) do equipamento devem ser considerados, incluindo a possibilidade de reciclagem do material quando do descomissionamento da planta.

Uso da terra

Sobre o uso da terra, o presente trabalho, menciona que a área demandada para a implantação da tecnologia é um importante fator. Segundo dados do SolarPACES (2013), a média da área específica para as 69 plantas em operação atualmente é de 3 ha/MW, com diferenças relevantes dentre as quatro tecnologias.

Para uma planta heliotérmica de calhas parabólicas com capacidade de 50 MW instalada na Espanha (em uma localidade que apresenta condições similares a grande parte do território brasileiro³), foi ne-

cessária uma área de espelhos de 510.120 m² e uma área total de 200 hectares.

Essa área precisa ser relativamente plana e idealmente próxima a linhas de transmissão e acessos. Para diminuir os impactos causados pela utilização da terra, a área não deve ser de alta relevância ambiental ou mesmo possuir relevantes atributos agrícolas. O impacto visual causado pelas plantas também é uma questão que deve ser levada em conta, mas que tem sido minimizado, pois as usinas heliotérmicas são instaladas em regiões relativamente remotas.

Ciclo de vida

Como dito anteriormente, além de somente observar o momento de geração de energia, é necessário considerar o ciclo de vida do equipamento utilizado para estimar a magnitude do impacto causado pela tecnologia ao meio ambiente. Análises de ciclo de vida consideram estágios consecutivos de um produto desde a matéria prima até a sua disposição final, e, em sua maioria, são realizadas com o objetivo de comparar tecnologias de acordo com o seu fardo ambiental.

Os sistemas de geração heliotérmica requerem como matéria prima fundamental o aço, o vidro, o concreto, o material de isolamento térmico e o cobre. Na Tabela 7-1 são apresentados valores algumas quantidades de materiais de referência para uma planta de calhas parabólicas de 50 MW com 7 horas de armazenamento térmico (utilizando sal).

Todo o processo de extração e preparação do material utilizado deve ser considerado. O consumo energético e as emissões de CO₂ para o processo de produção também devem ser considerados. Os espelhos, por exemplo, requerem extrema precisão na produção para que pequenas falhas não comprometam a eficiência da planta, e por isso, é uma etapa do processo produtivo que requer alto consumo energético (IPCC, 2012).

³ O dados são do projeto Andasol-I, em Granada, Espanha. Disponíveis em <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces>, acessado em 2/8/13.

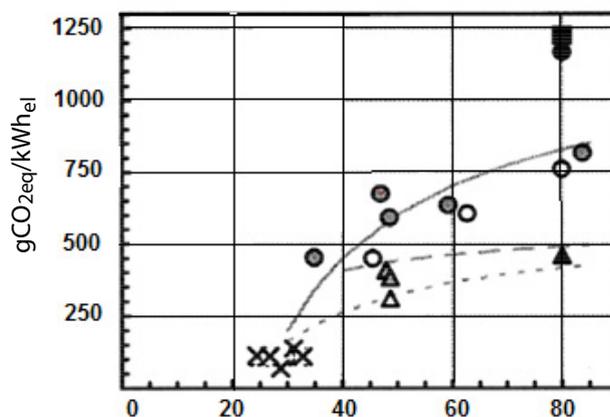
Tabela 7 -1 Quantidade de material requerida para produção de um sistema CSP de referência que utiliza calhas parabólicas com capacidade de 50MW e 7 horas de armazenamento térmico; Fonte: Ernst & Young e Fraunhofer (2011)

Material	Quantidade requerida (toneladas)
Aço ou alumínio	10.000 – 15.000
Vidro	6.000
Sal fundido para armazenamento térmico	25.000 – 30.000
Concreto	10.000
Cobre	300

De acordo com estudo do Intergovernmental Panel on Climate Change, (IPCC, 2012) os valores de emissão de gases efeito estufa associados ao ciclo de vida para a geração de eletricidade por plantas heliotérmicas variam entre 14 a 32 gramas de CO₂eq/kWh. Esses níveis de emissão são aproximadamente um nível de magnitude mais baixo do que os de uma planta de eletricidade movida a gás natural.

Entretanto, constata-se grande amplitude de valores de emissões de ciclo de vida são citados na literatura consultada. Por exemplo, Schaeffer (2012) utiliza os valores de 60 g CO₂eq/kWhel (ano-base 2009) com previsão de se atingir 30 g CO₂eq/kWhel no ano de 2100.

Lenzen (1999) correlaciona o aumento das emissões de ciclo de vida (g CO₂eq/kWhel) ao Fator de Capacidade (%) de usinas a carvão mineral (CM), óleo combustível (OC), gás natural (GN) e a geração heliotérmica para as tecnologias de calhas parabólicas (CP) e ciclo combinado (ISCC), conforme mostrado na Figura 7.1.



Legenda:

- CM - carvão mineral
- OC - óleo combustível
- CP + OC backup
- ▲ ISCC
- △ ISCC/CP + GN backup
- △ CP + GN backup
- × CP + st (storage)
- CP + OC backup + st
- OC backup
- ISCC híbrido
- GN backup

Figura 7-1: Efeito do fator de capacidade sobre a emissão específica de CO₂ em plantas de geração de energia elétrica; Fonte: Lenzen (1999)

O tempo médio de recuperação da energia utilizada para a produção de um sistema de concentração solar pode ser bastante baixo, com valores variando de 0,7 até 7,5 anos, enquanto sua vida útil pode variar de 25 a 30 anos (IPCC, 2012).

Sobre a disposição final, a maior parte dos materiais podem ser reciclados e reutilizados em novas plantas de geração heliotérmica.

Externalidades

Outra forma de estimar o impacto ambiental causado por tecnologia é a mensuração quantitativa de suas externalidades. Externalidades ocorrem a partir de uma atividade humana, quando os agentes responsáveis pela atividade não levam inteiramente em conta o impacto da atividade sobre a produção e consumo de outros envolvidos (por exemplo, poluição atmosférica, recursos hídricos), e não existe compensação sobre tais impactos. Quando o impacto é negativo, são medidos em forma de custos externos (IPCC, 2012). Se positivos, são classificados como benefícios.

Walton (2012) discute, como externalidade, os **impactos sociais** das tecnologias renováveis que incluem benefícios para a saúde das pessoas devido aos menores níveis de emissões e de poluentes do ar, aumento da diversidade energética, utilização da energia para o desenvolvimento, oportunidades de emprego e de investimento. No caso dos **impactos sobre a saúde** pode-se destacar que existem benefícios, mas também impactos negativos decorrentes da emissão de gases de efeito estufa em função do uso de combustível fóssil para backup e dos riscos de vazamento ou descarte inadequado de produtos químicos nocivos.

Liqreina (2012) desenvolveu um estudo bastante detalhado sobre as externalidades que ocorrem na construção e operação de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas, a saber:

Impactos da construção: efeitos relevantes de infraestrutura identificados ao início do processo, como a abertura de estradas temporárias; estacionamento equipamentos de preparação da terra, dormitórios e acampamento para os trabalhadores e o descarte segura de resíduos.

Riscos de incêndio: devido às altas temperaturas em algumas partes da planta, incluindo o risco de eliminação de gases, mitigação e medidas de segurança contra incêndio são necessárias

como avisos para as áreas de risco e previsão de sistemas de monitoramento.

Flora e Fauna: mesmo em áreas desérticas tais impactos não devem ser negligenciados e um plano de medidas para recuperação da fauna e flora local dever ser incluído na fase de construção, se pertinente.

Durante a operação da usina, as externalidades incluem:

Descarga de substâncias químicas: Existe o risco de introdução acidental de produtos químicos, por exemplo, fluidos anticongelantes ou inibidores de ferrugem em líquidos refrigerantes. Os fluidos de transferência de calor, como o Therminol VP-1, contém bifenilo que é uma substância química nociva e, em um campo solar de usinas heliotérmicas, são recolhidos milhares de litros de Therminol VP-1. Portanto, deve ser dada atenção especial mesmo em casos de pequenas fugas ou descarte, que podem impactar negativamente no meio ambiente.

Segundo US-EPA (2010), testes de exposição aguda em ratos, camundongos e coelhos demonstraram que o bifenilo tem toxicidade aguda em casos de ingestão moderada e moderada toxicidade aguda por exposição. Entretanto, tem sido observado nos trabalhadores, como resultado de exposição aguda a altos níveis de bifenilo, irritação cutânea e ocular e efeitos tóxicos sobre o fígado, rins e sistema nervoso central e periférico. A classificação do bifenilo, segundo a EPA, é de Grupo D - não classificável como carcinogênico humano.

Informações completas sobre o Therminol VP-1, incluindo a legislação de segurança para transporte, armazenamento e descarte, estão resumidas no estudo elaborado para o *Beacon Solar Energy Project* pela Solutia Inc., que tem sede nos Estados Unidos, Canadá, México e Brasil (SOLUTIA, 2006).

Bernaldo e Mckinney (2010), ambos da indústria RADCO, apresentam uma alternativa para o fluido de transferência de calor, nome comercial *Xceltherm®LV1*. ®,

que substitui o bifenilo pelo difeniletano. Sua composição é óxido de difenilo e 1,1- difeniletano (1,1-DPE), sendo estável à temperatura de até 371° C.

Assim, é fundamental incluir na planta: medidas de segurança à prova de fuga e descarte dessas substâncias e plano regular de manutenção e limpeza, bem como de substituição periódica dos componentes.

Segurança dos trabalhadores: criação de uma Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (CIPA) com a finalidade de prevenir acidentes e doenças decorrentes do trabalho, garantindo o cumprimento da legislação vigente para as especificidades das atividades. No caso das usinas heliotérmicas, devem ser incluídos óculos de sol com filtro UVA e UVB, chapéus, proteção de pele e outros dispositivos de proteção, se necessário.

Outro ponto incluído por Kuminoff (2007) é conhecido como **amenidades locais** e está associado ao impacto visual, ocorrência de ruídos, poeira e odores.

A quantificação de externalidade é sempre difícil de ser feita e, dentre os métodos disponíveis destacam-se o tratamento qualitativo em que os impactos são avaliados em termos descritivos como: sem

impacto, impacto moderado ou impacto significativo. Um segundo método é conhecido como custo de controle, pois quantifica uma externalidade pelos custos envolvidos para controle ou mesmo impedimento de seu respectivo impacto.

Needs (2009) apresenta um resumo dos custos das externalidades quantificáveis para a geração heliotérmica até 2050, conforme mostrado na Tabela 7.2.

	2009	2005	2050
impactos sobre a saúde	0,12	0,10	0,07
biodiversidade	0,01	0,01	0,01
perda de rendimento	0,00	0,00	0,00
danos materiais	0,00	0,00	0,00
uso da terra	n.a.	0,01	0,01
total	0,13	0,12	0,09

Tabela 7-2: Custos de Externalidades Quantificáveis para CSP em ct2000/kWh

Constata-se que, para todas as externalidades avaliadas por Needs (2009), os impactos sobre a saúde são os de maior peso no custo total. A Figura 7.1 mostra esses valores para as tecnologias: Fotovoltaica - PV (silício monocristalino), Ciclo Combinado a Gás Natural - GN (400MW): 0,31 ct2000/kWh, Carvão Mineral - CM (600MW).

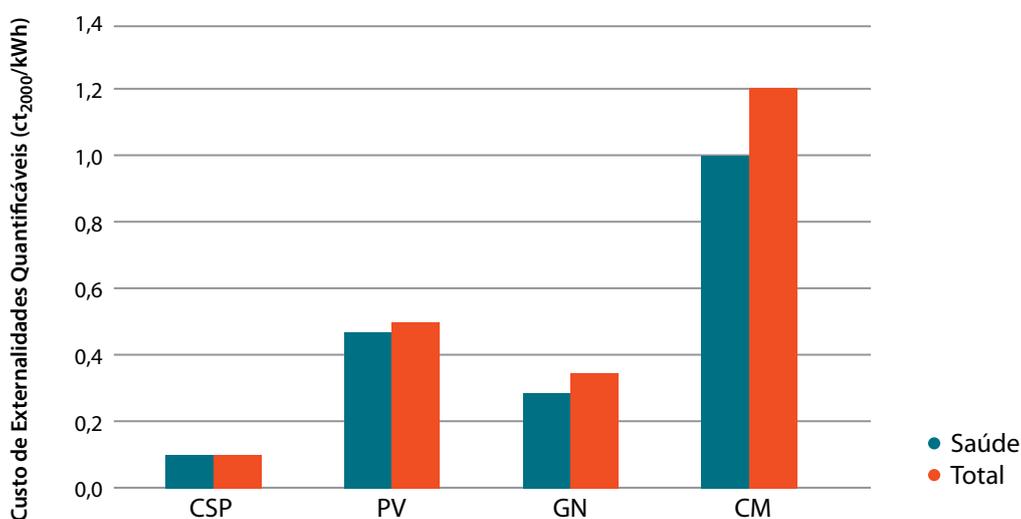


Figura 7-1: Comparação entre custos quantificáveis de externalidades e valores associados ao impacto sobre a saúde para quatro tecnologias de geração de energia elétrica; Fonte: Needs (2009)

7.2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS E EMISSÕES EVITADAS POR UMA USINA DE GERAÇÃO HELIOTÉRMICA DE REFERÊNCIA

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) decorrentes da prestação de serviços de energia têm contribuído significativamente para o aumento histórico nas concentrações desses gases na atmosfera. Existem várias opções para reduzir as emissões de gases de efeito estufa a partir do sistema de energia e ainda satisfazer a demanda global por serviços energéticos.

Fontes de energia renováveis desempenham importante papel na mitigação das mudanças climáticas e na prestação de serviços de energia de forma sustentável.

O Brasil possui uma das matrizes energéticas menos carbono-intensivas do mundo, principalmente no que se refere à eletricidade (BEN, 2012). Dados do Balanço Energético Nacional de 2012 (ano base 2011) apontam que fontes renováveis foram responsáveis por 44,1% de toda a geração de energia no país, sendo que na geração de eletricidade colaboraram com 88,8%.

De acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), por ser uma atividade naturalmente impactante, o setor energético é responsável por quase 10% de todo o consumo final de energia no país e também responde por 16% das emissões nacionais de GEE, considerando-se toda geração. Para o modelo atual da matriz, o impacto maior encontra-se no consumo de combustíveis fósseis, que são os maiores emissores de GEE (IPEA, 2010).

Ainda assim, por apresentar elevada participação de renováveis, para produzir 1 MWh, o setor elétrico brasileiro emitiu 56 kgCO₂, em média, no ano de 2011 - relativamente pouco se comparado aos setores elétricos norte-americano e chinês, que emitem, respectivamente; 8 e 12 vezes mais que o brasileiro (Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2012).

Para ilustrar o benefício ambiental relacionado à mudanças climáticas, foi possível estimar a quantidade de emissões de Gases Efeito Estufa GEE evitadas pela geração de energia elétrica de um sistema heliotérmico com capacidade de 50MW. Para efeito dessa simulação, foi utilizado como base os dados do projeto ANDASOL I, uma planta CSP de calhas parabólicas com capacidade de 50 MW instalada na Espanha (em uma localidade que apresenta condições similares a grande parte do território brasileiro¹).

Os dados utilizados na simulação são: para o recurso solar, 2.136 kWh/m³/ano, armazenamento térmico de 7:30 horas e uma eficiência de 16%, o que resulta em uma estimativa de geração de energia de 158 MWh/ano.

Para gerar essa mesma energia, uma usina térmica de geração com eficiência 30% que utiliza gás natural emitiria 106.464 toneladas de CO₂ por ano. Nessas mesmas condições, uma usina térmica a óleo combustível emitiria 147.222 toneladas de CO₂ por ano. Essa seria a quantidade de emissão evitada pela geração de energia pela planta heliotérmica.

A área utilizada para captação solar da usina em questão é de 510.120 m², ou seja, cada metro quadrado pode evitar a emissão de 0,28 toneladas de CO₂ por ano.

7.3 NECESSIDADES DA PRESTAÇÃO DE ÁGUA DA TECNOLOGIA CONSIDERANDO DISPONIBILIDADE E CUSTO DA PROVISÃO DE ÁGUA

Em se tratando de tecnologias heliotérmicas, uma questão importante a ser considerada é o consumo de água. O consumo deve ser de água tratada ou de qualidade elevada, e é necessário para o processo de resfriamento da planta, para geração de vapor de processo e para a lavagem dos espelhos (DOE 2006). A maior parte da água é consumida para o resfriamento, e somente pequena parcela para a lavagem dos espelhos (Carter e Campbell 2009).

As regiões onde os sistemas heliotérmicos apresentam o melhor custo benefício são as que apresentam elevados valores para irradiação direta. Em muitos casos, essas regiões com elevados índices de irradiação apresentam pouca disponibilidade de água, o que pode ser um fator limitante à instalação da usina. Fornecer água de fontes mais distantes ou ainda purificar água para o resfriamento de sistemas heliotérmicos pode aumentar a complexidade e os custos da planta (Carter e Campbell 2009).

A Figura 7.2 apresenta um mapa do território brasileiro com as médias anuais de disponibilidade hídrica (m^3/s) e outro mapa com as médias anuais da irradiação direta de incidência normal. Observa-se que, muitas vezes, as áreas do território que apresentam menor disponibilidade hídrica coincidem com as áreas de maior potencial de geração de energia heliotérmica, como o oeste da Bahia, nordeste de Minas Gerais, regiões do semiárido do Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, dentre outras.

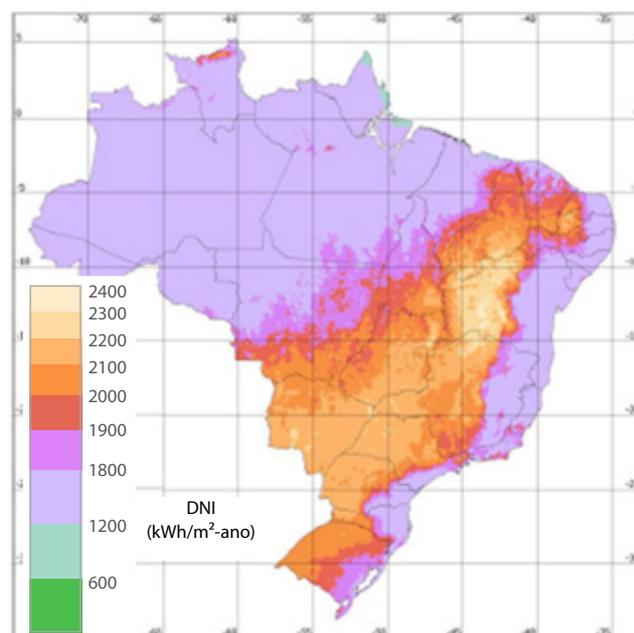
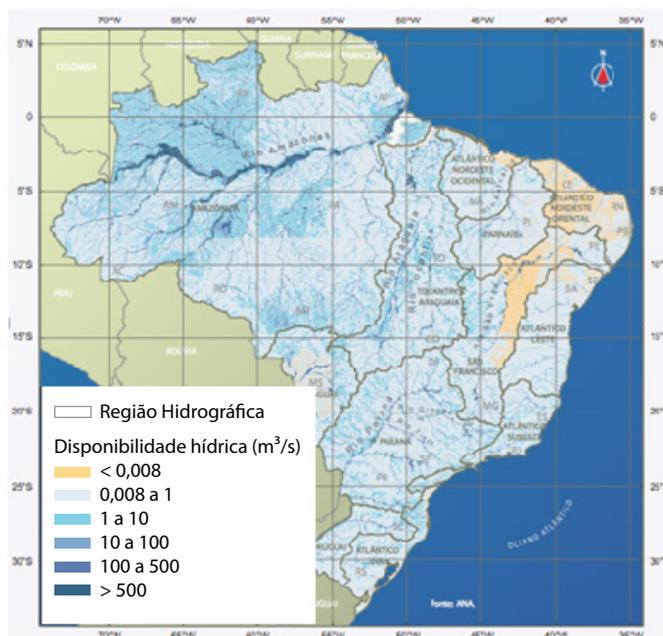


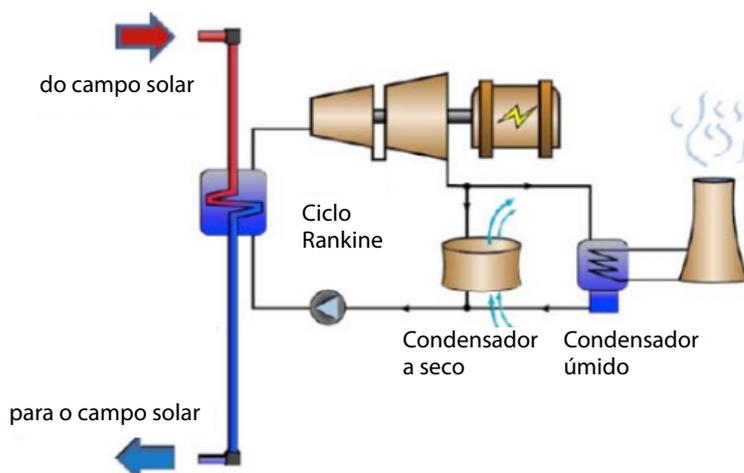
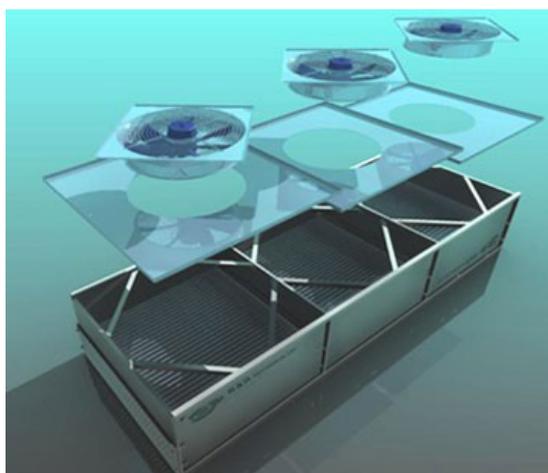
Figura 7-2: Mapa de Disponibilidade hídrica superficial estimada para o País comparado com mapa da irradiação direta de incidência normal, em média anual; Fonte: (ANA 2012) e Viana (2010)

¹ O dados são do projeto Andasol-I, em Granada, Espanha. Disponíveis em <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces>, acessado em 2/8/13.

Conforme mencionado anteriormente, a energia heliotérmica é gerada através de um ciclo de potência convencional (Rankine, Brayton ou Stirling), sendo que a diferença entre os sistemas térmicos convencionais e o heliotérmico é o recurso energético utilizado para transformar água em vapor. Dentre os processos que envolvem água em um sistema de turbinas a vapor o sistema de resfriamento apresenta maior consumo. A água, como fluido de trabalho, opera em um ciclo fechado e, portanto, teoricamente sem necessidade de reposição (make up). Na realidade, existem perdas que causam relativamente pequenos consumos para reposição. Dessa forma, o que realmente determina a quantidade de água utilizada na planta é a tecnologia de resfriamento desse condensador.

Em caso de baixa disponibilidade hídrica, o ciclo pode utilizar arrefecimento a ar ou um sistema híbrido que combina as duas tecnologias. Um condensador a ar promove a condensação do vapor de água, forçando o ar ambiente através de um trocador de tubos aletados, como mostra a Figura 7.3(a).

Um sistema híbrido típico, mostrado na Figura 7.3(b), inclui um condensador a ar e uma torre de resfriamento que operam em paralelo. Turchi et al (2010a) apresentam um estudo comparativo com as vantagens e desvantagens de cada sistema, conforme mostrado na Tabela 7.3.



(a) Visão de um condensador a ar. Fonte: REVE (2013) (b) Sistema de condensação do vapor híbrido. Fonte: FLOWSERVER (2013)

Tipo de resfriamento	Vantagens	Desvantagens
Torre de Resfriamento	Menor custo instalado	Alto consumo de água
	Menores cargas parasita	Tratamento de água e descarga e eliminação requeridos
	Menor temperatura de resfriamento e maior eficiência do ciclo de potência	Ocorrência de pluma em climas frios
Via seca	Sem consumo de água e, portanto, seu tratamento não é pertinente	Equipamentos de maior custo
	Melhores custos de O&M	Perda de eficiência no resfriamento
Sistema Híbrido	Consumo de água reduzido	Maior complexidade e maior custo de investimento
	Potencial para redução do LCOE comparado ao via seca	Mesmas desvantagens do sistema em via úmida em menor grau
	Bom desempenho durante estação de clima quente	

Figura 7-3: Tipos de sistemas de resfriamento utilizados em blocos de potência; Fonte: tradução livre de Turchi et al (2010a)

No estudo de Turchi et al (2010a), é incluído, ainda, um gráfico comparativo do consumo de água em 13 usinas projetadas com diferentes níveis de armazenamento térmico e de sistema de resfriamento adotado: via seca; via úmida e, também, sistemas híbridos, mostrado na Figura 7.4.

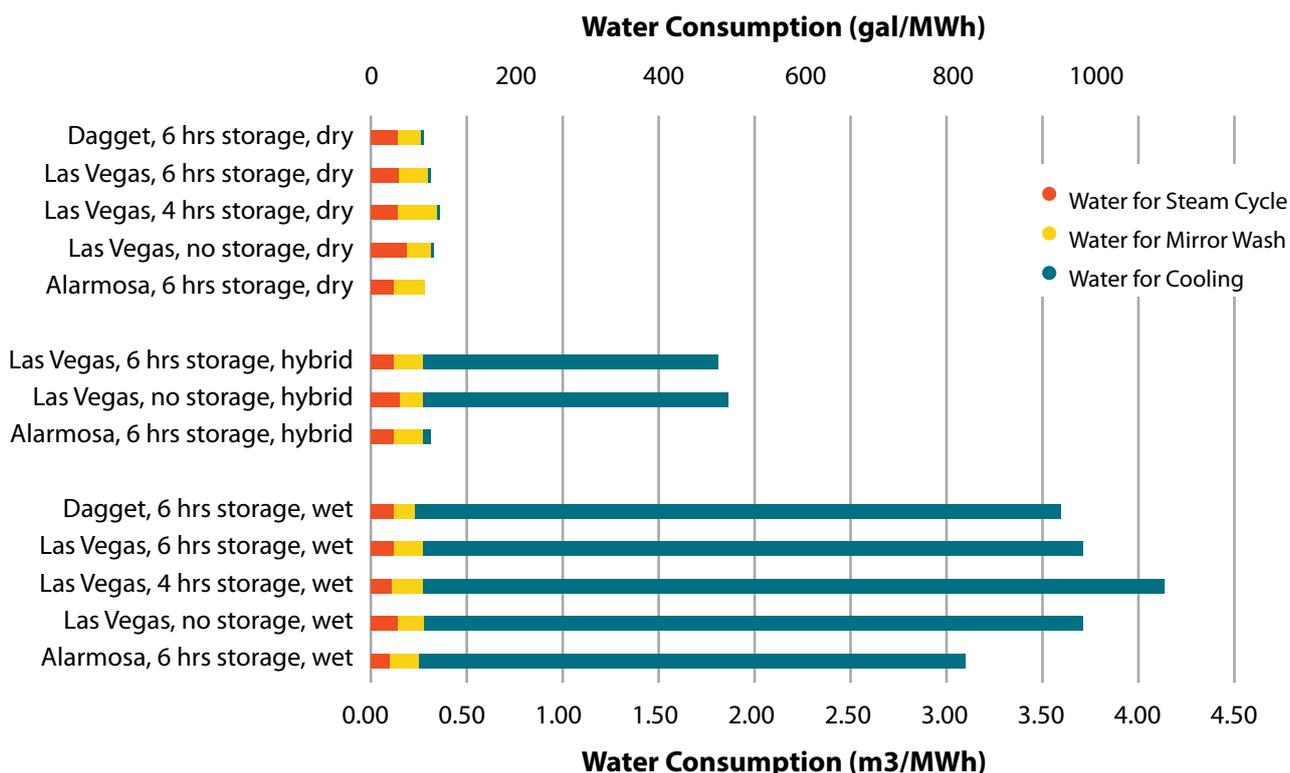


Figura 7-4: Consumo de água em usinas com diferentes níveis de armazenamento e tecnologias de condensação no bloco de potência; Fonte: Turchi et al (2010a)

Tais resultados corroboram os dados de DOE (2006), em que a utilização de ar (via seca) pode reduzir em mais de 90% do uso da água na geração heliotérmica. Entretanto, como o ar tem uma capacidade muito inferior à da água para transferência de calor, o processo de resfriamento torna-se menos eficaz. Naturalmente, o impacto da utilização de sistemas secos para resfriamento no LCOE vai depender da localização da planta. Em lugares com temperaturas mais baixas, o resfriamento é mais eficiente e seu impacto no custo de energia é menor.

No caso de sistemas híbridos, a redução no consumo de água representa um menor impacto na eficiência do sistema. Por exemplo, um estudo realizado para uma usina de calhas parabólicas com sistema híbrido de resfriamento mostrou que houve uma redução de 50% no consumo de água, com apenas uma queda de 1% na produção anual de energia elétrica (CARTER e CAMPBELL, 2009).

Para finalizar DOE (2006) apresenta os valores de consumo específico de água, em litros/MWh, para geração de energia em sistemas que utilizam combustíveis fósseis e as quatro tecnologias de geração heliotérmica.

Tabela 7-3: Consumo de água requerida para geração de energia; Fonte: Adaptado de DOE (2006)

Tecnologia	Resfriamento	Litros/MWh
Carvão/Nuclear	Passagem única	87.055 - 102.195
	Recirculação	1.514 - 2.838
	Resfriamento a ar	246.025
Gás Natural	Recirculação	757
Torre solar	Recirculação	1.892 - 2.838
	Combinação Híbrido/Paralelo	340 - 946
	Resfriamento a ar	340
Calhas Parabólicas	Recirculação	3028
	Combinação Híbrido/Paralelo	370 - 1703
	Resfriamento a ar	295
Disco Parabólico	Lavagem dos espelhos somente	75
Fresnel	Recirculação	3.785

7.4 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Na legislação federal, o licenciamento ambiental é um dos instrumentos mais importantes da Política Nacional do Meio Ambiente (prevista na Lei no 6938/81). Seu caráter preventivo visa evitar a ocorrência de danos ambientais. As condições para exigência de licença são:

“A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizado-

res de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.” (Artigo 10o, Lei no 6938/81, Redação dada pela Lei Complementar no 140 de 2011).

O decreto que regulamenta o processo de licenciamento ambiental (Decreto no 99274/90) prevê três etapas distintas:



Fonte: elaboração própria

A Licença Prévia é solicitada quando o projeto técnico ainda está em preparação. Nessa etapa a localização ainda pode ser alterada e podem existir diferentes alternativas tecnológicas. Após concedida esta primeira licença pelo Poder Público, a Licença de Instalação poderá ser solicitada. Nessa etapa, o projeto deve ser detalhado, atendendo as condições estipuladas na licença prévia e após concessão dessa segunda licença, o empreendimento pode ser

construído, e a liberação da Licença de Operação fica condicionada à constatação de que o projeto foi realmente construído de acordo com as condições estabelecidas na Licença de Instalação.

Além dos órgãos ambientais competentes, existem outros órgãos que podem ser envolvidos no licenciamento ambiental. Como exemplo: A FUNAI (Fundação Nacional do Índio), no caso de empreen-

dimentos em terras indígenas ou próximas, a Fundação Palmares, no caso de empreendimentos em terras com populações quilombolas e o IPHAN (Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional), em sítios de interesse histórico e cultural ou de provável ocorrência de sítios arqueológicos.

A participação da população que será diretamente afetada deve acontecer desde o início do processo de licenciamento. O empreendedor é obrigado a publicar o requerimento da licença em periódicos de grande circulação e disponibilizar cópia do Estudo Ambiental, que poderá ser acessado pelo público no Órgão ambiental que está conduzindo o licenciamento e nas prefeituras onde o empreendimento está localizado.

Dentre as normas adicionais estabelecidas para determinar os procedimentos para o licenciamento, o Artigo no 4 da resolução do CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) no 237/97 delimita as competências dos órgãos ambientais federais, estaduais e municipais no licenciamento ambiental.

Cabe ao órgão ambiental federal somente o licenciamento de empreendimentos e atividades localizados ou desenvolvidos conjuntamente no Brasil e em um país limítrofe; no mar territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação do domínio da União; localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados; cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais estados; que envolvam material radioativo, em qualquer estágio ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações; bases ou empreendimentos militares.

Dessa forma, provavelmente o licenciamento de usinas heliotérmicas, caso esta não seja instalada em território que envolva mais de um estado/nação, ficará a nível estadual ou até mesmo municipal.

Muitas normas adicionais foram estabelecidas para determinar os procedimentos para o licenciamento ambiental de atividades específicas, estipulando a necessidade de apresentação de estudos ambientais, ou procedimentos simplificados (Sánchez 2006). O quadro abaixo apresenta as resoluções do CONAMA aplicadas especificamente no setor elétrico:

Resolução CONAMA 6, de 16/09/1987

Dispõe sobre o licenciamento de empreendimentos do setor elétrico

Resolução CONAMA 279, de 27/01/2001

Estabelece procedimento simplificado para o licenciamento de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica com pequeno potencial de impacto ambiental

Especificamente para usinas heliotérmicas, a segunda resolução (297 de 2001) é de maior relevância, pois é aplicada a empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, incluindo "usinas eólicas e outras fontes alternativas de energia" (Artigo 1, item IV), onde se enquadram as usinas heliotérmicas. Tampouco existe uma padronização nos procedimentos de licenciamento ambiental que nos permita inferir com segurança o que deverá ser requerido pelo órgão ambiental responsável para fins de licenciamento.

8 FABRICAÇÃO LOCAL – ESTADO ATUAL E POTENCIAIS PARA A INDÚSTRIA HELIOTÉRMICA

8.1 BREVE APRESENTAÇÃO DA CADEIA DE VALOR DE HELIOTERMIA EM GERAL

A cadeia de valor das usinas heliotérmicas é descrita por seis fases principais (Ernst & Young e Fraunhofer, 2011): Desenvolvimento de Projeto; Matérias-primas; Componentes; Engenharia e Construção da Usina; Operação e Distribuição, conforme detalhado na Figura 8-1.

Além disso, são definidas atividades correlatas que, apesar de não fazerem parte diretamente da cadeia de valor da geração heliotérmica, fornecem suporte ao desenvolvimento dos projetos: Financiamento e Propriedade; Pesquisa e Desenvolvimento e Instituições Políticas.

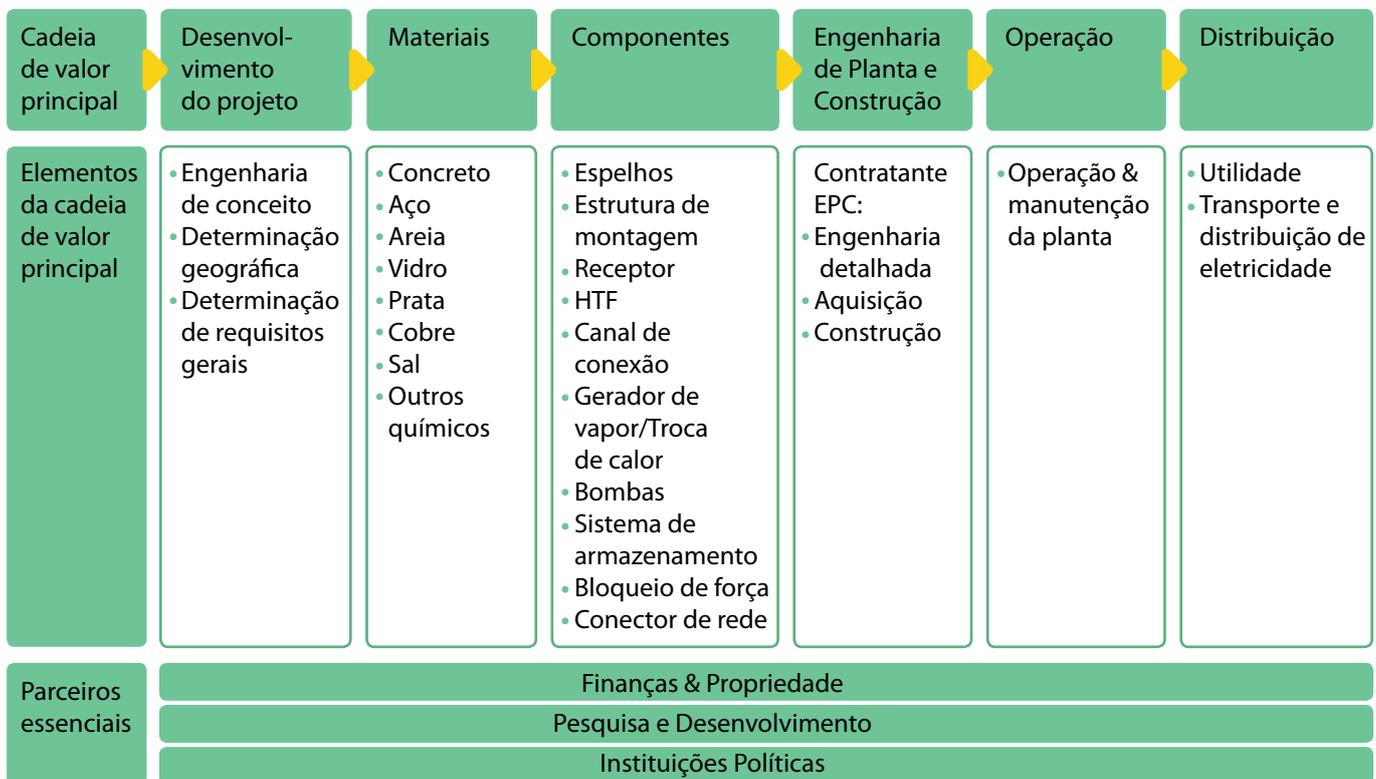


Figura 8-1: Cadeia de valor e atividades complementares; Fonte: Ernst & Young e Fraunhofer (2011)

O *desenvolvimento do projeto* é a primeira etapa a ser realizada, inicialmente através de análise de viabilidade técnica e econômica, escolha do local da instalação e avaliação de oportunidades de financiamento. Após essa fase inicial, o projeto conceitual de engenharia é desenvolvido e, a partir dele, inicia-se a fase de autorização/permissão/concessão e negociações contratuais.

A segunda fase da cadeia de valor está ligada à *obtenção e seleção de matérias-primas* e alguns componentes com transformação básica. A Tabela 8-1 apresenta cálculos de uso de materiais para uma usina típica de calhas parabólicas de 50MW com 7 horas de armazenamento térmico:

Tabela 8-1: Uso de materiais e área ocupada para usina de referência em calhas parabólicas; Fonte: Ernst & Young e Fraunhofer (2011)

Materiais	Quantidades
Aço	10.000t - 15.000t
Vidro	6.000t
Armazenamento (sal)	25.000t - 30.000t
Concreto	10.00t
Isolamento	1.000t
Cobre	300t
Terra	2 km ²

A terceira fase da cadeia de valor é a de *componentes*. Nesse caso divide-se a usina em três partes principais: campo solar, sistema de armazenamento térmico e bloco de potência.

No caso do campo solar, os componentes principais são a estrutura de montagem metálica, os espelhos e os receptores. Como o mercado das tecnologias heliotérmicas, ainda, é incipiente em nível mundial, e poucas empresas podem fornecer tais componentes. A estrutura de suporte metálico, em aço ou alumínio, é fornecida por empresas tradicionais desse setor. Os espelhos, planos ou curvos, devem ser produzidos com alta precisão e acurácia, apesar dos processos de revestimento de espelhos e curvatura de vidros serem relativamente comuns na indústria de vidro. Estima-se que a complexidade de produção de vidros para os espelhos seja equivalente aos usados na indústria automobilística, onde existe uma maior complexidade, mas uma menor demanda em termos de acurácia geométrica. Os receptores são a parte mais complexa do campo solar e um grupo muito restrito de empresas produz tais componentes. Além dos componentes acima, há ainda o sistema de fluido térmico, que inclui o fluido térmico em si, a tubulação, o isolamento térmico e as bombas hidráulicas, componentes elétricos e eletrônicos, e atuadores hidráulicos dos rastreadores. O fluido térmico comumente usado é um óleo térmico, produzido por algumas grandes empresas do setor químico. Os componentes devem ser de boa qualidade para assegurar a operação da usina por pelo menos 25 anos com baixos custos de manutenção.

No caso do bloco de potência, o componente principal é a turbina a vapor. Considerado como o componente mais complexo da usina, as turbinas são produzidas por um grupo restrito de grandes empresas. O bloco de potência de uma usina heliotérmica de elevada potência é muito similar aos usados em outras termelétricas a vapor ou de ciclo combinado. A conexão à rede elétrica é organizada e realizada pela empresa de EPC (Engineering, Procurement and Construction - Engenharia, Suprimento e Construção) ou um de seus subcontratados, através de subestações e transformadores padronizados.

A fase de *engenharia e construção da Usina* é realizada pela EPC, sendo a mesma responsável por toda a construção da usina. Usualmente todos os fornecedores de componentes, assim como empresas terceirizadas que desenvolvem o detalhamento da engenharia e as obras civis são selecionados pela EPC. Em muitos casos, as EPCs também operam como financiadores, proprietários e operadores das usinas.

Das usinas de calhas parabólicas em operação na Espanha, o número médio de empregos gerados nessa fase é de 550, variando entre 350 e 900 empregos, conforme dados de SolarPACES (2013).

A fase de operação envolve a operação e manutenção (O&M) da usina por um período de 25-30 anos. Cerca de 30 pessoas seriam necessárias para a operação e 10 pessoas para a manutenção de uma usina típica de referência de 50 MW, sendo as tarefas divididas em administração, operação e controle, inspeções técnicas, e operação e manutenção do campo solar. Esses números podem ser validados pelas informações disponíveis em SolarPACES (2013) que fornece valores médios de 40 empregos na operação de usinas de calhas parabólicas. Entretanto, constata-se que esse número pode variar de 30 a 60, para a mesma potência gerada.

A distribuição da eletricidade aos consumidores está ligada às concessionárias de energia elétrica e, dependendo da estrutura regulatória, essas empresas

podem ser obrigadas a comprar ou produzir eletricidade a partir de fontes renováveis, como nos EUA.

As atividades correlatas de *financiamento* e instituições políticas são consideradas vitais para o êxito dos projetos. Mecanismos de suporte e garantias de longo prazo são importantes para garantir o retorno dos investimentos (bankability). Atualmente as usinas heliotérmicas somente podem ser construídas com algum tipo de subsídio e para tal o apoio das instituições políticas e disponibilidade de financiamentos são imprescindíveis. As possibilidades de financiamento no Brasil foram discutidas no Capítulo 4.

As atividades de *pesquisa e desenvolvimento* fornecem um importante suporte aos programas, com atividades particularmente fortes nos países com maior desenvolvimento tecnológico na área, como Alemanha, Espanha e EUA, o que inclui a construção e operação de usinas piloto por parte dos centros de pesquisa. Além do desenvolvimento de tecnologias específicas para usinas heliotérmicas, os centros de pesquisa também têm um papel importante no desenvolvimento de procedimentos padronizados de teses e monitoramento das usinas e equipamentos.

8.2 POTENCIAL DE PRODUÇÃO LOCAL

O Brasil possui uma indústria de componentes ligados aos equipamentos clássicos da conversão termelétrica bastante madura. Devido à demanda por projetos de cogeração industrial, particularmente nos setores sucroalcooleiro e de papel e celulose, há uma indústria bem estabelecida de componentes mecânicos e eletroeletrônicos, com quantidade expressiva de instalações com turbinas a vapor.

Além disso, há um número de empresas capacitadas para o fornecimento “turn-key” dessas unidades de cogeração, como a DEDINI e EQUIPALCOOL.

No caso do componente mais complexo do sistema, a turbina a vapor, a Siemens possui uma unidade industrial em Jundiaí-SP, onde produz a linha de turbinas a vapor SST, modelo amplamente utilizado em projetos de geração heliotérmica. Segundo a empresa, a unidade de Jundiaí responde por 10% do volume mundial de vendas da empresa no setor, e para capacidades de até 50 MW, produz todos os componentes das turbinas localmente.

Além da SIEMENS, existem ainda diversas outras empresas no mercado brasileiro no fornecimento de turbinas a vapor, com destaque para empresas as empresas nacionais: TEXAS INDUSTRIAL, NG Metalúrgica e TGM Turbinas.

O desenvolvimento de usinas de cogeração, termelétricas a combustíveis fósseis e da indústria pesada ligada à exploração e beneficiamento de petróleo possibilitou o desenvolvimento local de fornecedores de demais componentes como: Reservatórios de Água e Condensado; Trocadores de calor, Sistema de Armazenamento de Combustível; Bombas Hidráulicas; Desgaseificadores, Geradores de Energia; Condensadores e Torres de Resfriamento; Tubulações de Vapor e de água e Componentes elétricos e de controle/automação e de comunicação.

O quadro a seguir destaca as principais características a ser avaliadas no levantamento da capacidade e competência da manufatura nacional.

Indústrias de vidro	Disponibilidade local de matéria prima
	Capacidade de fabricação de vidros (float goats)
	Transformação do vidro (espelho)
	Flexão do vidro
	Revestimento do vidro
Equipamentos elétricos e eletrônicos	Indústria de cabeamento
	Indústrias de componentes elétrico-eletrônicos
	P & D
Indústrias de aço	Capacidade de produção de aço
	P & D
	Tubulações e isolamento

8.2.1 Espelhos

Os espelhos usados nas usinas CSP, tanto concentradores parabólicos, como espelhos planos de heliostatos e concentradores tipo Fresnel constituem uma importante parcela da cadeia de valor da heliotermia.

No Brasil, a indústria de vidros planos tipo float está bem estabelecida, com produção local por parte dos maiores fabricantes internacionais, além da recente construção da unidade fabril do único fabricante de capital nacional, a CBVP, que, aliás, é também a primeira a ser instalada na região Nordeste, em Pernambuco. As outras empresas que possuem produção de vidros planos tipo “float” no Brasil são a CEBRACE, uma joint-venture da Saint Gobain e Pilkington (hoje parte do grupo japonês NSG), a norte-americana Guardian e a também japonesa AGC, esta ainda em fase final de implantação na cidade de Guaratinguetá (SP).

Segundo dados da ABRAVIDRO - Associação Brasileira dos Distribuidores e Processadores de Vidros Planos (ABRAVIDRO, 2013), a capacidade de produção de vidros planos no Brasil em 2012 era de 5.400 t/dia, para um consumo total de 1.750.000 t no mesmo ano. Enquanto o consumo mundial de vidros planos atingiu 59 milhões de toneladas em 2011 (NSG, 2012), o consumo brasileiro para o mesmo ano foi de 1,7 milhão de toneladas, ou seja, o consumo brasileiro representava 2,9% do consumo mundial.

A Figura 8.2 apresenta a divisão do consumo de vidros planos em 2012 de acordo com o tipo de vidro, com forte participação dos vidros comuns, automotivos e temperados. A produção nacional de 5.400 t/dia representaria aproximadamente a produção necessária de 6.000 toneladas utilizadas em uma usina de referência de 50 MW, como apresentado na Tabela 8.1.

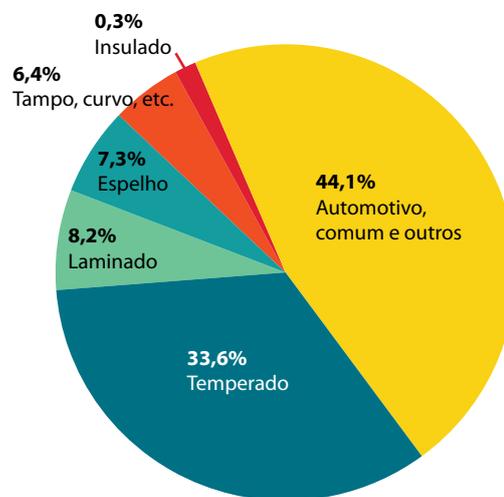


Figura 8-2: Distribuição do tipo de vidro plano consumido no Brasil em 2012; Fonte: ABRAVIDRO (2013)

É interessante notar ainda que, segundo o estudo da ABRAVIDRO (2013), 40% do consumo de espelhos no Brasil foram abastecidos com produtos importados.

Além dos principais grupos produtores de vidros planos, também estão estabelecidos no Brasil empresas ligadas aos maiores fornecedores de espelhos para utilização CSP, como a própria Saint Gobain, a Flabeg, que possui unidade para abastecer o setor automotivo e ASG.

A indústria brasileira de vidros possui tecnologia necessária à fabricação de vidros automotivos, uma indicação de maturidade tecnológica, mas não há produção no país de vidros planos de baixo teor de ferro.

Mesmo se houvesse disponibilidade de vidro plano com baixo teor de ferro, a maior barreira, obviamente, está relacionada à criação da demanda necessária para atrair a implantação de uma linha de manufatura de espelhos CSP, assumindo-se os valores citados por Ernst & Young e Fraunhofer (2011), onde uma linha de manufatura seria viável caso houvesse a demanda correspondente ao suprimento anual

equivalente a 400MW de capacidade solar para espelhos planos e 250 MW de espelhos parabólicos. É importante mencionar que, como primeiro passo, também é possível de modificar uma linha existente para produzir uma capacidade de produção menor, como 100 MW/a.

8.2.2 Tubos e Estruturas de Aço

Os tubos e estruturas de aço formam uma importante parcela da cadeia de valor atrelada aos investimentos em centrais solar térmicas. No caso do Brasil, há uma indústria siderúrgica relevante e bem desenvolvida. Segundo a World Steel Association (2012), o Brasil produziu, em 2011, 35,2 milhões de toneladas de aço bruto, colocando-se como o 9º maior produtor mundial, além de ser o 7º maior exportador líquido do material. Segundo o Instituto Aço Brasil (2013), o setor representava 4% do PIB brasileiro em 2012. Considerando-se o nível de tecnologia envolvido e a maturidade da indústria nacional, os componentes em aço poderiam ser produzidos no Brasil sem necessidade de investimentos significativos em adequação tecnológica do parque fabril.

Segundo a Associação Brasileira da Construção Metálica - ABCEM (2012), em 2011 as empresas de estruturas metálicas produziram 1,2 milhão de toneladas de estruturas, frente a uma capacidade produtiva de cerca de 1,5 milhão de toneladas, ou seja, com uma capacidade ociosa de 20%. Além disso, como apresentado na figura 6-3, a maior parte da produção brasileira se destina a aplicação de maior nível de complexidade, como estruturas de grande porte e construções industriais pesadas.

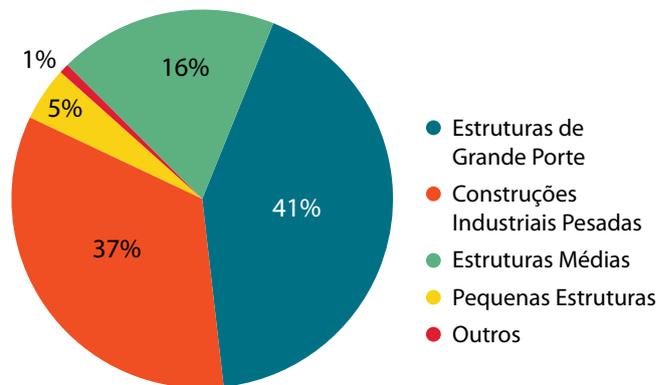


Figura 8-3: Distribuição do percentual do volume de produção de estruturas metálicas no Brasil em 2011 de acordo com a área de atuação. Fonte: ABCEM (2012).

Por outro lado, segundo a Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal – ABITAM (Portal Petróleo e Energia, 2013), a produção brasileira de tubos de aço foi, em 2011, de 2,13 milhões de toneladas. Ainda segundo a ABITAM, em 2009, quando a produção atingiu 1,5 milhão de toneladas, a capacidade ociosa do setor era de 35% (Revista Química e Derivados, 2010). Assim, considerando-se o emprego de 15.000 toneladas de aço para a usina de referência de 50 MW, isso representaria 0,45% da produção combinadas de tubos e estruturas de aço em 2011. Considerando-se a capacidade ociosa do setor, não seria difícil suprir a eventual demanda por esses materiais para usinas heliotérmicas no Brasil.

Tabela 8-2: Caracterização das categorias de instalações de estruturas metálicas; Fonte: ABCEM(2012)

Estruturas de grande porte	Shopping centers, grandes galpões, centros de distribuição, edifícios altos, torres de transmissão, etc.
Construções industriais pesadas	Óleo e gás, mineração, siderurgia, álcool e açúcar, pontes, etc.
Estruturas médias	Casas, lojas, passarelas, pequenos edifícios, galpões, etc.
Pequenas estruturas	Escadas, telhados, abrigos, marquises, etc.

8.2.3 Componentes clássicos termoelétricos

O Brasil possui uma indústria madura de componentes ligados aos equipamentos clássicos da conversão termelétrica. Devido à demanda por projetos de cogeração industrial, particularmente nos setores sucroalcooleiro e de papel e celulose, há uma indústria bem estabelecida de componentes mecânicos e eletroeletrônicos, com grande quantidade de instalações com turbinas a vapor. Há um número de empresas capacitadas para o fornecimento “turn-key” de tais unidades de cogeração, como a DEDINI e EQUIPALCOOL.

No caso do componente mais complexo do sistema, a turbina a vapor, a Siemens possui uma unidade industrial em Jundiaí-SP, onde produz localmente a linha de turbinas a vapor SST, modelo amplamente utilizado em usinas heliotérmicas. Segundo a empresa, a unidade de Jundiaí responde por 10% do volume mundial de vendas da empresa no setor, e para capacidades de até 50 MW produz todos os componentes das turbinas localmente.

Além da SIEMENS, existem ainda diversas outras empresas no mercado brasileiro no fornecimento de turbinas à vapor, a se destacar empresas de origem nacional como TEXAS INDUSTRIAL, NG Metalúrgica e TGM Turbinas.

Enquanto a capacidade de geração elétrica através da biomassa atingiu 4496 MW em 2010, a projeção para 2020 era de 9163 MW (EPE, 2011). Além disso, centrais geradoras a óleo combustível, carvão e óleo diesel tinham capacidade instalada de 5633 MW em 2010 e projeção de 13116 MW em 2020. Esses números indicam que mesmo um programa relativamente agressivo de CSP no Brasil teria um impacto relativamente pequeno na indústria já estabelecida de componentes para conversão termelétrica.

Por outro lado, esse desenvolvimento de usinas de cogeração, termelétricas a combustíveis fósseis e da indústria pesada ligada à exploração e beneficiamento de petróleo possibilitou o desenvolvimento local de fornecedores de demais componentes como: Reservatórios de água e condensado; Trocadores de calor; Sistema de Armazenamento de Combustível; Bombas Hidráulicas; Desgaseificador; Gerador de Energia; Condensador; Torre de Resfriamento; Tubulações de Vapor; Tubulações de Água e Condensado; Componentes elétricos e de controle/automação e comunicação.

A Tabela 8.3 apresenta um resumo das condições atuais da indústria nacional com uma avaliação qualitativa da necessidade de investimentos no setor industrial e/ou em programas P&D.

Tabela 8-3: Resumo das condições atuais da indústria nacional

Componentes básicos	Materiais	Características requeridas	Situação atual	Investimentos/ P&D
Preparação da área para campo solar	concreto	fundições de qualidade	tecnologia dominada	-
Equipamentos eletrônicos		componentes para o setor de energia	necessário desenvolvimento de rastreadores solares de precisão/monitoração e controle já dominados	P&D
Bloco de potência	aço, concreto	similar às UTE	tecnologia dominada	-
Campo solar				
Produção de vidros float	baixo teor de ferro	maior pureza do vidro	tecnologia dominada pelas empresas em unidades fabris de outros países	baixo
Produção de espelhos	baixo teor de ferro	refletividade superior a 94% e estabilidade do revestimento	40% dos espelhos comercializados no país são importados	médio
Estrutura para concentradores	aço	rigidez e durabilidade	falta o desenvolvimento de tecnologia para partes móveis	baixo
Receptores	vidro com baixo teor de ferro e superfícies seletivas	durabilidade e qualidade de longo prazo	não há tecnologia	P&D
HTF e Armazenamento térmico				
Fluido de transferência de calor		estabilidade térmica	indústria e distribuidora do óleo térmico	baixo
Tubulação	aços, isolantes térmicos	precisão e alta resistência ao calor	tecnologia dominada	-
Sistemas de armazenamento térmico	salt, concreto, construção metálica	qualidade e durabilidade	sais fundidos: a desenvolver/ obras civis dominada	P&D

REFERÊNCIAS

ABRAVIDRO, Panorama Vidreiro edição 2013. Disponível em http://www.abraavidro.org.br/encarte_panorama2013.asp. Acesso em 28 Julho 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS – ANA (2012). “Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil, Agência Nacional de Águas”. Disponível em: <http://arquivos.ana.gov.br/imprensa/arquivos/Conjuntura2012.pdf>. Acesso em 12 de julho 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CERÂMICA. Isolantes Térmicos. Disponível em <http://www.abceram.org.br/site/?area=41>, Acesso em 15 agosto 2013.

A.T. KEARNEY AND ESTELA (2010), Solar Thermal Electricity 2025, ESTELA, Brussels. Disponível em: <http://www.estelasolar.eu/index.php?id=22>. Acesso 17 de junho 2013

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L. et al. (2011), Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN). , Chapter 3. Direct Solar Energy Cambridge e New York: IPCC. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Acesso em 22 setembro de 2011.

BALAGOPAL, B.; PARANIKAS, P.; ROSE, J. (2010), What’s Next for Alternative Energy? . Boston: The Boston Consulting Group (BCG). Disponível em: <http://www.bcg.com/documents/file65187.pdf> . Acesso em 17 de junho 2013.

BANCO DO NORDESTE DO BRASIL. Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste FNE 2013- Programação Regional. Fevereiro /2013. Disponível em: http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/programas_fne/docs/programacao_fne_2013.pdf. Acesso em 18 de julho 2013.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO – BNDES (2013). Condições de apoio financeiro ao segmento de Geração de Energia Renovável - Leilões 2013. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/Leilao_Energia/projetos_renovaveis.html. Acesso em 6 setembro 2013.

BASTOS (2006). Organizador. Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento. Petrobras.

BERNALDO, G., MCKINNEY, D. Solar Power & Xceltherm® Heat Transfer Fluids (2010). Disponível em: http://tecteg.com/pdf_files//SolarPower_working_fluids.pdf. Acesso em 22 de agosto 2013.

CARTER, N.T., RICHARD J. C. 2009. “Water Issues of Concentrating Solar Power (CSP) Electricity in the US Southwest”. Disponível em: <http://www.g-a-l.info/Solar-Water-Use-Issues-in-Southwest.pdf>. Acesso em 12 de agosto 2013.

COHEN, G.E., D.W. KEARNEY, G.J. KOLB. (1999), Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants, SAND99-1290, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.

CORDEIRO, P.; International Energy Agency (IEA), Solar Power and Chemical Energy

Systems, START Mission to Brazil; May 5-9, 1997.

http://www.solarpaces.org/_Library/START_Brazil%20Start%20Mission%20Rept.pdf. Acesso em 09/08/2013)

CSP TODAY, CSP FIT Guide. July 2011. Disponível em http://www.area-net.org/fileadmin/user_upload/AREA/AREA_downloads/Policies_Grid/CSP-FIT-GUIDE.pdf. Acesso em 12 Julho 2013.

CSP World (2012) Thermal insulation causes fires at CSP plants. Disponível <http://www.csp-world.com/news/20120417/00139/thermal-insulation-causes-fires-csp-plants>. Acesso 15 Agosto 2013.

EDENHOFER, O., RAMÓN P. M., YUBA S.. (2012). Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental. Panel on Climate Change 2012. Cambridge University Press. http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf. Acesso de 12 Julho 2013.

ELETROBRAS, Plano Anual do Proinfa – PAP 2013. Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20121385_2.pdf. Acesso em 12 de Julho 2013.

ELREFAEI, H. E. H. A Methodology for Deriving a Renewable Energy Market Competence Index with Application to CSP Technology. M.Sc. Thesis. Faculty of Engineering, Cairo University, Egypt. March 2012.

EMERGING ENERGY RESEARCH (2010), Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010-2025, IHS, Cambridge, MA.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Nota Técnica Maio/2012. Disponível em http://albarelocosta.com.br/pdfs/nt_energiasolar_2012.pdf. Acesso em 12 Julho 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Expansão da Geração – Empreendimentos Heliotérmicos. Disponível em [http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões 2013/Instruções para cadastramento Leilão - A3 2013 - empreendimentos heliotérmicos.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões%202013/Instruções%20para%20cadastramento%20Leilão%20-%20A3%202013%20-%20empreendimentos%20heliotérmicos.pdf). Acesso em 22 Julho 2013.

ERNST & YOUNG AND FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (Fraunhofer) (2011), MENA Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects, The World Bank, Final Report, Washington, D.C. Disponível: <http://solarthermalworld.org/content/middle-east-and-north-africa-region-assessment-local-manufacturing-potential-concentrated>. Acesso em 19 junho 2013.

ESPAÑA. AGÊNCIA ESTATAL BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. Real Decreto 661/2007. 2007. Disponível em <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556>, Acesso em 12 de Julho 2013.

EUROPEAN ACADEMIES SCIENCE ADVISORY COUNCIL (EASAC). Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future. Policy Report 16. ISBN: 978-3-8047-2944-5. November 2011. Disponível em: http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/Easac_CSP_Web-Final.pdf. Acesso em: 10 de junho 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAICS INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017. Disponível em: <http://www.erec-renewables.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/K4_RES-H/D23-solar-industrial-process-heat.pdf> Acesso em 20 outubro 2013

EUROPEAN SOLAR THERMAL INDUSTRY FEDERATION (ESTIF). Solar Industrial Process Heat: State of the Art. 2006, [S.l.]. Disponível em: <http://www.erec-renewables.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/K4_RES-H/D23-solar-industrial-process-heat.pdf> Acesso em 04 maio 2010.

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY. EEG – The Renewable Energy Sources Act: The success story of sustainable policies for Germany. Germany, July, 2007. Disponível em http://www.folkecenter.net/mediafiles/folkecenter/pdf/eeg_success_brochure_engl.pdf. Acesso em 12 de Julho 2013.

FICHTNER (2010), Technology Assessment of CSP Technologies for a Site Specific Project in South Africa Final Report, The World Bank and ESMAP, Washington D.C.

FLOWSERVE. Concentrated Solar Power. Disponível em: http://www.flowserve.com/es_es/Industries/Power-Generation/Concentrated-Solar-Power. Acesso em 21 de Outubro 2013.

GÖTTSCHE, J. Curso Concentrating Solar Power (CSP), organizado por CEFET-MG e SOLAR INSTITUTE JULICH /FH Aachen, Belo Horizonte, maio de 2013.

HINKLEY, J. et al. (2011), Concentrating Solar Power-Drivers and Opportunities for Cost Competitive Electricity, CSIRO, Victoria, March 2011. Disponível em: <http://www.garnautreview.org.au/update-2011/commissioned-work/concentrating-solar-power-drivers-opportunitiescost-competitive-electricity.pdf>. Acesso em 15 de Junho 2013.

IDDRI. Chinese renewable energy and technology policies: Legal compatibility with WTO rules & Economic interactions with other countries' climate and industrial policies. Nº 02/11 March 2011. Disponível em http://www.iddri.org/Publications/Collections/Idees-pour-le-debat/ID_1102_guerin_schiavo_wto_china.pdf. Acesso em 12 de Julho 2013.

IEA-ETSAP & IRENA, 2012, Water Desalination using Renewable Energy, Technology Brief I12, March 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. Edição nº 7, Maio de 2012. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/archives/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf. Acesso em 12 de julho 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS INPE. Rede SONDA. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/>. Acesso em 18 de Outubro 2013.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA (2010). Sustentabilidade Ambiental no Brasil: biodiversidade, economia e bem-estar humano. Vol. Livro 7. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro07_sustentabilidadeambiental.pdf. Acesso em 12 de julho 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2010) Technology Roadmap Concentrating Solar Power. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf. Acesso em 10 de junho 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2010a), Energy Technology Perspectives 2010, International Energy Agency, Paris. 2010. Disponível em www.iea.org. Acesso em: 10 de junho 2013.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE –IPCC (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>. Acesso em 12 julho de 2013.

IRENA (2012), Concentrating Solar Power – Renewable Energy Technologies, Cost Analysis Series, (IRENA) Working Paper. Disponível em: www.irena.org. Acesso em 19 de junho 2013.

JANNUZZI, G. M., VARELLA, F. K. O. M., GOMES, MAIA, R. D. (2009), Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação. International Energy Initiative. São Paulo. Disponível em: <http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIOPROJETO2FINAL.pdf> Acesso em 19 junho 2013,

KALOGIROU, S. A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 1a ed. Elsevier Inc., Oxford, 2009.

KISTNER, R. et al. (2009), Analysis of potential cost decrease and competitiveness of parabolic trough plants, SolaPaces 2009, 18 September, Berlin.

KOLB, G.J., C.K. Ho, T.R. MANCINI, J.A. G. (2011), Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.

KUMINOFF, N.V. Evaluating Regulation and Conservation Policy for California's Agri-environmental Externalities. Disponível em: http://aic.ucdavis.edu/research/sustainability/agroecosystems/AGECO2_Kuminoff.pdf . Acesso em 21 de Outubro 2013.

KUTSCHER, C.; MEHOS, M.; TURCHI, C.; Glatzmaier, G.; MOSS, T. (2010), Line-Focus Solar Power Plant Cost Reduction Plan, NREL, Boulder, CO. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48175.pdf>. Acesso em: 10 de Junho 2013.

LIQREINA, A. A.M. Evaluation of dry cooling option for parabolic trough (CSP) plants including related technical and economic assessment. Thesis Master of Science in Renewable Energy and Energy Efficiency. College of Engineering Kassel University and Cairo University. Disponível em: http://www.unikassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/remena/theses/batch2/MasterThesis_Ahmad_Liqraina.pdf. Acesso em 21 de Outubro 2013.

MARTINOT, E.; WISER, R., HAMRIN, J. Renewable Energy Policies and Markets in the United States. 2003. Disponível em: http://martinot.info/Martinot_et_al_CRS.pdf. Acesso em 20 Outubro 2013.

MCCRONE, A.; SONNTAG-O'BRIEN, V.; G. ANDREAS, J.; GRUENING, C. (2011), Global Trends in Renewable Energy Investment 2011: Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy. [S.l.]: United Nations Environment Program and Bloomberg New Energy Finance.

MCFARLANE J.; BELL, J.R.; FELDE, D.K.; JOSEPH III, R.A.; QUALLS, A.L.; WEAVER, S.P. PhenylNaphthalene as a Heat Transfer Fluid for Concentrating Solar Power: Loop Tests and Final Report. Disponível em <http://info.ornl.gov/sites/publications/files/Pub41077.pdf>. Acesso em 22 agosto 2013.

MICROTERM (2013). Insulation solutions for Concentrated Solar Power. Disponível em: <http://www.microthermgroup.com/high/EXEN/site/concentrated-solar-power.aspx>. Acesso em 15 agosto 2013.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO. CÂMARA DE COMÉRCIO EXTERIOR (MD CAMEX). Resolução No 94 de 8 de dezembro de 2011. Publicada no D.O.U. 12/12/2011. Disponível em: http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl_1323716926.pdf. Acesso em 23 Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. Convênio ICMS 75, DE 14 de julho de 2011. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/2011/CV075_11.htm Acesso em 23 Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. Regras Gerais para Interpretação do Sistema Harmonizado.

Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/tabincidipitipi.htm>. Acesso em 23 Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DA INTEGRAÇÃO NACIONAL. Nova Delimitação do Semiárido Brasileiro. Março/2005. Disponível em: http://www.asabrazil.org.br/UserFiles/File/cartilha_delimitacao_semi_arido.pdf. Acesso 18 de julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013a). Empreendimentos Helio-térmicos. Rio de Janeiro, Julho 2013. Disponível em [http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões 2013/Instruções para cadastramento empreendimentos helio-térmicos.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões%202013/Instruções%20para%20cadastramento%20empreendimentos%20helio-térmicos.pdf). Acesso em 17 de Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013b). Leilão de Energia A-3 / 2013 - Fontes eólica e solar lideram inscrições no leilão de energia para o ano de 2016. Rio de Janeiro, Setembro 2013. Disponível em http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130905_1.pdf. Acesso em 6 de setembro 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/Empresa de Pesquisa Energética (EPE,2012). Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 – PDE 2021. Disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio_PDE2021_ConsultaPxblica.pdf. Acesso em 6 de julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, DA INDÚSTRIA E DO COMÉRCIO EXTERIOR. Plano Brasil Maior 2011-2014. Disponível em: http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/wp-content/uploads/cartilha_brasilmaior.pdf. Acesso em 23 Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, DA INDÚSTRIA E DO COMÉRCIO EXTERIOR. RENAI – Rede Nacional de Informações sobre o Desenvolvimento. Disponível em: http://www.mdic.gov.br/sistemas_web/renai/conteudo/index/item/198. Acesso em 23 Julho 2013. BRASIL.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, DA INDÚSTRIA E DO COMÉRCIO EXTERIOR. RESOLUÇÃO No 94 de 8 de dezembro de 2011. Disponível em: http://www.desenvolvimento.gov.br/portalmDIC/arquivos/dwnl_1323716926.pdf. Acesso em 21 Julho 2013. BRASIL.

NAKIENOV, N, SWART R (2000) Special report on emissions scenarios. Geneva, Switzerland, Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em <https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-en.pdf>. Acesso em 12 de Julho de 2013.

NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY(NEEDS).External costs from emerging electricity generation technologies. Disponível em: http://www.needs-project.org/docs/RS_a_D6_1_External_costs_of_reference_technologies_24032009.pdf. Acesso em 21 de Outubro 2013.

NIETO, J.M. (2009), Levelised Cost of Thermosolar Energy: Short and Medium-term Reduction Opportunities, Solar Power Generation Summit Barcelona. February 23-24.

NREL (2012), US DEPARTMENT OF ENERGY. Concentrating Solar Power Projects Database. Disponível em: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country.cfm. Acesso em 19 de junho 2013.

NSG, NSG Group Annual Report 2012. Disponível em http://www.nsg.com/~media/NSG/Site_Content/ir/IR_Library/nsgannualreport2012.ashx, acessado em 28 de Julho 2013..

PUROHIT, I.; PUROHIT, P. (2010), Techno-economic evaluation of concentrating solar power generation in India. Energy Policy, v. 38, n. 6, p. 3015-3029.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). Renewables Global Futures Report. Paris, 2013. Disponível em: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf. Acesso 12 de Outubro 2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). Renewables 2012 Global Status Report. Paris, 2012. Disponível em: <http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012.pdf>. Acesso de 15 Junho 2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). Renewables 2011 Global Status Report. Paris, 2011.

REVE - WIND ENERGY AND ELETRIC VEHICLE REVIEW (2013) CSP – Concentrating Solar Power: Enhanced solar power by dry-cooled energy generation. Disponível em: <http://www.evwind.es/2013/05/21/csp-concentrating-solar-power-enhanced-solar-power-by-dry-cooled-energy-generation/32856>. Acesso 15 de Outubro 2013.

RICHTER, C. (2011), Personal Communication with Dr. Christoph Richter, Institut für Solarforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).

RICHTER, C. (2011a), Personal communication with the authors, DLR, Stuttgart.

RICHTER, C. TESKE S. SHORT, R., (2009) Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009: Why Renewable Energy is Hot. Greenpeace International. Amsterdam, 2009. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solarpower-2009.pdf>. Acesso em 19 de junho de 2013.

SALINO, P. J. Energia eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões. Projeto de Graduação – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia Ambiental, 2011. vii, 110 p. II.

SARGENT & LUNDY CONSULTING LLC., (2003), Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts, National Renewable Energy Laboratories & US. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf>. Acesso em 6 de julho 2013.

SIEMENS, Siemens entrega a milésima turbina a vapor produzida no Brasil. Disponível em <http://www.siemensjornalenergia.com.br/post/siemens-entrega-a-milesima-turbina-a-vapor-produzida-no-brasil>. Acesso em 17 de Outubro 2013.

SHORT, W. PACKEY, D.J., HOLT, T. (1995), A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory. United States. Disponível em: <http://large.stanford.edu/publications/coal/references/troughnet/market/docs/5173.pdf>. Acesso em 20 de junho 2013

SOLANGI, K. H.; ISLAM, M. R.; SAIDUR, R.; RAHIM, N. A.; FAYAZ, H. A review on global solar energy policy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 4, p. 2149-2163, 2011. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/journal/13640321/15/4>. Acesso em 12 de Julho 2013.

SOLAR POWER AND CHEMICAL ENERGY SYSTEMS (Solar PACES). 2013a. Task I: Solar Thermal Electric Systems. Disponível em: http://www.solarpaces.org/Tasks/Task1/task_I.htm. Acesso em 15 de Junho 2013.

SOLAR POWER AND CHEMICAL ENERGY SYSTEMS (Solar PACES). 2013b. Concentrating Solar Power Projects by Status. Disponível em: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_status.cfm. Acesso em 06 de julho 2013.

SOLAR POWER AND CHEMICAL ENERGY SYSTEMS (Solar PACES). Brazilian solar map. Disponível em <http://www.solarpaces.org/News/Projects/Brazil.htm>. Acesso em 9 de Agosto 2013.

SOLARSERVER – GLOBAL SOLAR INDUSTRY WEBSITE. Spain retroactively cuts feed-in tariffs, yet again. Disponível em: <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/current/2013/kw29/spain-retroactively-cuts-feed-in-tariffs-yet-again.html>. Acesso em 20 de Outubro 2013.

SOLUTIA, INC (2006). Material Safety Data Sheet – Therminol VP-1. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/sitingcases/beacon/documents/applicant/afc/Volume II/Appendix D Therminol MSDS.pdf> . Acesso em 24 de Outubro 2013.

SORIA, R. A. P., Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização. Dissertação de Mestrado – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011. XV, 187 p.: il.; 29,7 cm.

TRIEB F.; SCHILLINGS, C.; O’SULLIVAN, M.; PREGGER, T.; HOYER-KLICK, C. Global Potential of Concentrating Solar Power. SolarPACES Conference Berlin, September 2009. Disponível em: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/doctype/institut/system/publications/Solar_Paces_Paper_Trieb_Final_Colour_corrected.pdf. Acesso em 8 de Setembro 2013.

TURCHI, C.S. WAGNER, M.J., KUTSCHER, C.F. (2010a), Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model, National Renewable Energy Laboratory (NREL), CO. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf> . Acesso em 24 de junho 2013.

TURCHI, C., M. MEHOS, C.K. HO, G.J. KOLB (2010b), Current and future costs for parabolic trough and power tower systems in the US market, National Renewable Energy Laboratory (NREL), CO. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49303.pdf>. Acesso em 19 de junho 2013.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US EPA, 2010). Technology Transfer Network Air Toxics Web Site – Biphenyl. Disponível em <http://www.epa.gov/ttnatw01/hlthef/biphenyl.html>. Acesso 22 de Agosto 2013.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE). Renewable Energy Certificates (RECs). Disponível em <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml>. Acesso em 22 de Agosto 2013.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY (US DOE). 2006. “Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation”. Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf. Acesso em 12 de Julho 2013.

UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF LAND MANAGEMENT (US BLM). Palen Solar Electric Generating System. Julho de 2013. Disponível em: http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/ca/pdf/palmsprings/Palen_Solar_Power_Project.Par.65068.File.dat/PSEGS DSEIS_Volume1.pdf. Acesso em 22 de Outubro de 2013.

VALOR ECONÔMICO (2012). Leilão A-5 termina com preço médio de R\$ 91,25/MWh. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2941306/leilao-5-termina-com-preco-medio-de-r-9125mwh>. Acesso em 19 de junho 2013

VERGURA, S.; LAMEIRA V. J, Technical-Financial Comparison Between a PV Plant and a CSP Plant. *Revista Eletrônica Sistemas & Gestão* V. 6 pp 210-220. 2011. Disponível em: http://www.inescc.pt/documentos/7_2012.pdf. Acesso em 17 de julho 2013.

VIANA, T. S. Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil. Dissertação de Mestrado no Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil (PPGEC). Disponível em <http://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/93778/280137.pdf?sequence=1>. Acesso em: 10 de junho 2013.

VIEBAHN, P., S. KRONSHAGE, F. TRIEB, AND Y. LECHON (2008). Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants. Project 502687, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Brussels, Belgium, 95 pp. Disponível em :www.needs-project.org. Acesso em 12 de julho 2013.

WALTON, M.A. Environmental Concerns How Clean Is Clean? (2012). Disponível em: http://csis.org/files/publication/120918_Walton_EnvironConcerns.pdf. Acesso 21 de Outubro 2013.

WORLD BANK. Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power, Jan 2011

<http://siteresources.worldbank.org/INTMENA/Resources/CSP-Job-Study-Eng-Sum.pdf>. Acesso em 9 de Agosto de 2013.

WORLD BANK Energy and Mining Sector Board Discussion Paper. Regulatory and Financial Incentives for Scaling up Concentrating Solar Power in Developing Countries. Paper nº 24, Washington, D.C., June, 2011. Disponível em http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY2/Resources/CSP_Incentives_DP_24.pdf. Acesso em 12 de Julho 2013.

WORLD BANK. Energy use (kg of oil equivalent per capita). Disponível em <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.PCAP.KG.OE>. Acesso em 26 de julho 2013

WORLD WILDLIFE FUND. Além de Grandes Hidrelétricas: Políticas para Fontes Renováveis de Energia Elétrica no Brasil. 2012. Disponível em <http://www.wwf.org.br/?32143/Alm-de-grandes-hidretricas-politicas-para-fontes-renovveis-de-energia-eltrica-no-Brasil>. Acesso em 12 de julho 2013.

ANEXO 1 – GRUPOS DE PESQUISA EM ÁREAS CORRELATAS À GERAÇÃO HELIOTÉRMICA

A1. 1 Geração Heliotérmica

Grupo HLT-4 : Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – ELETROBRAS CEPEL

CONTATO DA INSTITUIÇÃO:

Av. Horácio Macedo, 354 - Cidade Universitária, Rio de Janeiro,
CEP: 21941-902 Cidade Universitária, Rio de Janeiro/RJ
Eduardo Torres Serra (assistente do Diretor Geral e coordenador do projeto)
Email: etserra@cepel.br
Tel.: (21)- 2598- 6163

IDENTIFICAÇÃO DA TECNOLOGIA:

Armazenamento de energia, Radiação solar direta, Exergia, Ciclos termodinâmicos, Geração direta de vapor, Modelagem termo-hidráulica, Mecânica dos fluidos, Óptica

BREVE DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES:

Desenvolvimento de um projeto referente à implantação de uma planta piloto de 1MW, sem armazenamento, utilizando tecnologia de calhas parabólicas. A planta será instalada em Petrolina – PE e se consiste na primeira etapa de um projeto maior que visa à construção de uma plataforma de pesquisa experimental em energia solar, nos moldes de plataformas de pesquisa existentes no exterior, como a de Almería (Espanha). Por esse motivo, a planta piloto com a tecnologia de calhas parabólicas será construída em área física capaz de permitir a implantação futura dos outros sistemas de geração que deverão fazer parte da plataforma de pesquisa experimental de energia solar citada

RECURSOS HUMANOS:

Equipe	Executora (Cepel)	Co-executora (UFPE)
Doutor	3	5
Mestre	5	1
Doutorando	1	4
Mestrando	-	1
Graduado	1	-
Estagiário	1	-
Técnico Nível Médio	-	1
Bolsistas (CNPq)		
DTI I	2	
DTI II	5	
DTI III	9	

PRINCIPAIS PROJETOS E AGÊNCIAS DE FOMENTO / FINANCIADORES:

Recursos FINEP: R\$ 18 Milhões Recursos da Secretaria de C&T Do Estado de PE: R\$5 milhões. Contrapartidas: Não-Financeiras (Executor – Cepel E Co-Executor – UFPE): R\$5,3milhões.

Grupo GH-5: PETROBRAS

Nessa etapa da pesquisa, não foi constatada a constituição de um grupo formal em geração heliotérmica, mas podem ser identificadas ações coordenadas pelo CENPES e CTGAS-ER. A equipe do CENPES tem quatro pesquisadores frequentemente citados em desenvolvimento de projetos e de dissertação de mestrado, citados a seguir:

a) **Avaliação da geração elétrica a partir de energia solar térmica utilizando tecnologia de torre central:** planta comercial, que será localizada próxima à TERMOAÇU, com capacidade de 3 MW. Este projeto será realizado pela PETROBRAS em conjunto com o Centro de Tecnologia do Gás & Energias Renováveis (CTGAS-ER), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

b) **Acompanhamento e análise de desempenho de central de geração heliotérmica:** para análise crítica do processo de implementação, comissionamento, operação e desempenho de uma central heliotérmica para geração de eletricidade interligada a uma UTE da Petrobras.

c) **Análise da Redução da Perda de Carga em Escoamento de Óleos Pesados por Termoacumulação Utilizando Energia Solar – Projeto e Construção do Concentrador Solar:** projeto de pesquisa financiada pela Petrobras em convênio com o Departamento de Engenharia Mecânica / UFES.

d) **Projeto COGERSOL - metodologia para simulação transiente de uma pequena central heliotérmica:** financiado pela Petrobras em convênio com o LEPTEN/UFSC.

e) **Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada:** dissertação de mestrado de Cristiane Lodi, sendo co-orientador Dr. Evandro Camelo Calvalcanti, ambos da Petrobras/RJ.

A1.2 Solarimetria (S) – Irradiação Solar Direta de Incidência Normal (DNI)

Conforme discutido anteriormente, o desenvolvimento de modelos de estimativa e a medição da componente direta da irradiação solar de incidência normal são fundamentais para o levantamento do recurso solar com vistas à implantação de usinas heliotérmicas.

Grupo S-1: Ciências Atmosféricas - Ozônio x Radiação - Energias Renováveis

- Instituição: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
- Contato da instituição: Dr. Ênio Bueno Pereira (vice líder da Linha de Pesquisa: Energias Renováveis)
- Identificação da tecnologia: instrumentação, Atlas Solarimétrico; modelagem; radiação solar.

- Breve descrição das atividades: destacam-se a medição da radiação solar e suas componentes e estudos de sua variabilidade sazonal; desenvolvimento e caracterização de radiômetros e elaboração do software SUNDATA para cálculo da radiação solar em média diária, no âmbito do Programa SWERA (<http://swera.unep.net>). O SWERA foi realizado em parceria com inúmeras instituições e fornece acesso a dados de recursos renováveis de energia (solar e eólica).

Grupo S-2: Radiação Solar: instrumentação, modelagem e processos de conversão

- Instituição: Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP
- Órgão: Faculdade de Ciências Agrônômicas de Botucatu
- Contato da instituição: Prof. João Francisco Escobedo (coordenador)
- Identificação da tecnologia: instrumentação; modelagem; radiação solar.
- Breve descrição das atividades: Desenvolvimento atual de projetos sobre medição e modelagem da radiação direta na incidência, usando o modelo paramétrico de Linke e sobre um sistema informático para monitoramento, transmissão e gerenciamento de banco de dados de radiação solar, incluindo a modernização do laboratório de campo e o do laboratório de informática por meio da implantação da tecnologia de rede sem fio para transferência dos dados e gerenciamento, processamento e armazenamento em um servidor central.
- Recursos Humanos: Pesquisadores: 7; Estudantes: 6 e Técnicos: 1

A1.3 Rastreamento Solar (RS)

A pesquisa mostra apenas o **GERA - Grupo de Estudo e Pesquisa em Robótica e Automação**

- Instituição: Universidade Federal do Ceará (UFC)

- Contato da instituição: Prof. Carlos André Dias Bezerra
- Identificação da tecnologia: rastreamento solar (precisa ser confirmado)

A1.4 Geração Termelétrica (GT)

A pesquisa na Plataforma Lattes identifica seis grupos com atuação em geração termelétrica, mas os três grupos mencionados a seguir demonstram maior aderência ao escopo da geração heliotérmica.

Grupo GT-1: Análise e Simulação de Sistemas Energéticos

- Instituição: Instituto Tecnológico de Aeronáutica – ITA
- Órgão: Divisão de Engenharia Mecânica Aeronáutica
- Contato da instituição: Marcelo José Santos de Lemos (coordenador)
- Identificação da tecnologia cogeração, termogeração, fontes alternativas de energia (solar)
- Breve descrição das atividades: Análise, projeto e simulação de sistemas de cogeração, termogeração, fornos industriais, geradores de vapor e demais sistemas energéticos. Estudos, análises e desenvolvimento de reator poroso para reforma de metano e produção de hidrogênio em escala industrial. Aplicação de Tecnologia CFD para desenvolvimento de produtos e processos industriais de interesse aos setores de energia e aeroespacial. Virtualização de equipamentos e processos.
- Recursos Humanos: Pesquisadores:6; Estudantes:6 e Técnicos: não declarado

Grupo GT-2: Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos (Linha de pesquisa Geração Termelétrica e Cogeração)

- Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

- Contato da instituição: Prof. Edson Bazzo
- Identificação da tecnologia: caldeiras; Cogeração; Exergia; Impacto ambiental; Instrumentação e monitoramento; Plantas termelétricas;
- Breve descrição das atividades: Diagnosticar o comportamento termodinâmico e desenvolver modelos de análise exergoambiental para plantas de cogeração e plantas termelétricas, com ênfase na aplicação de gás natural e biomassa; (ii) Instrumentar e monitorar caldeiras, sistemas de cogeração e plantas termelétricas.
- Recursos Humanos: Pesquisadores:7; Estudantes:12 e Técnicos: não declarado

Grupo GT-3: Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída – NEST (Linha de pesquisa Geração Termelétrica)

- Instituição: Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI
- Contato da instituição: Prof. Electo Eduardo Silva Lora
- Identificação da tecnologia: Centrais termelétricas; Cogeração; Sistemas de potência a vapor; Turbinas a Gás.
- Breve descrição das atividades: Elaboração de metodologia e ferramenta computacional para monitoramento e diagnóstico de centrais termelétricas de ciclo a vapor e combinado.
 - Elaboração de metodologia para testes de desempenho de turbinas a vapor.
 - Elaboração de software para o projeto e testes de desempenho de caldeiras a vapor.
 - Projeto e teses de sistemas de geração distribuída (motores Stirling, microturbinas a gás e células a combustível)
 - Projeto e testes de sistemas de gasificação de biomassa acoplados a motor
- Recursos Humanos: Pesquisadores: 2; Estudantes:2 e Técnicos: não declarado

ANEXO 2 – RELAÇÃO DAS EMPRESAS EPC QUE OPERAM COM GERAÇÃO TERMELÉTRICA

	Empresas EPC	Atuação em Geração Termelétrica	Iniciativas em Energias Renováveis			
			Biomassa	Eólica	Solar	Outras
1	CNEC Worley Parsons (http://www.cnec.com.br/htmls/energia.php)	Piratininga-SP, Cubatão-SP, Porto Velho-RO e Termoçu-RN, para a Petrobrás, Usiminas-MG e Klabin-PR, dentre outras	não declarado	não declarado	não declarado	
2	Construcap (http://www.construcap.com.br/default.asp?Paginald=108&Areald=5)	Copebrás - Grupo Anglo American/Technip: Cogeração de energia - Catalão; Petrobrás - Petróleo Brasileiro/Promom; CNO: Termelétrica Três Lagoas	Goiás Goiás Alcool Açúcas Ltda. Sistema de Cogeração de Energia	não declarado	não declarado	
3	ENGEVIX (http://www.engevix.com.br/areas-de-atuacao/default.aspx)	Usina de cogeração da FAFEN - Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados em Camaragari-BA, em ciclo combinado através de contrato com a Rolls-Royce, fornecedora do bloco de potência; TERMO CEARÁ operando a diesel e gás natural; Usinas Serra do Navio, com 24MW para a AMAPARI Energia Ltda. Sapeçu I e II com 298MW para a MultinerGlobal I e II, com 296MW todas com motores ciclo diesel-óleo combustível.	não declarado	não declarado	não declarado	
4	ForShip Engenharia Ltda (http://www.petro-noticias.com.br/archives/9770)	Na área de Energia a empresa declara o comissionamento de 5 Termelétricas, para a Petrobrás - Três Lagoas, para a Eletrobrás, em Furnas, no Rio, e para a GDK, em Canoas, Sergipe e Amazonas, as três de propriedade da Petrobrás. Em mineração, tem projetos com a Vale, no Sudeste e Norte, e também na Argentina, China, Moçambique e Malásia	não declarado	não declarado	não declarado	
5	Galvão (http://qrenovaveis.com/destaque/ler/grupo-queiroz-galvao-inaugura-a-primeira-termoelétrica-flex-de-biomassa-renovavel-do-brasil/227/)	Maranhão/Pindaré=Mirim: Unidade Termoelétrica da Queiroz Galvão Siderurgia (QGS). Com potência de 5MW e fornecerá energia para dois fornos da Usina Siderúrgica de Ferro Gusa da Queiroz Galvão.	Maranhão: em Açailândia e Santa Inês -13MW a partir de biomassa renovável proveniente das florestas e calor do alto-forno das usinas siderúrgicas do Grupo	Ceará: Complexo Eólico de Taíba com 27 aerogeradores 56,7MW; Icarai com 31 aerogeradores e 65,1MW; Amontada com 28 aerogeradores e 75,6MW. RN: Complexo Riachão com instalação prevista de 146MW em Ceará-Mirim em 2013	não declarado	

	Empresas EPC	Atuação em Geração Termelétrica	Iniciativas em Energias Renováveis			
			Biomassa	Eólica	Solar	Outras
6	GENPRO Engenharia S.A. (http://www.genpro.com.br/empresa/historico.oho)	Revamp da Unidade de Geração de Energia Local: Triunfo-RS. Cliente: COPESUL-Cia; Petroquímica do Sul (atual Braskem S.A.) Usina Termelétrica e Terminal de Estocagem e Regaseificação de Gás Natural. Local: Puerto Salcedo-República Dominicana. Cliente: Governo da República Dominicana; Usina Termelétrica. Local: Barcarena-PA. Cliente: Vale S.A; Usina Termelétrica. Local: Vitória-ES. Cliente: Vale S.A.	não declarado	não declarado	não declarado	
7	Mendes Junior (http://www.mendes-junior.com.br)	Usina Termoelétrica de Manaus. Cliente: ELETRONORTE. Local: Manaus - duas unidades Turbogás com 26MW cada; Usina Termoelétrica de Ibirité. Cliente: Flatengineering a gás natural, de ciclo combinado, composta por 3 conjuntos de turbinas ligados a uma subestação elétrica com capacidade de geração de 720MW.	não declarado	não declarado	não declarado	
8	OAS (http://www.oas.com/oas-com/oas-engenharia/realizacoes/energia/termoeletricas/)	Termobahia Local: São Francisco do Conde-BA. Potência instalada: 190MW. Execução das obras civis da usina termelétrica, parte integrante da RLAM (Refinaria Landulpho Alves), além de todos os serviços complementares necessários	não declarado	não declarado	não declarado	
9	Odebrecht (http://www.odebrechtonline.com.br/materias/00001-001--/62/)	Usinas de Três Lagoas-MS, Macaé-RJ e Ipojuca-PE totalizam uma capacidade de 1.540MW. A usina Três Lagoas tem a capacidade de gerar 240MW na 1ª fase de operação (ciclo aberto com 4 turbinas a GN) e 350MW quando a 2ª fase (ciclo combinado com 2 turbinas a vapor). A usina Macaé tem 3 turbinas a gás e uma a vapor, capazes de gerar 780MW. A usina de Ipojuca com capacidade de gerar 520MW, tem condições de atender 33% do consumo de energia de Pernambuco	não declarado	não declarado	não declarado	
10	ORTENG (http://www.orteng.com.br/areas-de-atuacao/energia/geracao)	Desmontagem, transporte e montagem da Termelétrica Breltener originalmente localizada na cidade de Maracanu - CE e transferida para Manaus - AM. A usina foi dividida em duas e montadas em localizações diferentes, dando assim origem as Usinas Termelétrica de tambaqui e Jaraqui. Cada uma das Usinas tem uma potência disponível de 60MW com 18MW de reserva estratégica.	Projeto: PIERP Termoelétrica S/A- 23MW Bagaço de cana/carvão Usina Santa Lydia. Local: Rbeirão Preto-SP. Utilização de biomassa para geração de energia elétrica (bagaço de cana/carvão). Capacidade instalada total de 27,8MW, sendo distribuídos através de 3 turbogeradores novos de 7,5MW e 1 turbogerador de 5,3MW			

	Empresas EPC	Atuação em Geração Termelétrica	Iniciativas em Energias Renováveis			
			Biomassa	Eólica	Solar	Outras
11	OTZ Engenharia (http://www.otzengenharia.com/energia.php)	Ampliação da Campanha Siderúrgica de Tubarão (CST) - Geração de Energia da Coqueria (Tecnologistas SUNCOKE), Cliente: Hochtief do Brasil. Usinas Termoelétricas de Muricy e Arembep e Prédio de Tratamento de Óleo, em Camaraçá-BA. Cliente: BC Projects Ltda. Usinas em Ipatinga-MG. Cliente: Hochtief do Brasil. UTE em Cubatão. Cliente: Constran	não declarado	não declarado	não declarado	
12	TERMOCONSULT (http://www.termoconsult.com.br/index-3.html)	PROJETOS DE CENTRAIS TERMELÉTRICAS: Gases Siderúrgicos e de Processo (6); Carvão (4); Geral (10) e Projetos de Ciclo Combinado (39)	PROJETOS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA COM BIOMASSA: 20	não declarado	não declarado	Geotérmica (1) - Nicarágua
13	PROMON (http://www.promon.com.br/portugues/a_promon/a_promon.asp)		<p>Usina de Açúcar e Alcool de Moema Bunge. Ampliação de capacidade de produção de açúcar e álcool e de nova unidade de cogeração de energia a partir do bagaço e palha de cana-de-açúcar. Na fase I, com capacidade ampliada para 5.100.000 tca e energia exportada 26,9MW (safra) e 22,7MW (entressafra), e na fase II, com capacidade de 6.000.000 tca e energia exportada 54,6MW (safra) e 22,7MW (entressafra)</p> <p>Usina de Açúcar e Alcool Ouroeste. Bunge Brasil. Ampliação de capacidade de produção de açúcar e álcool e de nova unidade de cogeração de energia a partir do bagaço e palha de cana-de-açúcar para a Usina de Açúcar e Alcool Ouroeste com capacidade ampliada para 3.200.000 tca e energia exportada 19,8MW (safra) e 25,8MW (entressafra), e na fase II, com capacidade de 5.000.000 tca e energia exportada 91,2MW (safra) e 52,2MW (entressafra)</p> <p>Implantação da fase II da Usina Termelétrica Barra Bionergia, que agregou mais 70MW à potência instalada para a geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar. A capacidade total é de 136MW</p>			

	Empresas EPC	Atuação em Geração Termelétrica	Iniciativas em Energias Renováveis			Outras
			Biomassa	Eólica	Solar	
14	TECHINT (http://www.techint-engenharia.com.br/html/pt/news/NewsListHome.asp?MENU-ITEM=home&AREA=INHOME&LANG=PT)	38 projetos: Central Termoelétrica GÜEMES em Salta/Argentina com 2 turbo geradores Skoda de 60MW cada e 2 geradores de vapor (capacidade de 255t/hora a 95kg). Central Termoelétrica de Respaldo/Montevidéu com 2 turbo geradores Frame 9E GE 180 e 250MW c/u. Central de cogeração de Argener/Argentina, composta por um turgbo gerador GE 9001EC de 164MW, e uma caldeira de recuperação de calor apta para produzir 250/400t/h de vapor e uma praia de transformação de 15,75/220kV. Central de Ciclo Combinado de Trino Vercellese/Italia. Montagem completa do Balance da Plant da central à ciclo combinado de 2x300MV de Trino Vercellese. Instalação de 2 turbinas à gás de 130MW cada. Central Térmica de Ayoun Moussa/Egipto. Engenharia de detalhamento, balance de planta e montagem de 2 geradores de vapor de 320MW. Consórcio com Babcock & Wilcox USA e Babcock & Wilcox Egypt.	não declarado	não declarado	não declarado	Brasil: Angra II (parte nuclear)
15	Technip (http://www.technip.com/en/ourbusiness/onshore/renewable-energies#bio)		In 2012 Technip entered to an agreement with Alter NGR to market is Westinghouse plasma technology. This plams gasification technology enables the production of renewable energy from wast and biomass		Photovoltaic energy is one of the most dynamic renewable market energy markets. Technip is positioned upstream in the photovoltaic value chain with expertise and experience in solar grade polysilicon purification plants through to solar panel manufacturing plants. For solar grade silicon production plants, Technip owns process skills for hydrochloration and chloration processes. Technip's project scope can begin from the process book delivered by the licensor through to the plant start up	Marine energy Carbon Capture and Storage Geothermal Energy Nuclear

ANEXO 3 - RELAÇÃO COMPLETA DAS ASSOCIAÇÕES RELACIONADAS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Fonte: Jornal da Energia (<http://www.jornaldaenergia.com.br/associacoes.php>)

ABAR (Associação Brasileira de Agências Reguladoras): <http://www.abar.org.br>

ABCE (Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica): <http://www.abce.org.br>

ABDAN (Associação Brasileira para o Desenvolvimento de Atividades Nucleares): <http://www.abdan.org.br>

ABDIB (Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base) <http://www.abdib.com.br>

ABEEÓLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica) <http://www.abeeolica.org.br>

ABEER (Associação Brasileira das Empresas de Energias Renováveis) <http://www.abeer.org.br>

ABEGÁS (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado) <http://www.abegas.org.br>

ABEN (Associação Brasileira de Energia Nuclear) <http://www.aben.com.br>

ABESCO (Associação Brasileira das Empresas de Conservação de Energia) <http://www.abesco.com.br>

ABIAPE (Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica) <http://www.abiape.com.br>

ABIMAQ (Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos) <http://www.abimaq.org.br>

ABINEE (Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica) <http://www.abinee.org.br>

ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres)
<http://www.abrace.org.br>

ABRACEEL (Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica) <http://www.abraceel.com.br>

ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) <http://www.abradee.com.br>

ABRAGE (Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica) <http://www.abrage.com.br>

ABRAGEF (Associação Brasileira de Geração Flexível) <http://www.abragef.com.br>

ABRATE (Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica) <http://www.abrate.com.br>

ABRH (Associação Brasileira de Recursos Hídricos) <http://www.abrh.org.br>

ANACE (Associação Nacional de Consumidores de Energia) <http://www.anacebrasil.org.br>

APINE (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica) <http://www.apine.com.br>

APMPE (Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica) <http://www.apmpe.com.br>

Bracier (Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional) <http://www.bracier.org.br>

ANEXO 4 – RELAÇÃO DOS MUNICÍPIOS QUE CONSTITUEM AS RIDES

Região Integrada de Desenvolvimento - RIDE Petrolina-Juazeiro						
ESTADO	CÓDIGO IBGE	MUNICÍPIO	Área (Km²)	Pib 2005 em R\$ 1.000	Pib Per Capita 2005 em R\$ 1	População Censo 20
BA	2907202	CASA NOVA	9657,50	169.438,21	2.764,04	64.9
BA	2909901	CURACA	6449,31	96.657,45	3.086,82	32.1
BA	2918407	JUAZEIRO	6389,12	1.159.827,62	5.706,10	197.9
BA	2930774	SOBRADINHO	1322,93	286.011,81	13.366,29	21.9
PE	2608750	LAGOA GRANDE	1866,13	115.336,12	5.270,10	22.7
PE	2609808	OROCO	560,27	52.119,68	4.788,65	13.1
PE	2611101	PETROLINA	4737,13	1.549.822,63	6.109,22	294.0
PE	2612604	SANTA MARIA DA BOA VISTA	2965,39	183.867,14	4.279,46	39.4
RIDE JUAZEIRO-PETROLINA			33.047,8	3.613.090,65	5.671,34	696,6

Região Integrada de Desenvolvimento do Distrito Federal e Entorno - RIDE-DF						
ESTADO	CÓDIGO IBGE	MUNICÍPIO	Área (Km²)	Pib 2005 em R\$ 1.000	Pib Per Capita 2005 em R\$ 1	População Censo 20
GO	5212501	Luziânia	3961,59	1.380.833,11	7.661,63	174.5
GO	5200258	Águas Lindas de Goiás	191,19	334.295,25	2.098,61	159.5
GO	5221858	Valparaíso de Goiás	60,15	377.154,46	3.156,29	132.9
GO	5208004	Formosa	5807,17	428.702,35	4.750,32	100.0
GO	5215231	Novo Gama	191,66	228.737,33	2.457,40	95.0
GO	5217609	Planaltina	2538,66	237.511,39	2.507,59	81.6
MG	3170404	Unai	8463,18	893.191,84	11.861,93	77.5
GO	5219753	Santo Antônio do Descoberto	938,36	164.377,42	2.195,59	63.1
GO	5205497	Cidade Ocidental	388,47	156.168,42	3.287,83	55.8
GO	5206206	Cristalina	6167,88	652.020,77	16.354,90	46.5
GO	5215603	Padre Bernardo	3137,83	99.243,17	4.025,28	27.6
MG	3109303	Buritis	5219,71	236.213,49	10.917,61	22.7
GO	5217302	Pirenópolis	2181,84	94.390,92	4.443,81	23.0
GO	5200308	Alexânia	847,88	233.250,96	10.465,79	23.8
GO	5205513	Cocalzinho de Goiás	1787,99	64.177,80	3.709,91	17.3
GO	5200100	Abadiânia	1044,15	49.557,97	3.891,17	15.7
GO	5205802	Corumbá de Goiás	1062,47	41.178,75	4.153,18	10.3
GO	5204003	Cabeceiras	1113,48	72.939,27	10.506,95	7.3
MG	3109451	Cabeceira Grande	1031,62	56.545,34	8.798,09	6.4
GO	5200175	Água Fria de Goiás	2029,42	64.896,51	13.582,36	5.0
GO	5222203	Vila Boa	1060,19	17.702,32	4.962,80	4.7
GO	5213053	Mimoso de Goiás	1386,92	17.587,23	7.972,45	2.6

Região Integrada de Desenvolvimento - RIDE Grande Teresina

ESTADO	CÓDIGO IBGE	MUNICÍPIO	Área (Km²)	Pib 2005 em R\$ 1.000	Pib Per Capita 2005 em R\$ 1	População Censo 20
PI	2211001	TERESINA	1672,50	5.245.723,99	6.650,49	814.4
MA	2112209	TIMON	1713,01	439.634,24	3.060,80	155.3
PI	2211100	UNIAO	1177,04	119.251,02	2.838,09	42.6
PI	2200400	ALTOS	958,00	98.793,82	2.564,81	38.8
PI	2205508	JOSE DE FREITAS	1632,70	75.455,39	2.156,30	37.0
PI	2203305	DEMERVAL LOBAO	228,11	23.817,38	1.733,31	13.2
PI	2206407	MONSENHOR GIL	556,96	21.516,96	1.995,64	10.3
PI	2201606	BENEDITINOS	801,72	16.545,87	1.741,67	9.9
PI	2205557	LAGOA ALEGRE	266,74	13.700,88	1.769,23	8.0
PI	2203255	CURRALINHOS	355,73	7.430,16	1.802,56	4.1
PI	2202737	COIVARAS	584,67	6.614,84	2.072,32	3.8
PI	2207793	PAU D'ARCO DO PIAUI	427,00	7.829,89	2.454,51	3.7
PI	2205581	LAGOA DO PIAUI	454,70	11.598,54	2.953,54	3.8
PI	2206308	MIGUEL LEAO	99,92	5.458,09	3.782,46	1.2
RIDE GRANDE TERESINA - TIMON			40.020,0	6.002.274,00	2.602,00	4.446,0

ANEXO 5 –TARIFA EXTERNA COMUM–TEC– E DO IPI PARA PRODUTOS CORRELATOS À HLT

NOM	Descrição	TEC (%)	IPI (%)
84	Reatores nucleares, caldeiras, máquinas, aparelhos e instrumentos mecânicos e suas partes		
84.01	Reatores nucleares; elementos combustíveis (cartuchos) não irradiados, para reatores nucleares; máquinas e aparelhos para a separação de isótopos		
8401.10.00	Reatores nucleares	14BK	0
8401.20.00	Máquinas e aparelhos para a separação de isótopos e suas partes	14BK	0
8401.30.00	Elementos combustíveis (cartuchos) não irradiados	14	0
8401.40.00	Partes de reatores nucleares	14BK	0
84.02	Caldeiras de vapor (geradores de vapor), excluindo as caldeiras para aquecimento central concebidas para produção de água quente e vapor de baixa pressão; caldeiras denominadas "de água superaquecida"		
8402.1	Caldeiras de vapor		
8402.11.00	Caldeiras aquatubulares com produção de vapor superior a 45t/h	14BK	0
8402.12.00	Caldeiras aquatubulares com produção de vapor não superior a 45t/h	14BK	0
8402.19.00	Outras caldeiras para a produção de vapor, incluindo as caldeiras mistas	14BK	0
8402.20.00	Caldeiras nominadas "de água superaquecida"	14BK	0
8402.90.00	Partes	14BK	0
84.03	Caldeiras para aquecimento central, exceto as das posição 84.02		
8403.10	Caldeiras		
8403.10.10	Com capacidade inferior ou igual a 200.000kcal/h	18	0
8403.10.90	Outras	14BK	0
8403.90.0	Partes	14BK	5
84.04	Aparelhos auxiliares para caldeiras das posições 84.02 ou 84.03 (por exemplo, economizadores, superaquecedores, aparelhos de limpeza de tubos ou de recuperação de gás); condensadores para máquinas a vapor		
8404.10	Aparelhos auxiliares para caldeiras das posições 84.02 ou 84.03		
8404.10.10	Da posição 84.02	14BK	0
8404.10.20	Da posição 84.03	14BK	0
8404.20.00	Condensadores para máquinas a vapor		
8404.10	Aparelhos auxiliares para caldeiras das posições 84.02 ou 84.03		
8404.10.10	Da posição 84.02	14BK	0
8404.10.20	Da posição 84.03	14BK	0
8404.20.00	Condensadores para máquinas a vapor	14BK	0
8404.90	Partes		
8404.10.10	De aparelhos auxiliares para caldeiras das posições 84.02	14BK	5
8404.10.90	Outras	14BK	5
84.06	Turbinas a vapor		
8406.8	Outras turbinas		
8406.81.00	De potência superior a 40MW	14BK	0
8406.82.00	De potência não superior a 40MW	14BK	0
8406.90	Partes		
8406.90.1	Rotores		
8406.90.11	De turbinas a reação, de múltiplos estágios	08BK	5
8406.90.19	Outras	14BK	5
8406.90.2	Palhetas		
8406.90.21	Fixas (de estator)	08BK	5
8406.90.29	Outras	14BK	5
8406.90.90	Outras	14BK	0

NOM	Descrição	TEC (%)	IPI (%)
84.11	Turborreatores, turbopropulsores e outras turbinas a gás		
8411.1	Turborreatores:		
8411.11.00	De empuxo não superior a 25kN	0BK	5
8411.12.00	De empuxo superior a 25kN	0BK	5
8411.2	Turbopropulsores:		
8411.21.00	De potência não superior a 1.100kW	0BK	5
8411.22.00	De potência superior a 1.100kW	0BK	5
8411.8	Outras turbinas a gás:		
8411.81.00	De potência não superior a 5.000kW	0BK	0
8402.19.00	De potência superior a 5.000kW	0BK	5
8411.9	Partes:		
8411.91.00	De turboreatores ou de turbopropulsores	0BK	5
8402.99.00	Outras	0BK	5
84.13	Bombas para líquidos, mesmo com dispositivo medidor; elevadores de líquidos		
8413.1	Bombas com dispositivo medidos ou concebidos para comportá-lo:		
8413.19.10	Outras	14BK	0
8413.20.00	Bombas manuais, exceto das subposições 8413.11 ou 8413.19.18		
8413.30	Bombas para combustíveis, lubrificantes ou líquidos de arrefecimento, próprias para motores de ignição por centelha ou por compressão		
8413.30.30	Para óleo lubrificante	18	0
8413.30.90	Outras	18	0
8413.50	Outras bombas volumétricas alternativas		
8413.50.10	De potência superior a 3,73kW (5HP) e inferior ou igual a 447,42kW (600HP), excluídas para oxigênio líquido	14BK	0
8413.50.90	Outras	14BK	0
8413.60	Outras bombas volumétricas rotativas		
8413.60.1	De vazão inferior ou igual a 300l/min		
8413.60.11	De engrenagem	14BK	0
8413.60.19	Outras	14BK	0
8413.60.90	Outras	14BK	0
8413.70	Outras bombas centrífugas		
8413.70.10	Eletrobombas submersíveis	14BK	5
8413.70.80	Outras, de vazão inferior ou igual a 300l/min	14BK	5
8413.70.90	Outras	14BK	0
8413.8	Outras bombas; elevadores de líquidos:		
8413.81.00	Bombas	14BK	0
8413.82.00	Elevadores de líquidos	14BK	0
8413.9	Partes:		
8413.91	De bombas		
8413.91.10	Hastes de bombeamento, dos tipos utilizados para extração de petróleo	14BK	0
8413.91.90	Outras	14BK	5
8413.92.00	De elevadores de líquidos	14BK	

NOM	Descrição	TEC (%)	IPI (%)
84.19	Aparelhos e dispositivos, mesmo aquecidos eletricamente (exceto os fornos e outros aparelhos da posição 85.14), para tratamento de matérias por meio de operações que impliquem mudança de temperatura, tais como aquecimento, cozimento, torrefação, destilação, retificação, esterelização, pasteurização, estufagem, secagem, evaporação, vaporização, condensação ou arrefecimento, exceto os de uso doméstico; aquecedores de água não elétricos, de aquecimento instantâneo e ou de acumulação.		
8419.1	Aquecedores de água não elétricos, de aquecimento instantâneo ou de acumulação		
8419.11.00	De aquecimento instantâneo, a gás	20	
8419.19	Outros		
8419.19.10	Aquecedores solares de água	20	0
8419.19.90	Outros	20	5
8541.40	Dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz		
8541.40.16	Células solares	10BIT	2
8541.40.3	Células fotovoltaicas em módulos ou painéis		
8541.40.32	Células solares	12BIT	0
8419.50	Trocadores de calos		
8419.50.10	De placas	14BK	0
8419.50.2	Tubulares		
8419.50.21	Metálicos	14BK	0
8419.50.22	De grafita	14BK	0
8419.50.29	Outros	14BK	0
8419.50.90	Outros	14BK	0

Fonte: CAMEX (2011) e <http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/TabIncidIPITIPi.htm>

Equipamentos com redução temporária de Impostos de Importação e de IPI

NOM	Descrição	TEC (%)	IPI (%)
8402.20.00	Ex 001-Caldeiras recupareadoras de calor vertical com tubos tipu "U", material cromo e molibdênio com dimensão nominal de 26,9x3,4mm, dispostos em distribuição "fountain type", com solda orbital interna de união dos tubos com o espelho ("in-bore-welding") compostas de demister, internos em material incoloy 800e/ou inconel 600, e com pré-aquecimento incluso	2	
8407.90.00	Ex 002-Motores estacionários de pistões alternativos, de ignição por centelha (cido Otto), a gás, com potência igual ou superior a 500HP	2	
8413.50.90	Ex 037-Bombas de deslocamento volumétrico alternativo, acionadas pneumaticament, construídas em plástico, com vazão máxima igual ou superior a 15L/min, mas inferior ou igual a 900L/min e pressão máxima igual ou superior a 6,5bar, mas inferior ou igual a 8,6 bar	2	
8413.60.90	Ex 013-Bombas submersíveis hidráulicas com capacidade máxima de sucção de 1.688L/min e de sólidos até 76,2mm/diâmetro, com pressão de trabalho entre 101 a 140bar, vazão de óleo hidráulico entre 26 e 34L/min	2	
8413.60.90	Ex 014-Bombas submersíveis hidráulicas rotativas com capacidade máxima de sucção de 3.028L/min e sólidos até 100mm/diâmetro, com pressão de trabalho entre 101 a 140bar, vazão de óleo hidráulico entre 26 e 34L/min	2	
8413.91.90	Ex 01-De bombas injetoras em linha, com elementos de injeção de diâmetro igual ou superior a 9,5mm, para motores de ignição por compressão de potência igual ou superior a 125HP, próprios para ônibus ou caminhões		4
8419.11.00	De aquecimento instantâneo, a gás		5
	EX 01-Para uso doméstico		10

BK: identifica as mercadorias definidas como Bens de Capital; BIT Na Nomenclatura, esta sigla identifica as mercadorias definidas como Bens de Informática e Telecomunicações

