

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS – UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
NÍVEL MESTRADO

ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM UMA
TERMELÉTRICA DE CICLO COMBINADO

SÉRGIO LUIZ BOHRER FILHO

Dissertação de Mestrado

São Leopoldo, outubro de 2015.

ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM UMA
TERMELÉTRICA DE CICLO COMBINADO

Sérgio Luiz Bohrer Filho

Engenheiro Eletrônico

Dissertação apresentada como requisito parcial
para a obtenção do título de Mestre, pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Mecânica (PPGEM) da Universidade do Vale
do Rio dos Sinos - UNISINOS.

Orientador: Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan

Coorientadora: Profa. Dra. Maria Luiza Sperb Indrusiak

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson Bazzo (UFSC / POSMEC)

Profa. Dra. Jacqueline Biancon Copetti (UNISINOS / PPGEM)

Prof. Dr. João Batista Dias (UNISINOS / PPGEM)

São Leopoldo, outubro de 2015.

B677e Bohrer Filho, Sérgio Luiz.
Estudo de integração de energia heliométrica em uma termelétrica de ciclo combinado / Sérgio Luiz Bohrer Filho. – 2015.
72 f. : il. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2015.
“Orientador: Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan.”
“Coorientadora: Prof^a. Dr^a. Maria Luiza Sperb Indrusiak.”

1. Energia Solar. 2. Usina termelétrica. 3. Termoeletricidade. I. Macagnan, Mario Henrique. II. Indrusiak, Maria Luiza Sperb. III. Título.

CDU 621.36

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Bibliotecária: Raquel Herbcz França – CRB 10/1795)

Dedico este trabalho a minha esposa Juliana e a nossa filha Luíza,
sempre dispostas a auxiliar no desenvolvimento desse estudo.
Aos meus pais e irmãs que são exemplo de perseverança, união e fé.
À memória do amigo Henrique Pacheco Molnar.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, que me incentivou e apoiou durante todo o Mestrado de Engenharia Mecânica, em especial à minha esposa pelo carinho, paciência e auxílio nos momentos difíceis.

Aos Professores doutores Mario Henrique Macagnan e Maria Luiza Sperb Indrusiak, pela orientação e dedicação na construção deste trabalho.

Aos colegas de trabalho, em especial aos colegas Vinícius Uberti e Angrigo Neves, pelo auxílio na revisão do trabalho e debates sobre geração de energia elétrica e energia solar térmica.

À equipe de operação da UTE-LCP na pessoa do senhor Eliseu Paixão dos Santos e, aos senhores Mauro Berquó Xavier e Marcelo Ferreira Pelegrini, por disponibilizarem os recursos necessários para o desenvolvimento desse estudo.

Aos colegas de mestrado, que neste período compartilharam seu tempo, conhecimentos, sugestões e descontração, contribuindo tanto na elaboração deste estudo quanto no desenvolvimento acadêmico.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro na forma de bolsa de estudo.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade de inserção de energia solar térmica na matriz elétrica brasileira, através de integração de um campo de energia termosolar concentrada com uma usina termelétrica de ciclo combinado localizada na Região Centro-Oeste. A atual conjuntura do setor elétrico, que apresenta crescimento do despacho termelétrico e consequente elevação dos custos de geração de energia elétrica, provocados principalmente por períodos de Energia Natural Afluente (ENA) abaixo da média, justifica o desenvolvimento de fontes alternativas. O objetivo principal deste estudo é apresentar um modelo de empreendimento de produção de eletricidade por meio de fonte solar térmica, compatível à realidade tecnológica e econômica do mercado de energia. O estudo baseia-se na simulação de integração de um campo solar com tecnologia de concentração Fresnel linear e geração direta de vapor superaquecido, junto à Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes (UTE-LCP), no município de Três Lagoas, no estado de Mato Grosso do Sul. O desempenho do campo solar é verificado através do software *System Advisor Model* (SAM) da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e a produção adicional de termelétricidade é determinada com base na análise de eficiência do ciclo de Rankine da UTE-LCP. Por fim, é realizada a análise financeira do projeto através de ferramentas de engenharia econômica, onde identifica-se um custo nivelado da energia elétrica (LCOE) de pelo menos 139,24 USD MW⁻¹h⁻¹, uma redução de 42,7% em relação às estimativas de custo internacionais para usinas heliotérmicas. Análises de sensibilidade indicam que o custo do capital tem impacto crítico sobre o LCOE, fato atribuído ao caráter de alta dependência dos recursos de capital da tecnologia solar térmica.

Palavras-chave: energia solar térmica, usina termelétrica, integração solar, refletor Fresnel linear.

ABSTRACT

This work presents a study of concentrated solar power insertion in the Brazilian energy matrix, through integration of the solar energy with Luís Carlos Prestes Thermoelectric Power Plant (UTE-LCP) in Três Lagoas city. The current situation of the Brazilian electricity sector, which has presented strong growth of thermoelectric dispatch in recent years and the consequent increase in the cost of electricity generation, justifies the development of alternative energy sources. The purpose of this study is to present a model of electricity generation through thermal solar source compatible to technological and economic realities of the energy market. The study is based on evaluation of the linear Fresnel reflector with direct steam generation, because this configuration has investment, operation and maintenance attractive costs. The performance of the solar field is simulated in the System Advisor Model software (SAM) of the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The predict performance is used with UTE-LCP operational database to estimate the additional electricity generation. Finally, the financial analysis is carried out through economic engineering tools, which identifies a Levelized Cost of Electricity (LCOE) of the 139.24 USD MW⁻¹h⁻¹ at least. This LCOE is 42.7% less than cost estimates for Concentrating Solar Power plants. Sensitivity analysis indicates that the cost of capital has critical impact on the LCOE, which was attributed to the character of high dependence on Concentrating Solar Power (CSP) capital resources.

Keywords: concentrating solar power, integrated solar combined cycle, linear Fresnel reflector.

LISTA DE ABREVIATURAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRL	Real Brasileiro
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CLFR	<i>Compact Linear Fresnel Reflector</i>
CPC	Concentrador Parabólico Composto
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
CVU	Custo Variável Unitário
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
DMS	<i>Direct Molten Salt</i>
DSG	<i>Direct Steam Generation</i>
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
ENA	Energia Natural Afluenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EES	<i>Engineering Equation Solver</i>
EUA	Estados Unidos da América
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LFR	<i>Linear Fresnel Reflector</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
O&M	Operação e Manutenção

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TGG	Turbogerador a Gás
TGV	Turbogerador a Vapor
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
TRNSYS	<i>Transient System Simulation Tool</i>
USD	Dólar Norte-americano
UTE-LCP	Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes
WRC	<i>World Radiation Center</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Nomenclatura

<i>A</i>	Área [m ²]
<i>C</i>	Custo de investimento [USD]
<i>CVU</i>	Custo Variável Unitário [BRL MW ⁻¹ h ⁻¹]
<i>E</i>	Energia elétrica produzida [MWh]
<i>F</i>	Custo do combustível [USD]
<i>h</i>	Entalpia específica [kJkg ⁻¹]
<i>I_b</i>	Irradiância direta normal [kWm ⁻²]
<i>I_{sc}</i>	Constante solar no topo da atmosfera [kWm ⁻²]
<i>i</i>	Taxa de desconto [-]
<i>LCOE</i>	Custo Nivelado da Energia Elétrica [USD MW ⁻¹ h ⁻¹]
<i>M</i>	Custo de operação e manutenção [USD]
<i>m</i>	Vazão mássica [kgs ⁻¹]
<i>P</i>	Pressão [kPa]
<i>q</i>	Calor por unidade de massa [kJkg ⁻¹]
<i>Q</i>	Taxa de calor [kW]
<i>s</i>	Entropia específica [kJkg ⁻¹ K ⁻¹]
<i>T</i>	Temperatura [°C]
<i>v</i>	Volume específico [m ³ kg ⁻¹]
<i>w</i>	Trabalho específico [kJkg ⁻¹]

Símbolos Gregos

<i>η</i>	Eficiência [-]
----------	----------------

Subscritos

<i>B</i>	Bomba
<i>ciclo</i>	Ciclo de Rankine
<i>ent</i>	Entrada
<i>n</i>	Prazo de amortização do empreendimento
<i>r</i>	Real
<i>rec</i>	Receptor
<i>ref</i>	Refletor
<i>s</i>	Isentrópico

<i>t</i>	Ano correspondente
<i>sai</i>	Saída
<i>T</i>	Turbina a vapor
<i>trans</i>	Transporte

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação da esfera celeste e do caminho aparente do Sol	20
Figura 3.1 - Representação esquemática dos principais componentes de uma usina CSP.....	24
Figura 3.2 - Representação dos principais sistemas de concentração solar: (a) calha parabólica, (b) disco parabólico, (c) torre central e (d) Fresnel linear.	26
Figura 3.3 - Representação esquemática de um concentrador Fresnel linear.....	29
Figura 3.4 - Vista da seção transversal de um receptor central de tubo único.	30
Figura 3.5 - Campo solar da Usina Heliotérmica Puerto Errado 2.....	32
Figura 3.6 - Diagrama de um loop do campo solar com geração direta de vapor.....	33
Figura 3.7 - Representação do ciclo de Rankine simples.....	35
Figura 3.8 - Diagrama T-s do ciclo de Rankine.	36
Figura 4.1 - Distribuição dos valores da irradiação média anual no território brasileiro.....	39
Figura 4.2 - Imagem aérea do município de Três Lagoas, MS.	41
Figura 4.3 - Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes.....	42
Figura 4.4 - Diagrama de um bloco de geração da UTE-LCP.	42
Figura 4.5 - Representação do módulo LFR da Novatec Solar.	45
Figura 5.1 - Influência da temperatura ambiente na potência elétrica da TGG.....	50
Figura 5.2 - Influência da carga das turbinas a gás na produção de vapor.....	51
Figura 5.3 - Influência da temperatura ambiente na pressão do condensador.....	52
Figura 5.4 - Influência da eficiência global na potência elétrica bruta do TGV.	52
Figura 5.5 - Diagrama esquemático da Proposta 1.....	54
Figura 5.6 - Comparação de produção de energia elétrica líquida complementar.	55
Figura 5.7 - Potência térmica de saída do campo solar.	59
Figura 5.8 - Diagrama esquemático da Proposta 2.....	60
Figura 5.9 - Diagrama tornado da sensibilidade do LCOE.	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Empreendimentos de geração elétrica em operação no Brasil.....	14
Tabela 3.1 - Características de performance das tecnologias CSP.....	27
Tabela 3.2 - Usinas heliotérmicas em operação com coletores LFR.....	33
Tabela 4.1 - Custo Variável Unitário da UTE-LCP.	43
Tabela 4.2 - Dimensões de um módulo LFR da Novatec Solar.	44
Tabela 5.1 - Principais parâmetros utilizados nas simulações.....	54
Tabela 5.2 - Comparativo dos resultados das simulações do sistema solar térmico.	55
Tabela 5.3 - Resultados das simulações da Proposta 1.....	57
Tabela 5.4 - Resultados das simulações da Proposta 2.....	60
Tabela 5.5 - Resultados das simulações da Proposta 3.....	62
Tabela 5.6 - Resultados da análise de sensibilidade.....	64

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos.....	16
1.1.1 Objetivos específicos.....	16
1.2 Justificativa	17
1.3 Estrutura do trabalho	17
2 ENERGIA SOLAR.....	19
2.1 Ano meteorológico típico	21
3 ENERGIA HELIOTÉRMICA	23
3.1 Sistemas de concentração de energia solar térmica	25
3.1.1 Calha parabólica	27
3.1.2 Torre central	27
3.1.3 Disco parabólico	28
3.1.4 Fresnel linear	28
3.2 Sistemas de armazenamento de energia térmica	34
3.3 Bloco de potência	35
4 METODOLOGIA.....	39
4.1 Radiação solar direta no Brasil.....	39
4.2 Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes	41
4.3 Integração solar térmica com a UTE-LCP.....	43
4.4 Custo de investimento do sistema de concentração Fresnel linear	45
4.5 Software de simulação.....	47
5 RESULTADOS	50
5.1 Teste do modelo de simulação do campo solar	53
5.2 Proposta 1: Produção de vapor complementar para um bloco de geração	57
5.3 Proposta 2: Produção de vapor complementar para ambos os blocos de geração.....	59
5.4 Proposta 3: Produção de vapor em substituição de uma caldeira de recuperação	61
5.5 Análise de sensibilidade	63
6 CONCLUSÕES.....	67
REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica apresenta papel fundamental na vida humana e, juntamente com transportes, telecomunicações, água e saneamento, compõem a infraestrutura necessária para suportar o modelo de sociedade contemporânea. O crescimento da oferta de energia é primordial para o desenvolvimento sustentável, sendo que a busca por fontes alternativas deve ser ampliada para diminuir a dependência mundial por combustíveis fósseis, objetivando a redução das emissões atmosféricas de gases poluentes causadores do efeito estufa e do aquecimento global, conforme preconiza o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2014).

A matriz elétrica brasileira historicamente apresenta grande presença de fontes de energias renováveis e esta característica é reconhecida internacionalmente. Conforme dados do Balanço Energético Nacional, ano base 2013, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), as fontes renováveis representam 79,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil, com destaque para a geração hidráulica que responde por 70,9% do total, embora tal fonte tenha apresentado uma redução de 5,9% na comparação com o ano anterior (2012). Consequentemente, observa-se nos últimos anos um substancial aumento do despacho termelétrico de usinas que, em sua maioria, consomem combustíveis fósseis. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis no ano de 2013 representou 20,7% do total nacional, contra 15,5% em 2012 (EPE, 2014).

Diversos fatores são apontados como os responsáveis por essa maior dependência de termelétricidade, entre eles, os sucessivos períodos de baixa precipitação pluviométrica na região Sudeste (região que possui a maior capacidade de geração e armazenamento hídrico do Brasil), restrições ambientais que inviabilizam a construção de hidrelétricas com grande capacidade de armazenamento, as quais permitem a regulação plurianual da vazão nas barragens, crescimento da demanda por eletricidade maior que o crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas e falta de planejamento do setor energético.

Analistas do setor ainda apresentam divergências quanto aos reais motivos da maior dependência da energia termelétrica na matriz energética brasileira. Porém é quase consenso que a curto e médio prazo o Operador Nacional do Sistema (ONS) acionará com maior frequência e por intervalos mais longos as usinas termelétricas, principalmente em períodos de estiagem.

A maior participação da termelétricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) provoca grandes impactos macroeconômicos como, por exemplo, o aumento do custo da energia elétrica para as indústrias, comércio e domicílios, desequilíbrio da balança comercial devido à maior necessidade de importação de combustíveis e postergação ou cancelamento de investimentos por conta da imprevisibilidade de custos com eletricidade.

O crescimento da demanda energética, a possibilidade de redução da oferta, a elevação dos preços de combustíveis convencionais e a progressiva preocupação com a preservação do meio ambiente estão pressionando a comunidade a pesquisar, desenvolver e investir em fontes de energia menos poluentes, renováveis e que produzam menor impacto ambiental.

Neste cenário, a participação de fontes de energia renováveis como eólica, fotovoltaica, biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas tem encontrado espaço para crescimento no Brasil, impulsionadas por iniciativas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e os leilões de energia exclusivos para renováveis. Conforme dados da EPE (2014), a eletricidade produzida por usinas termelétricas a biomassa e por usinas eólicas em 2013 cresceu 30,3% em relação a 2012.

O Brasil possui 3.589 centrais de geração de energia elétrica em operação, totalizando 133.713,8 MW de potência instalada, conforme a Tab. (1.1).

Tabela 1.1 - Empreendimentos de geração elétrica em operação no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência fiscalizada, MW	Percentual, %
Usina Hidrelétrica	1158	89.211,3	66,72
Usina Eólica	228	4.889,7	3,66
Central Solar Fotovoltaica	313	15,1	0,01
Usina Termelétrica	1.890	39.597,6	29,61
Total	3.589	133.713,7	100,00

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2015).

Como já mencionado e evidenciado na Tab. (1.1), a matriz elétrica nacional é fundamentada em geração hidrelétrica complementada por termelétricidade. Porém, os empreendimentos de geração de energia elétrica por meio de fontes alternativas somam 16,9% da potência fiscalizada, considerando as parcelas correspondentes às termelétricas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e centrais fotovoltaicas (ANEEL, 2015).

A energia solar fotovoltaica, ainda que recente, também passa a integrar o grupo de fontes renováveis com potencial competitivo. Conforme dados do Banco de Informações de

Geração (BIG), atualmente há, em operação no Brasil, 313 centrais geradoras solar fotovoltaicas que, juntas, somam 19,12 MW de potência outorgada (ANEEL, 2015).

Contudo, até 2017 devem entrar em operação 31 centrais geradoras fotovoltaicas que foram contratadas no 6º Leilão de Energia de Reserva. Conforme a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2014), estes empreendimentos somam 889,66 MW de potência instalada. Com período de contratação de 20 anos, o investimento previsto é de aproximadamente 4,14 bilhões de reais e o preço médio de venda desta fonte foi de 215,12 BRL por MWh, representando um grande avanço, pois o Brasil definitivamente começa a investir em energia solar.

Por possuir a maior parte do território localizado entre os trópicos, o Brasil dispõe de grande potencial para aproveitamento de energia solar durante todo o ano. A utilização da energia solar pode trazer diversos benefícios para o país, como a viabilização do desenvolvimento em regiões afastadas, onde o custo da eletrificação pela rede convencional é elevado, a ponto de inviabilizar o investimento e a regulação da oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis.

Das fontes classificadas como limpas para geração de eletricidade, a energia solar térmica ainda não apresenta perspectivas de crescimento em curto e médio prazos no Brasil. O desenvolvimento tecnológico dos últimos anos, impulsionado, principalmente, por centros de pesquisas alemães, espanhóis e norte-americanos, habilita a utilização desta forma de energia renovável que apresenta baixo impacto para o meio ambiente.

Os desafios para a utilização da energia solar térmica para geração de eletricidade são diversos, dentre os quais destacam-se o desenvolvimento de tecnologia competitiva de conversão e de armazenamento da energia proveniente da radiação solar, a aquisição de dados meteorológicos confiáveis e que permitam realizar projeções seguras e a política energética do país.

Segundo Pereira et al. (2006, p. 11) “potenciais investidores e produtores do setor energético não dispõem de informações nem de conhecimento, com o embasamento científico necessário, sobre as opções em fontes renováveis de energia[...]”, conseqüentemente, esses investidores evitam os riscos econômicos associados ao desenvolvimento de projetos nessa área.

Contudo, esta dissertação busca propor uma alternativa para viabilizar a inserção da energia solar térmica na matriz elétrica brasileira, através da integração de uma central solar térmica com uma usina termelétrica de ciclo combinado em operação.

A Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes foi a unidade selecionada para este estudo devido às diversas características vantajosas, como:

- a) grande disponibilidade de irradiação direta normal no município de Três Lagoas (MS), verificada na pesquisa bibliográfica;
- b) disponibilidade de dados de uma estação meteorológica de superfície automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET);
- c) aspectos técnicos favoráveis, como a pressão e a temperatura do vapor de entrada das turbinas a vapor da unidade serem compatíveis com sistemas de energia solar térmica concentrada;
- d) facilidades logísticas em virtude da proximidade com o estado de São Paulo e acesso à água do Rio Paraná;
- e) perfil econômico e político do município de Três Lagoas, que apresenta forte crescimento nos últimos anos, puxado pelo desenvolvimento industrial e investimento privado.

A tecnologia de concentração da energia solar escolhida para esta análise foi o refletor Fresnel linear. Esse concentrador apresenta custos atrativos de investimento, operação e manutenção, tornando-o relativamente competitivo frente a outros sistemas de concentração. Outro fator motivador é o recente aumento do interesse da indústria e da comunidade acadêmica por esta tecnologia.

1.1 Objetivos

O objetivo principal desse estudo é verificar a viabilidade de instalação de uma central solar térmica de concentração integrada a uma usina termelétrica de ciclo combinado.

1.1.1 Objetivos específicos

Apresentar um modelo de empreendimento de geração de eletricidade através de fonte de energia solar térmica compatível à realidade tecnológica e econômica do mercado brasileiro.

Propor e analisar a viabilidade técnica de instalação de três alternativas de integração solar térmica concentrada do tipo refletor Fresnel linear junto à usina termelétrica de ciclo combinado Luís Carlos Prestes.

Avaliar a viabilidade econômica da instalação do sistema de concentração solar na Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes.

Verificar a disponibilidade de irradiação solar direta no município de Três Lagoas no Estado do Mato Grosso do Sul.

1.2 Justificativa

A demanda por energia elétrica no Brasil apresenta índices de crescimento maiores que o do produto interno bruto nacional. Alguns fatores contribuintes para este cenário são o incremento dos consumidores atendidos pelo SIN e o crescimento continuado da renda e do consumo de bens e serviços.

Conforme EPE (2014), em 2013 a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 126,7 GW, representando um acréscimo de aproximadamente 5,8 GW em relação a 2012, o que é equivalente a 41,4% da potência nominal da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Da capacidade adicionada à matriz nacional, as centrais termelétricas representam 65%, totalizando 3,8 GW de origem térmica em apenas um ano.

Estimativas da EPE (2013) apontam para uma expansão do crescimento da demanda de eletricidade na próxima década, com variação anual média de 4,1% da carga do SIN. Assim, a projeção de consumo para 2023 é de 686.688 GWh, o que representa um incremento de 228.783 GWh, crescimento de 50% em dez anos. Todavia, observa-se que a expansão da oferta de energia elétrica é indispensável para o desenvolvimento sustentável do país e para afastar a possibilidade de crises energéticas.

Neste cenário, a energia solar concentrada (*Concentrated Solar Power* ou simplesmente CSP) surge como alternativa. O custo atual da tecnologia CSP não permite concorrer diretamente com outras fontes renováveis mais maduras como a energia eólica. Porém, as recentes pesquisas, o desenvolvimento de novos materiais e equipamentos, bem como a grande disponibilidade de irradiância solar direta em algumas regiões do território brasileiro justificam a realização de estudo de viabilidade de empreendimento heliotérmico.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é composto pela fundamentação teórica, descrição das tecnologias e ferramentas utilizadas no desenvolvimento do estudo, os resultados e as conclusões.

O capítulo 2 apresenta uma breve contextualização sobre a fonte energética utilizada neste trabalho.

O capítulo 3 aborda as definições, as tecnologias e o estado atual da energia solar concentrada, necessários para o desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 4 é abordada a metodologia aplicada no trabalho, bem como são apresentadas as características da Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes, da integração solar proposta, e do software de simulação utilizado.

O capítulo 5 apresenta os resultados e as análises das simulações.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões e as perspectivas para trabalhos futuros.

2 ENERGIA SOLAR

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos teóricos referentes à fonte solar que fundamentam a elaboração do presente trabalho.

Fontes de energia como hidráulica, eólica, biomassa e combustíveis fósseis são formas indiretas de energia solar, que está disponível para a humanidade desde o surgimento da vida na Terra. A energia solar é a forma de energia primária mais abundante do planeta, porém uma das mais dispersas e intermitentes para uso direto. Portanto, desenvolver um sistema de aproveitamento da energia solar confiável e viável economicamente é uma tarefa com certo grau de complexidade (LOPEZ, 2012).

A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica para aquecimento de fluidos e ambientes ou pode ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico. Entretanto, para a utilização desta forma de energia é necessário conhecer algumas de suas características, as quais são apresentadas a seguir.

Segundo Duffie e Beckman (2013), o Sol é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente com um diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m e a sua distância média da Terra é de $1,5 \times 10^{11}$ m. A temperatura nas regiões centrais é estimada em 8×10^6 a 40×10^6 K e a densidade é estimada em ser cerca de 100 vezes a da água.

A geração de energia solar acontece através de reações termonucleares de fusão. De acordo com Duffie e Beckman (2013), a energia produzida no interior da esfera solar é transferida para a superfície, por meio de uma sucessão de processos radiativos e convectivos, e depois irradiada para o espaço. A radiação no núcleo do Sol está na região dos raios-X e raios gama do espectro eletromagnético e, em distâncias radiais maiores, o comprimento de onda aumenta à medida que as temperaturas caem.

A fotosfera é a fonte da maior parte da radiação visível que alcança a Terra e é formada por gases não homogêneos de baixa densidade. Circundando a fotosfera encontra-se a camada de reversão, a qual contém vapor de quase todos os elementos familiares da crosta terrestre. Acima desta camada está a cromosfera composta, principalmente, de hidrogênio e hélio.

A distância espacial do Sol à Terra resulta em uma intensidade quase fixa de radiação solar fora da atmosfera terrestre, a qual é conhecida como constante solar (I_{sc}), que é a taxa de energia do Sol, recebida em uma unidade de área perpendicular à direção de propagação da radiação em uma distância Terra-Sol média, fora da atmosfera. O *World Radiation Center*

(WRC) adotou o valor de 1.367 Wm^{-2} , com incerteza na ordem de $\pm 1\%$ (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

A variação na radiação emitida pelo Sol e a da distância entre a Terra e o astro devem ser consideradas para a determinação da radiação extraterrestre, pois a órbita terrestre é excêntrica e, conseqüentemente, a distância entre o Sol e a Terra varia 1,7% durante um movimento completo de translação.

A Terra realiza anualmente um ciclo ao redor do Sol e, diariamente, uma volta completa em torno de seu eixo central, chamado eixo polar. Esse eixo gira ao redor da normal ao plano da eclíptica com um ângulo constante e igual a $23,45^\circ$ (KALOGIROU, 2013), conforme mostrado na Fig. (2.1).

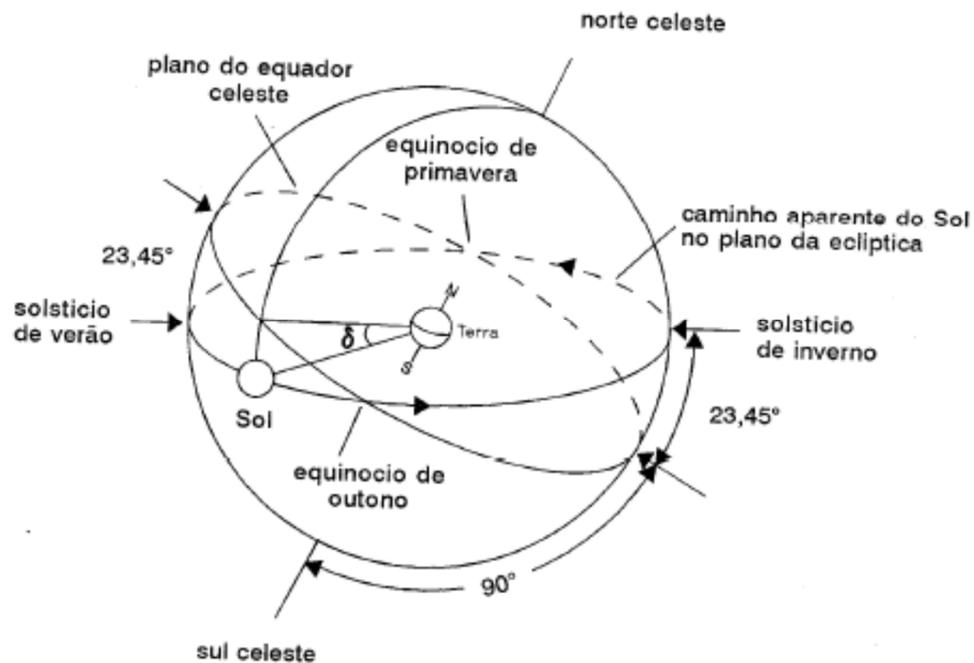


Figura 2.1 - Representação da esfera celeste e do caminho aparente do Sol

Fonte: Macagnan (2010).

A inclinação do eixo polar em relação ao plano da eclíptica provoca o movimento aparente do Sol ao longo do ano, movendo os pontos do nascer e do pôr do Sol no horizonte, de modo que o ângulo formado entre o plano equatorial terrestre e a linha entre centros da Terra e do Sol muda continuamente, provocando a sucessão das estações do ano.

A radiação solar que atinge a superfície da Terra sofre processos de reflexão de volta para o espaço, absorção pela atmosfera e dispersão, reduzindo a incidência solar abaixo da radiação extraterrestre (KALOGIROU, 2013).

A dispersão é o espalhamento da radiação. Ocorre em todas as direções e depende do comprimento de onda e da interação da radiação com as partículas presentes na atmosfera. A parcela da radiação que sofre espalhamento é denominada radiação difusa.

A absorção acontece de maneira diferente ao longo do espectro solar. As principais bandas de absorção ocorrem na região do infravermelho e do ultravioleta e devem-se, respectivamente, ao vapor d'água e ao ozônio presentes na atmosfera. Também são observadas pequenas zonas de absorção em todo o espectro solar por causa do oxigênio e próximo a banda do infravermelho, devido ao dióxido de carbono.

A radiação solar que atravessa diretamente a atmosfera em feixes paralelos é denominada radiação direta. Já a radiação global recebida pela superfície terrestre é a soma das parcelas da radiação difusa e da componente normal da radiação direta.

Além da composição da atmosfera, a atenuação da radiação solar depende da espessura da massa de ar, que varia ao longo do dia e do ano, conforme o ângulo de zênite do Sol, que corresponde ao ângulo formado entre a vertical à superfície terrestre e a linha Terra-Sol.

2.1 Ano meteorológico típico

O projeto de empreendimentos de energia solar é apoiado em uma base de dados meteorológicos do local de instalação, que auxiliam na determinação do desempenho térmico do sistema, custo e retorno do investimento.

Esses dados são utilizados em programas computacionais para simulação de sistemas de conversão de energia solar. Podem ser testadas desde usinas térmicas de grande porte a sistemas domésticos de água quente. Para tanto, os dados meteorológicos devem estar organizados em um arquivo de dados representativo e que possa ser lido pelo software.

Um dos métodos de estruturação dos dados meteorológicos mais aplicado em programas de simulação é o ano meteorológico típico (TMY, da sigla em inglês), gerado a partir de um histórico de longo termo e cuidadosamente construído para representar os fenômenos do tempo para um determinado local, possibilitando uma média anual consistente e confiável que reproduza, de forma simulada, as médias de longo prazo (KALOGIROU, 2013).

O TMY consiste na determinação estatística de meses individuais da base de dados do histórico de medições de um determinado local, concatenados para formar um ano completo, assim fornecendo um padrão de dados médios horários para a radiação solar e outros

parâmetros meteorológicos. O objetivo é estabelecer um ano que possa representar as condições mais frequentemente observadas ao longo do tempo na região especificada. O TMY não é, necessariamente, um bom parâmetro para avaliação de sistemas de curto e médio prazo, porém, representa condições típicas durante um longo período de tempo, tal como 20 anos.

3 ENERGIA HELIOTÉRMICA

Neste capítulo são apresentados o funcionamento e o estágio atual das tecnologias de geração de eletricidade através da energia solar térmica concentrada, com ênfase aos concentradores lineares do tipo Fresnel.

O aproveitamento da energia solar para geração de eletricidade em grande escala é dividido em duas técnicas distintas. Na primeira, a conversão é direta através do fenômeno fotovoltaico. A segunda técnica, denominada geração heliotérmica, está baseada na conversão da radiação solar em energia térmica e, posteriormente, em energia elétrica.

A tecnologia solar térmica consiste em uma sucessão de conversões energéticas. A irradiação solar coletada através de dispositivos reflexivos, geralmente arranjos de painéis de espelhos com concentração pontual ou linear, é transferida para o fluido térmico na forma de calor, por meio de um receptor. A energia absorvida é convertida em trabalho mecânico através de um ciclo termodinâmico de potência, onde destacam-se os ciclos Rankine, Brayton e Stirling e, por fim, em eletricidade em um gerador.

Diversos fluidos de trabalho podem ser utilizados para a transferência de calor do campo solar para a máquina térmica e, em muitos projetos, até mais de um. Por exemplo, em concentradores Fresnel linear e calha parabólica normalmente utilizam-se óleo térmico e sais fundidos como fluido intermediário ou água pressurizada para produção direta de vapor. Já concentradores de torre central habitualmente utilizam sais fundidos, devido à capacidade de armazenamento de energia térmica. Projetos com concentração pontual por disco parabólico utilizam ar ou um gás de alta condutividade térmica (DRURY et al., 2012).

Em virtude do sistema de concentração solar não focalizar a radiação difusa, o local de instalação de uma central termosolar deve possuir alta disponibilidade de radiação solar direta e, portanto, média elevada de dias de céu claro, pois a radiação solar difusa não contribui para a geração de calor e, conseqüentemente, de energia.

Pode-se dividir uma central termosolar em dois sistemas distintos: planta solar e planta de conversão termelétrica. Uma das principais vantagens desta tecnologia é justamente a similaridade do bloco de potência com o utilizado em usinas térmicas convencionais, sendo a energia química do combustível fóssil substituída pela irradiação solar concentrada (LOPEZ, 2012). Assim, centrais heliotérmicas valem-se do desenvolvimento científico de usinas termelétricas para alcançar viabilidade econômica, através do emprego e adaptação de sistemas com tecnologias maduras e com penetração no mercado.

O desempenho de um empreendimento termosolar é resultado da eficiência e confiabilidade de seus principais componentes. A eficiência global é calculada como a razão entre a energia elétrica bruta produzida e a energia solar recebida pelo campo coletor, a qual é produto da irradiação solar direta e a área de abertura total do coletor.

Os principais fatores que impactam na eficiência são: as perdas óticas no concentrador, as perdas térmicas no receptor, no transporte e no armazenamento de calor e as perdas no sistema de conversão de calor em eletricidade. Logo, todos os processos representados na Fig. (3.1) apresentam perdas.

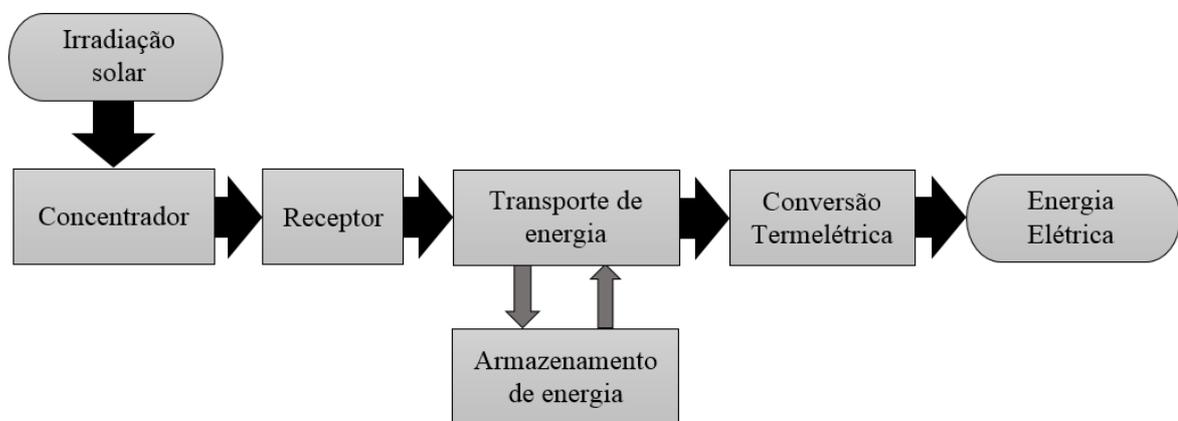


Figura 3.1 - Representação esquemática dos principais componentes de uma usina CSP.

Fonte: Adaptado de Lovegrove; Stein (2012).

As fontes de perdas óticas podem ser divididas em perdas inerentes à qualidade dos espelhos, como a capacidade de refletir o raio incidente no mesmo ângulo em relação à normal da superfície (*specularity*) e ondulações ou distorções na superfície do espelho, erros de montagem ou provocados por dilatação térmica da estrutura do concentrador e erros de rastreamento do sol.

Conforme Lovegrove e Stein (2012), há outras fontes de perdas no concentrador, como o efeito cosseno e as perdas de extremidade. O efeito cosseno origina-se no princípio de funcionamento do sistema de concentração solar, pois, para refletir a radiação incidente no receptor, a linha vertical à superfície do espelho não está sempre paralela à linha Terra-Sol, assim, a área aparente do espelho é reduzida de acordo com o cosseno do ângulo de incidência. Assumindo que a área de abertura do concentrador é igual à área dos espelhos, uma redução na área aparente implica na diminuição da taxa de concentração.

Perdas de extremidade são típicas de concentradores de calha parabólica e Fresnel linear. Ocorrem quando a radiação solar não incide diretamente sobre o concentrador, fazendo

com que parte da radiação refletida seja perdida, pois está concentrada além da extremidade do receptor. Dependendo da orientação do campo solar, essas perdas podem estar presentes durante todo o ano (orientação Norte-Sul), ou então no período da manhã e da tarde (orientação Leste-Oeste).

As perdas no receptor podem ser divididas em perdas por radiação, convecção e condução. Processos de perdas radiantes incluem tanto a radiação emitida a partir do absorvedor devido à sua temperatura, como a reflexão de parte da radiação solar concentrada incidente. O absorvedor emite radiação na proporção da quarta potência da sua temperatura multiplicada pela emissividade da sua superfície (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Portanto, é desejável que a superfície do absorvedor possua elevada absorvidade da radiação no espectro solar e baixa emissividade para ondas longas, evitando assim perdas por transferência de calor por radiação (MACAGNAN, 2010). Materiais com essas características são conhecidos como superfícies seletivas e são constituídos por coberturas de elevada absorvidade aplicadas sobre substratos de baixa emissividade.

Perdas por convecção em concentradores originam-se a partir do movimento do ar sobre a superfície dos absorvedores, seja ela natural ou devido ao vento. Para minimizar estas perdas, utilizam-se coberturas de vidro sobre o receptor ou tubos evacuados.

Perdas por condução ocorrem através das coberturas isolantes sobre os tubos absorvedores ou de qualquer outro caminho térmico entre superfície quente do receptor e o ambiente. Essas perdas são diretamente proporcionais à diferença de temperatura e inversamente proporcionais à resistência térmica do material isolante ou condutor térmico.

Apesar de possuir regiões com grande disponibilidade solar, o Brasil não dispõe de uma central termosolar em operação. Um sistema piloto com capacidade de 1 MW está em fase de planejamento na cidade de Petrolina, em Pernambuco. O projeto Helioterm conta com aporte de recursos da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e está sendo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), em parceria com a Universidade Federal de Pernambuco e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), com financiamento da Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (CEPEL, 2013).

3.1 Sistemas de concentração de energia solar térmica

Conforme já apresentado, centrais heliotérmicas utilizam energia solar concentrada para aquecimento do fluido de transferência de calor. O coração de uma planta CSP é o

mecanismo de concentração da radiação solar, o qual vai proporcionar a operação com fluidos de temperaturas mais elevadas, quanto maior for a taxa de concentração e a eficiência do sistema. As tecnologias de concentração solar utilizadas são calha parabólica, disco parabólico, torre central e Fresnel linear, as quais estão mostradas na Fig. (3.2).

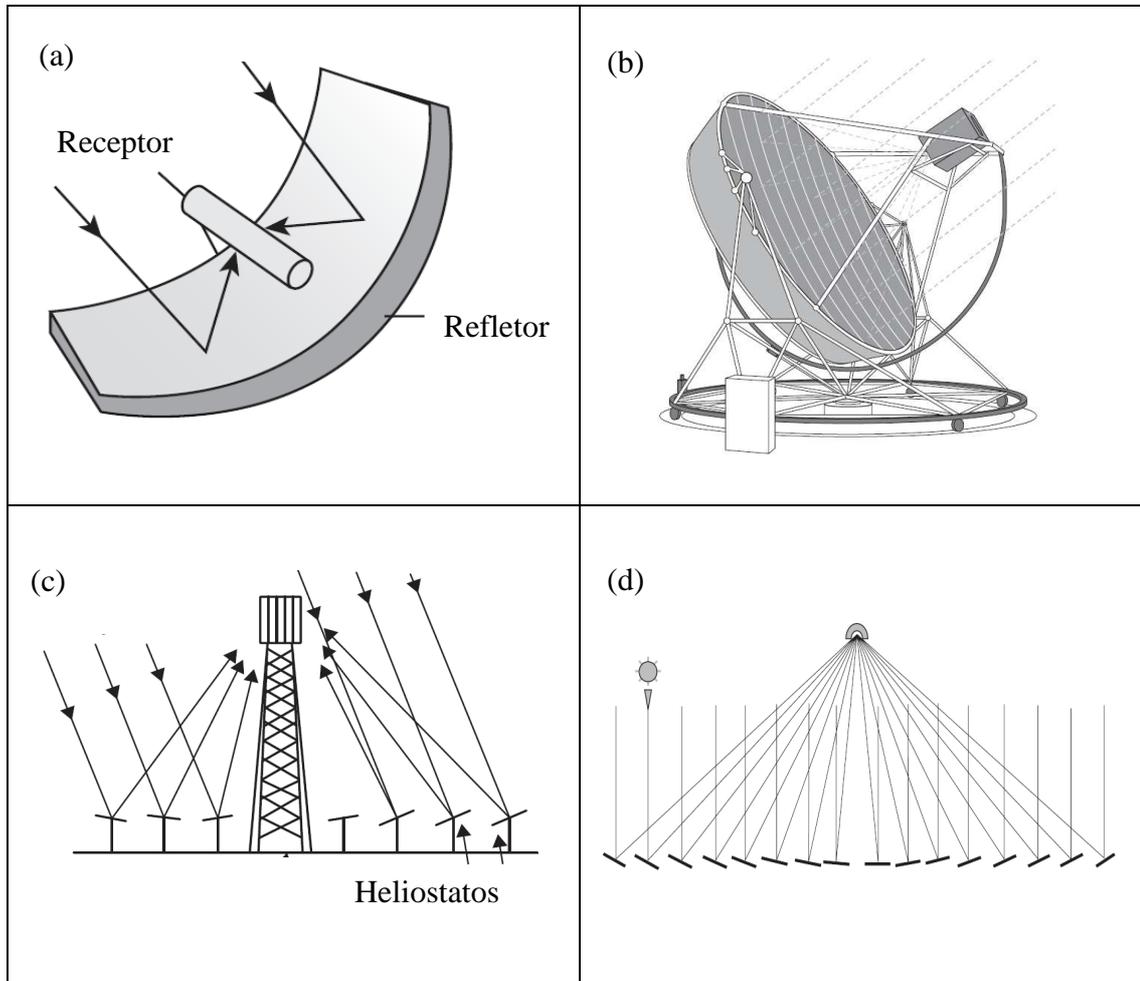


Figura 3.2 - Representação dos principais sistemas de concentração solar: (a) calha parabólica, (b) disco parabólico, (c) torre central e (d) Fresnel linear.

Fonte: Adaptado de Lovegrove; Stein (2012).

A Tab. (3.1) apresenta uma comparação entre dados de performance das tecnologias CSP, onde pode-se observar que os sistemas calha parabólica, Fresnel linear e torre central apresentam maior capacidade de produção de eletricidade. Isso deve-se, principalmente, à utilização destes sistemas de concentração em conjunto com ciclos Rankine.

A menor eficiência de centrais heliotérmicas em relação às usinas termelétricas convencionais é atribuída à menor eficiência de conversão da energia solar em energia térmica quando comparada a de um combustível convencional em energia térmica.

Tabela 3.1 - Características de performance das tecnologias CSP

Tecnologia	Capacidade, MW	Fator de concentração	Eficiência global máxima, %	Eficiência global, %
Calha Parabólica	10-200	70-80	21	10-15
Fresnel linear	10-200	25-100	20	9-11
Torre central	10-150	300-1000	20	8-10
Disco parabólico	0,01-0,4	1000-3000	29	16-18

Fonte: Adaptado de Kalogirou (2013).

Nas próximas seções serão apresentadas as principais características destas tecnologias de concentração solar. Com o intuito de subsidiar a definição do sistema de concentração selecionado para este estudo, é realizada uma análise mais aprofundada do refletor Fresnel linear (LFR, na sigla em inglês).

3.1.1 Calha parabólica

Sistemas de calha parabólica utilizam espelhos em formato parabólico para concentrar a radiação em um foco linear, fazendo com que o concentrador necessite de um sistema de rastreamento do Sol em um eixo. Conforme Drury et al. (2012), esses concentradores foram utilizados comercialmente, pela primeira vez, em 1984 e operam aquecendo o fluido de trabalho a temperaturas que podem ultrapassar os 400 °C.

O campo solar com essa tecnologia é composto de várias colunas de coletores interconectados. No foco do refletor da calha parabólica é instalado um tubo absorvedor, por onde escoar o fluido de trabalho. O absorvedor é envolvido por um duplo tubo de vidro à vácuo, com o propósito de minimizar as perdas térmicas por convecção. A fim de proporcionar a maior absorção da radiação solar e reduzir as perdas de calor por radiação, o absorvedor possui revestimento seletivo com baixa emissividade e alta absorvidade.

3.1.2 Torre central

A tecnologia de torre central trabalha com concentração pontual. Espelhos planos, denominados heliostatos, possuem sistemas individuais de rastreamento solar em dois eixos e movimentam-se para refletir a radiação solar para o receptor, situado no alto da torre central fixa, onde encontra-se o elemento absorvedor (BARLEV et al., 2011). Os fluidos de trabalho mais utilizados no absorvedor são água, sais fundidos e ar, e os ciclos termodinâmicos

aplicados podem ser os de Rankine, Brayton ou ciclos combinados (PAVLOVIC et al., 2012). Os principais desafios dessa tecnologia estão no desenvolvimento de absorvedores eficientes a temperaturas elevadas, maiores do que 500 °C, e na otimização do layout do campo de heliostatos.

3.1.3 Disco parabólico

O concentrador disco parabólico é constituído de um coletor que rastreia o Sol em dois eixos, concentrando a radiação solar no ponto focal do disco, onde está instalado o absorvedor que transfere a energia para uma máquina térmica. Essa tecnologia possui algumas características importantes, como a maior eficiência de conversão de radiação solar em eletricidade entre todos os sistemas de concentração e alto fator de concentração solar, operando com temperaturas entre 700 a 800 °C, podendo atingir temperaturas no receptor de até 900 °C.

Devido ao alto custo dos motores Stirling, habitualmente aplicados em conjunto com o concentrador de disco parabólico, essa tecnologia tem competitividade limitada a nichos específicos de mercado, como em aplicações que demandem baixas potências em lugares isolados. Uma opção para a redução de custos deste sistema é a utilização de microturbinas de ciclo Brayton adaptadas para operarem com a radiação solar como fonte de calor. Essas turbinas operam com eficiências entre 25% e 33%, abaixo do motor Stirling, que pode alcançar 42% de eficiência (MILLS, 2004).

3.1.4 Fresnel linear

O sistema LFR utiliza uma matriz de espelhos paralelos para refletir a radiação solar direta em um receptor linear fixo, situado em uma posição elevada em relação ao plano dos espelhos. Geralmente o eixo dos espelhos está orientado na direção Norte-Sul e utiliza um sistema de seguimento do Sol em um eixo, que, nesse caso, é Leste-Oeste. Sendo assim, o LFR consiste em três componentes principais: campo de espelhos, receptor e sistema de rastreamento, conforme representado na Fig. (3.3).

A matriz de espelhos lineares pode ser compreendida como a segmentação do concentrador calha parabólica em longas linhas paralelas de espelhos planos, sendo que cada linha possui um sistema próprio de seguimento solar para refletir e concentrar a radiação no receptor linear elevado e paralelo ao eixo de rotação do refletor (MILLS, 2004).

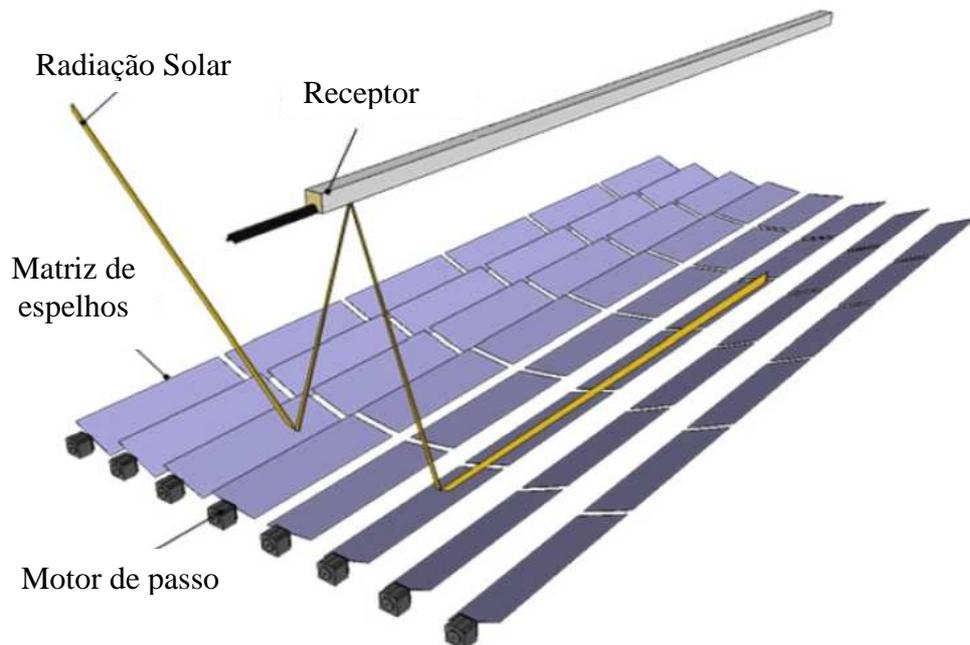


Figura 3.3 - Representação esquemática de um concentrador Fresnel linear.

Fonte: Lin et al. (2013).

O principal diferencial do sistema LFR é o seu menor custo de fabricação, operação e manutenção em comparação com a calha parabólica, devido à utilização de espelhos de vidro plano, ao tubo do absorvedor fixo e à estrutura de sustentação menos robusta, simplificando assim o processo de montagem (BARLEV et al., 2011).

O fato de o receptor ser fixo representa uma vantagem competitiva, pois a estrutura de sustentação e de conexão dos tubos absorvedores é mais simples do que na calha parabólica, bem como as perdas de calor por convecção são menores, uma vez que o receptor do concentrador pode ficar enclausurado.

A geometria do LFR proporciona menor resistência aerodinâmica ao vento, assim, a construção de concentradores é mais simples do que de sistemas de calha parabólica. Essa característica resulta em melhor estabilidade estrutural e em menor quebra de espelhos.

Contudo, a tecnologia de concentração Fresnel linear possui eficiência ótica menor que a calha parabólica, devido às ocorrências de sombreamento e bloqueio da radiação solar entre os segmentos de espelhos adjacentes e, conforme demonstrado por Morin et al. (2012), em consequência das maiores perdas por efeito cosseno. Esse problema pode ser evitado elevando os tubos absorvedores ou aumentando o espaçamento entre os espelhos, o que acarreta uma grande utilização do solo em relação à área de coletor (MILLS; MORRISON, 2000).

Outro método proposto para minimizar o sombreamento entre linhas de espelhos adjacentes é o refletor Fresnel linear compacto (CLFR, na sigla em inglês), que prevê, em seu projeto, dois receptores paralelos para cada matriz de refletores. Conforme Mills e Morrison (2000), dependendo da posição do Sol, os refletores podem ser posicionados de forma alternada para diferentes receptores, melhorando assim a eficiência óptica.

Diversas geometrias de receptores para concentradores LFR são estudadas e testadas. O projeto do receptor pode ser dividido em dois grupos: múltiplos tubos e tubo único (MONTES et al., 2014). O projeto de receptor multitubos mais convencional consiste de uma série de tubos paralelos dispostos horizontalmente em uma cavidade de seção transversal trapezoidal, sem concentrador secundário. Já o projeto de tubo único é baseado na utilização de apenas um tubo localizado dentro de uma cavidade com Concentrador Parabólico Composto (CPC), conforme Fig. (3.4).

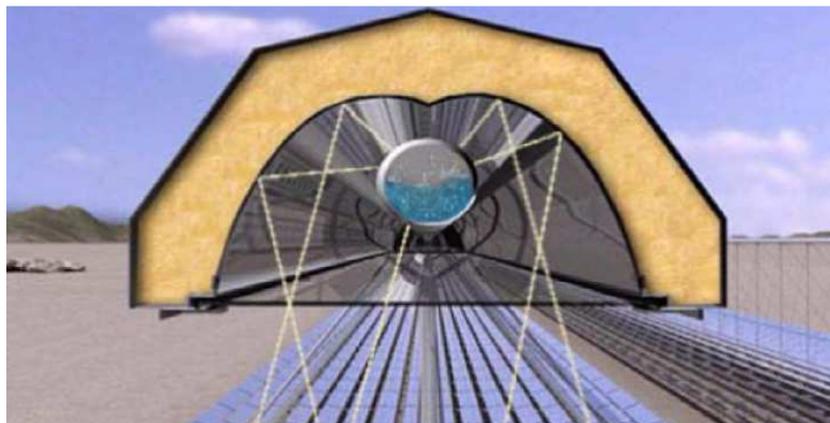


Figura 3.4 - Vista da seção transversal de um receptor central de tubo único.

Fonte: Zhu et al. (2013).

As centrais heliotérmicas LFR existentes utilizam a geração direta de vapor (DSG, na sigla em inglês), onde o vapor é produzido diretamente no campo solar sem qualquer outro fluido de troca térmica entre o campo solar e o bloco de potência, como óleo térmico ou sal fundido (MONTES et al., 2014). A utilização da tecnologia DSG evita perdas exérgicas provocadas pelas irreversibilidades associadas à transferência de calor, entre os diferentes fluidos de trabalho.

Sistemas DSG podem trabalhar com vapor saturado ou superaquecido. O segundo é tecnicamente mais desafiador, em virtude do menor coeficiente de transferência de calor entre o receptor e o fluido, provocando maior tensão térmica nos receptores (BENZ et al., 2006). Outro fator a considerar no projeto de tubos absorvedores é a distribuição não homogênea do

fluxo da radiação solar concentrada, o que ocasiona uma distribuição não uniforme da temperatura nos absorvedores.

Para aumentar a confiabilidade e durabilidade do absorvedor, é necessário diminuir os fatores que provocam a degradação do revestimento seletivo do receptor como, por exemplo, a temperatura da sua superfície. Algumas precauções podem ser adotadas na fase de projeto, como aumentar o coeficiente de transferência de calor entre o receptor e o vapor, modificando as características do absorvedor (BENZ et al., 2006).

Conforme Günther (2011), os principais parâmetros no projeto dos coletores Fresnel são: a largura total do coletor, a largura e a quantidade de espelhos, a altura do elemento absorvedor, a distância entre os espelhos e a curvatura do espelho.

A largura do espelho não deve ser muito estreita, pois proporcionaria um número elevado de linhas paralelas para uma mesma área de abertura, o que implica em uma estrutura de suporte complexa devido ao mecanismo de seguimento solar. No entanto, não deve ser muito larga, uma vez que reduziria a eficácia do princípio de funcionamento do refletor Fresnel.

A largura total do coletor está relacionada ao fator de concentração. De acordo com Günther (2011), um concentrador estreito possui menor área de abertura e, conseqüentemente, menor fluxo radiante aplicado no tubo absorvedor. Por outro lado, coletores excessivamente largos apresentam diminuição da contribuição das linhas de espelhos exteriores, pois estas são mais sensíveis a erros de rastreamento, a falhas na geometria dos espelhos, a sombreamento e bloqueio da radiação solar.

A altura do absorvedor deve ser minuciosamente determinada no projeto, pois, como referido, espelhos distantes contribuem menos para a concentração de radiação. No entanto, se o tubo absorvedor está situado a uma altura muito pequena, os efeitos de sombreamento e bloqueio entre os segmentos de espelhos serão maiores.

Os diferentes efeitos do ângulo de incidência no sentido transversal e longitudinal são importantes para a determinação da orientação do campo solar. Teoricamente, é possível orientar o campo solar de Fresnel em qualquer direção, contudo, de acordo com Günther (2011), a orientação Norte-Sul permite um rendimento energético mais equilibrado ao longo do dia e um maior rendimento anual em comparação com arranjos de campo solar com orientação Leste-Oeste.

Sistemas LFR que operam com produção direta de vapor permitem alcançar temperaturas de superaquecimento de 500 °C. Conforme Lovegrove e Stein (2012), as

empresas Areva Solar e Novatec Solar utilizam tubos absorvedores a vácuo, os quais proporcionam menores perdas térmicas no receptor.

A maior usina termosolar com tecnologia de concentração Fresnel linear em operação comercial é a Puerto Errado 2, a qual é apresentada na Fig. (3.5). Ela está situada na região de Murcia, na Espanha, onde a irradiação direta normal média anual é de 2.095 kWhm^{-2} . Puerto Errado 2 utiliza tecnologia da empresa alemã Novatec Solar. Com superfície total de espelhos do campo solar de 302.000 m^2 , a usina possui potência elétrica instalada de 30 MW e produção média anual de eletricidade projetada de 49 GWh.



Figura 3.5 - Campo solar da Usina Heliotérmica Puerto Errado 2.

Fonte: Novatec Solar (2014).

A Tab. (3.2) apresenta uma síntese das plantas LFR existentes, onde todas utilizam geração direta de vapor. Uma desvantagem da utilização de água pressurizada como fluido de transferência de calor (HTF, na sigla em inglês) é a dificuldade de controle em condições transientes, especialmente em sistemas de grande porte.

Para geração de vapor superaquecido, o campo solar pode ser dividido em duas seções: vaporização e superaquecimento, conforme apresentado na Fig. (3.6). A seção de vaporização é a de maior área de superfície coletora, pois o processo de vaporização da água necessita de mais energia. A seção de vaporização é representada na Fig. (3.6) pelos módulos de 1 a 12, e a seção de superaquecimento pelos módulos de 13 a 17.

Tabela 3.2 - Usinas heliotérmicas em operação com coletores LFR.

Usina	País	Tipo	Potência	Receptor
Kimberlina Solar Thermal Power Plant	EUA	Comercial	5,0 MW	Multitubos sem concentrador
Puerto Errado 1	Espanha	Protótipo	1,4 MW	Tubo único com concentrador
Puerto Errado 2	Espanha	Comercial	30 MW	Tubo único com concentrador
Fresdemo	Espanha	Protótipo	-	Tubo único com concentrador
CNIM	França	Protótipo	-	-
Augustin Fresnel 1	França	Protótipo	0,25 MW	Tubo único com concentrador
Solar Boiler for Liddell Power Station	Austrália	Comercial	9,3 MW ₍₁₎	Tubo único com concentrador

Nota (1): Potência térmica do campo solar.

Fonte: Adaptado de Montes et al. (2014).

O campo solar com geração direta de vapor pode ser classificado em dois tipos: com recirculação, conforme Fig. (3.6), ou de fluxo direto. Para evitar que ocorra passagem de líquido na saída da seção de vaporização, os sistemas com recirculação utilizam um vaso separador com controle de nível. O excesso de líquido saturado nesse vaso é transferido para o início da seção de vaporização com o auxílio de uma bomba.

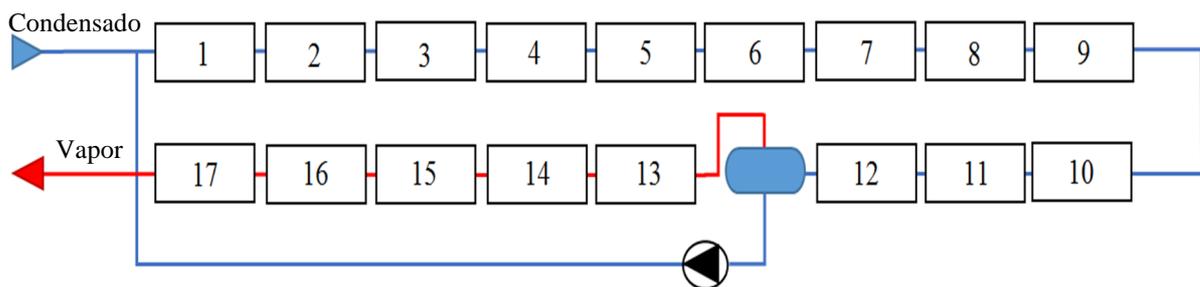


Figura 3.6 - Diagrama de um loop do campo solar com geração direta de vapor.

Fonte: Adaptado de Coco Enriquez; Muñoz Antón; Martínez-Val (2013).

Alguns projetos de campo solar dispensam a utilização de recirculação. No entanto, devido às variações na irradiação direta ao longo do dia, a complexidade do sistema de controle de temperatura e pressão neste tipo de tecnologia é maior.

Em virtude das limitações térmicas dos materiais empregados no campo solar e na turbina a vapor, a seção de superaquecimento é provida de sistema de controle da temperatura

de superaquecimento do vapor de saída. Existem duas metodologias empregadas para dessuperaquecimento do vapor: injeção de condensado e desfocalização de parte do conjunto de espelhos da seção de superaquecimento.

3.2 Sistemas de armazenamento de energia térmica

Um dos desafios para o uso extensivo da energia solar é que ela é uma fonte dependente do tempo (DUFFIE; BECKMAN, 2013), havendo a restrição de produção de eletricidade em períodos de indisponibilidade da radiação direta. Em algumas centrais heliotérmicas são utilizados sistemas de armazenamento de energia térmica para minimizar esse problema e aumentar o tempo de operação do bloco de potência, conseqüentemente elevando o fator de capacidade da instalação.

A energia térmica pode ser acumulada em meios líquidos ou sólidos, como sais fundidos, cerâmicas ou misturas de sais em mudança de fase. Este armazenamento aumenta a confiabilidade do sistema, uma vez que a central fica menos sensível às variações da radiação solar incidente.

No projeto de uma planta solar, os aspectos econômicos auxiliam na definição do sistema de armazenamento de energia. Por conta dos custos envolvidos, uma análise financeira deve preceder a escolha da tecnologia de armazenamento térmico e até mesmo indicar a viabilidade de sua utilização.

Apesar da tecnologia de concentração Fresnel linear ser utilizada geralmente com geração direta de vapor, existem projetos que aplicam a tecnologia de geração direta de sal fundido (DMS, na sigla em inglês). Conforme Pitz-Paal (2014), uma mistura eutética de sais fundidos circula entre dois tanques de armazenamento térmico, onde o tanque quente é carregado em períodos que o campo solar proporciona uma produção de calor excedente. Por utilizar dois fluidos de transferência de calor, a temperatura do vapor em sistemas DMS é inferior a de sistemas DSG. As principais vantagens da utilização de DMS são proporcionar uma maior flexibilidade de operação e um maior fator de capacidade da instalação, porém, acompanham algumas dificuldades técnicas, como o maior investimento inicial, o maior consumo de energia para bombear os fluidos térmicos e a necessidade de sistema anticongelamento do sal fundido.

3.3 Bloco de potência

O sistema de conversão de energia térmica em energia elétrica, também conhecido como bloco de potência, utilizado em centrais termosolares, é semelhante às termelétricas convencionais, porém a grande diferença é a fonte de calor, conforme já discutido. Em alguns projetos híbridos a planta solar opera em conjunto com uma caldeira convencional ou, em projetos mais sofisticados e de maior eficiência, com um ciclo combinado.

A análise térmica de centrais de energia solar é semelhante à realizada em termelétricas que operam com ciclo de Rankine, como mostrado na Fig. (3.7).

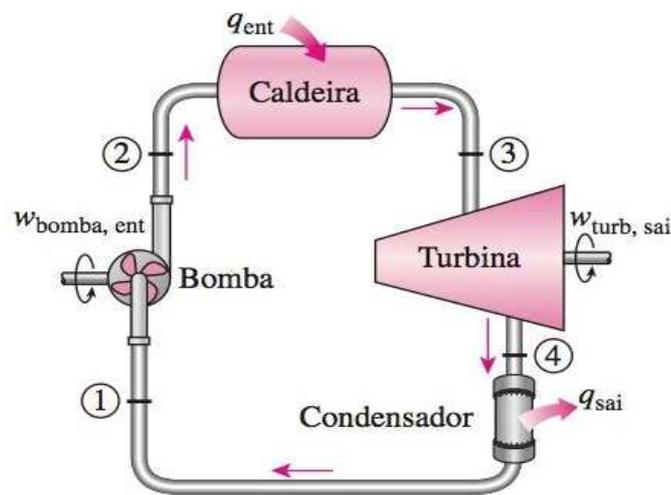


Figura 3.7 - Representação do ciclo de Rankine simples.

Fonte: Çengel e Boles (2013).

De acordo com Çengel e Boles (2013), o ciclo de Rankine ideal não considera nenhuma irreversibilidade interna e consiste nos quatro seguintes processos:

- 1-2 Compressão isentrópica em uma bomba;
- 2-3 Fornecimento de calor à pressão constante;
- 3-4 Expansão isentrópica em uma turbina;
- 4-1 Rejeição de calor à pressão constante em um condensador.

A água, em estado líquido saturado, é comprimida à pressão de operação da caldeira em uma bomba. Durante a compressão, a temperatura da água aumenta levemente devido à diminuição de seu volume específico.

Na caldeira, a água recebe calor e eleva sua temperatura a um ponto de superaquecimento. A pressão dentro da caldeira é considerada praticamente constante.

O vapor superaquecido é direcionado para a turbina, onde sofre uma expansão isentrópica movimentando as pás e, conseqüentemente, o eixo da turbina, produzindo trabalho. O rotor da turbina está acoplado a um gerador elétrico, o qual converte a energia mecânica em energia elétrica.

No processo de expansão ocorre uma redução na pressão e na temperatura do vapor e, após o exausto da turbina, é encaminhado ao condensador, que realizará a condensação total do vapor à pressão constante. O condensador é um trocador de calor que rejeita o calor do fluido para uma fonte fria, que pode ser o ar atmosférico, um rio ou mesmo o mar.

Na análise do ciclo de Rankine real deve-se considerar as irreversibilidades da bomba e da turbina, bem como as perdas de pressão nas tubulações por atrito e de calor para o ambiente (ÇENGEL; BOLES, 2013). A Fig. (3.8) apresenta o diagrama T-s (temperatura x entropia específica), onde a área interna do gráfico representa a quantidade de trabalho líquido produzido pelo ciclo, considerando a eficiência adiabática da bomba e da turbina a vapor.

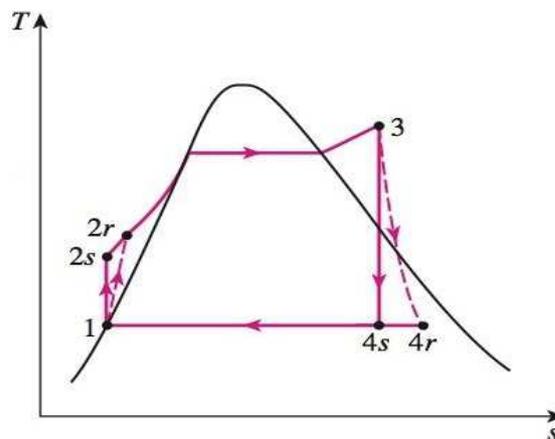


Figura 3.8 - Diagrama T-s do ciclo de Rankine.

Fonte: Çengel e Boles (2013).

Através da análise termodinâmica pode-se determinar a eficiência isentrópica da turbina a vapor, conforme a Eq. (3.1):

$$\eta_T = \frac{h_3 - h_{4r}}{h_3 - h_{4s}} \quad (3.1)$$

onde h é a entalpia específica e η_T é a eficiência isentrópica da turbina a vapor. Os sub-índices utilizados nas equações referem-se aos estados mostrados na Fig. (3.8). Já a eficiência isentrópica da bomba é dada pela Eq. (3.2):

$$\eta_B = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2r} - h_1} \quad (3.2)$$

O trabalho específico de saída da turbina a vapor, $w_{T,sai}$, é dado pela Eq. (3.3):

$$w_{T,sai} = (h_3 - h_{4r}) \quad (3.3)$$

De maneira análoga pode ser determinado o trabalho específico na bomba, $w_{B,ent}$, conforme a Eq.(3.4):

$$w_{B,ent} = (h_{2r} - h_1) = \frac{v(P_2 - P_1)}{\eta_B} \quad (3.4)$$

onde v é o volume específico do fluido bombeado e P é a pressão no estado especificado.

O calor por unidade de massa fornecido ao ciclo de Rankine, q_{ent} , pode ser determinado através da Eq. (3.5):

$$q_{ent} = h_3 - h_{2r} \quad (3.5)$$

Tendo em vista que a fonte de energia do sistema é a irradiação solar direta e, expandindo os conceitos apresentados por Lin et al. (2013) e Montes et al. (2014), pode-se calcular o calor de entrada do ciclo de Rankine através da Eq. (3.6):

$$q_{ent} = \frac{Q_{ent}}{\dot{m}} = \frac{I_b A_{ref} \eta_{ref} \eta_{rec} \eta_{trans}}{\dot{m}} \quad (3.6)$$

onde Q_{ent} é a taxa de calor de entrada, \dot{m} é a vazão mássica do ciclo, I_b é a irradiância direta normal, A_{ref} é a área total da superfície refletora do campo solar e η_{ref} é a eficiência do refletor, a qual contempla todas as perdas óticas do concentrador. A eficiência do receptor η_{rec} inclui tanto as perdas reflexivas no receptor, quanto as perdas térmicas no absorvedor. Já a eficiência no transporte η_{trans} contempla as perdas térmicas nas tubulações de transporte do fluido de trabalho para o ciclo de potência e em trocadores de calor, caso existam.

Contudo, pode-se determinar a eficiência térmica do ciclo de Rankine através da Eq. (3.7):

$$\eta_{ciclo} = \frac{w_{T,sai} - w_{B,ent}}{q_{ent}} = \frac{(h_3 - h_{4r}) - (h_{2r} - h_1)}{(h_3 - h_{2r})} \quad (3.7)$$

O ciclo de Rankine possui eficiência térmica menor do que a eficiência do ciclo Carnot, em virtude das irreversibilidades associadas à transferência de calor para o fluido de trabalho. Com o intuito de aumentar a eficiência do ciclo, alguns projetos preveem caldeiras com mais de um nível de pressão ou a inclusão de regeneradores.

A eficiência termodinâmica do ciclo de Rankine é afetada pela temperatura média em que o calor é transferido para o fluido na caldeira e pela temperatura em que o calor é rejeitado pelo condensador. Alternativas para aumentar a eficiência térmica do ciclo de Rankine passam por melhorias nestes processos, tais como: diminuição da pressão no condensador através da redução da temperatura de saturação da água, elevação da temperatura do vapor superaquecido e aumento da pressão de operação da caldeira. Esta última proporciona o aumento da temperatura média durante a transferência de calor, pois a temperatura de saturação do fluido também é maior.

No entanto, aspectos técnicos e econômicos limitam a alteração dos parâmetros citados para aumento da eficiência. A diminuição da pressão no condensador está limitada as características do refrigerante utilizado, ao tamanho do condensador e aos aspectos operacionais da turbina. A elevação da temperatura do vapor, por sua vez, está limitada à tecnologia de materiais que resistam a essas altas temperaturas, enquanto que o aumento da pressão da caldeira implica em maior custo de instalação do empreendimento.

4 METODOLOGIA

Este capítulo é destinado à descrição das etapas do estudo desenvolvido, o qual inicia com a verificação da disponibilidade de radiação solar direta na região de instalação do campo solar, apresentação da Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes, apresentação da proposta de integração de energia solar térmica com a UTE-LCP, investigação dos custos de instalação do sistema de concentração e apresentação do software de simulação.

4.1 Radiação solar direta no Brasil

O Brasil possui regiões semiáridas com média anual de irradiação direta normal na ordem de 2.400 kWh/m^2 . O maior potencial está localizado na Bacia do Rio São Francisco, na região Nordeste, conforme apresentado na Fig. (4.1). Essa região apresenta características importantes, tais como: proximidade à linha do Equador, área livre, disponibilidade de água, baixa precipitação média anual e baixa densidade demográfica.

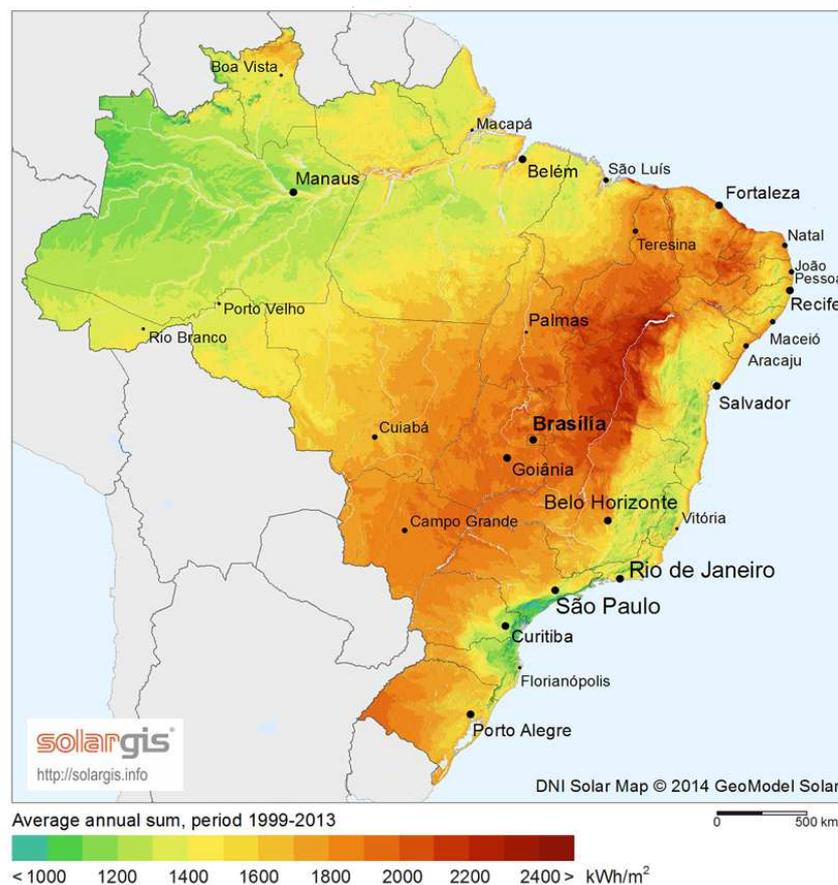


Figura 4.1 - Distribuição dos valores da irradiação média anual no território brasileiro.

Fonte: GeoModel Solar (2014).

Entre os estudos para avaliação do potencial da energia solar no Brasil estão: o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, de 1998, organizado pelo INMET e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina; o Atlas Solarimétrico do Brasil, de 2000, desenvolvido pela Universidade Federal de Pernambuco e pela CHESF; e o Atlas Brasileiro de Energia Solar, de 2006, elaborado sob a coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

O Atlas Brasileiro de Energia Solar é a referência mais atual e completa para estimativa do potencial de energia solar no Brasil. Através da análise de imagens de satélites do período compreendido entre 1995 e 2005, o atlas disponibiliza mapas de resolução espacial de 10 km x 10 km e arquivos com os dados de irradiação solar global horizontal, irradiação solar no plano inclinado, irradiação solar difusa e irradiação média anual direta normal (PEREIRA et al., 2006). As áreas que se destacam pela alta disponibilidade de radiação direta são o Vale do Rio São Francisco e a região compreendida entre os estados de São Paulo, Paraná e Mato Grosso do Sul.

De acordo com Pereira et al. (2006), os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro são superiores à maioria dos países da Europa, onde projetos para aproveitamento de recursos solares são amplamente disseminados.

Sendo assim, é possível verificar que o Brasil possui uma vantagem estratégica para inserção da fonte solar na matriz elétrica nacional, em relação aos países europeus que mais investem nessa tecnologia.

Conforme já mencionado, o local selecionado para o estudo é o município de Três Lagoas, no Estado de Mato Grosso do Sul. Como evidenciado na Fig. (4.2), o município está situado às margens do Rio Paraná, na divisa com o Estado de São Paulo, e possui coordenadas geográficas de 20° 45' 04" S e 51° 40' 42" W e altitude de 319 m com relação ao nível do mar.

Três Lagoas possui uma estação meteorológica de superfície automática do INMET, que está em operação desde o dia 3 de setembro de 2001 e disponibiliza diversos parâmetros meteorológicos, entre eles: pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa do ar, precipitação, irradiação solar global horizontal, direção e velocidade do vento. O processador da estação integra os valores de irradiância solar observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora (INMET, 2011).

A base de dados da estação automática de Três Lagoas foi disponibilizada pelo INMET e, com base nestas informações, foi construído um ano meteorológico típico (TMY) através do software Adasys, o qual é apresentado na seção 4.5.

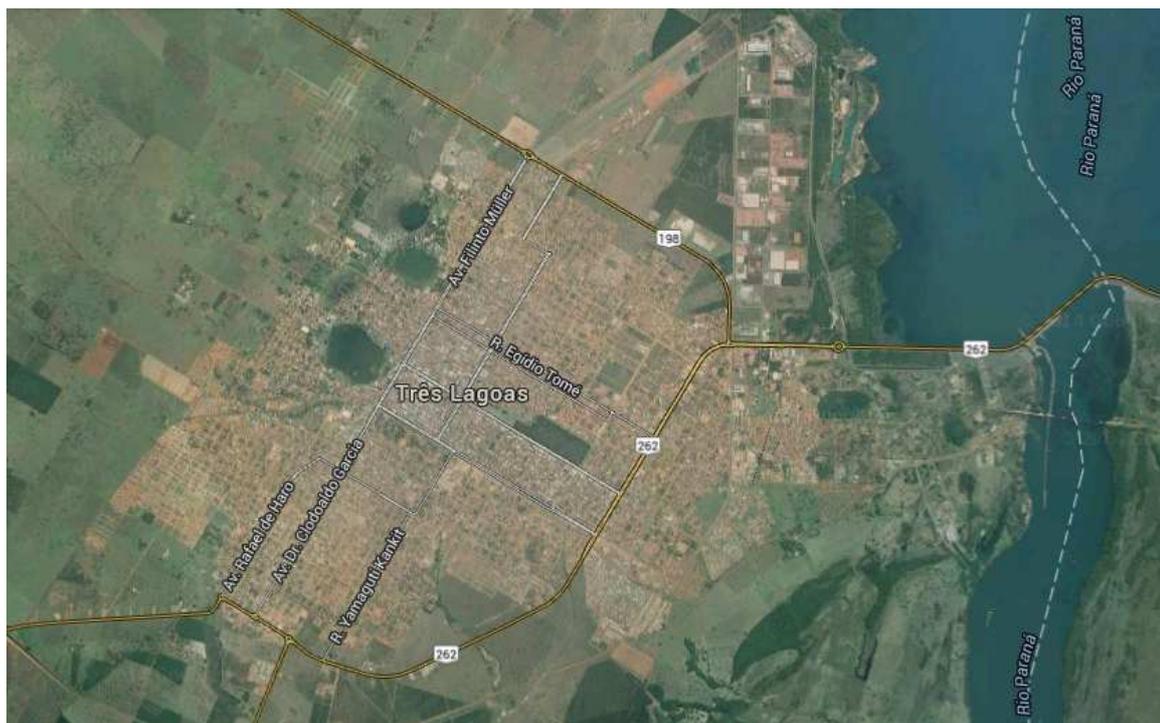


Figura 4.2 - Imagem aérea do município de Três Lagoas, MS.

Fonte: <https://www.google.com.br/maps/@-20.7835578,-51.6839852,11900m/data=!3m1!1e3>

Dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar indicam que a média anual da irradiação direta normal para o município de Três Lagoas é de 2.181,73 kWhm⁻², o que subsidia a análise de viabilidade de instalação da planta solar na região, pois, possui disponibilidade de irradiação solar direta maior que a da região de Murcia na Espanha, onde está instalada a Usina Heliotérmica Puerto Errado 2.

4.2 Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes

Localizada no município de Três Lagoas, a Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes, apresentada na Fig. (4.3), tem como finalidade exclusiva a produção de energia elétrica. O parque gerador da UTE-LCP é dividido em dois blocos independentes. Cada bloco é composto por duas turbinas a gás, duas caldeiras de recuperação de calor e uma turbina a vapor, conforme representado na Fig. (4.4).

Os Turbogeneradores a Gás (TGG) são do tipo PG6101 6FA da General Electric, com potência de projeto de 71 MW nas condições ISO (temperatura ambiente de 15 °C, pressão atmosférica de 101,325 kPa e umidade relativa do ar de 60%). Entretanto, devido às condições climáticas, características do combustível e da localidade, a potência nominal declarada das turbinas a gás é de 65,25 MW.



Figura 4.3 - Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes.

Os gases de exaustão das turbinas a gás podem ser direcionados diretamente para a chaminé (ciclo simples) ou para a respectiva caldeira de recuperação de calor (ciclo combinado). As quatro caldeiras de recuperação de calor (HRSG, na sigla em inglês) são de fabricação da empresa CBC Indústrias Pesadas S.A. e possuem um nível de pressão de vapor superaquecido, conforme Fig. (4.4), com as seguintes características de projeto: pressão nominal de 69,43 bar, temperatura de saída de 502 °C e vazão mássica de 30 kg s^{-1} .

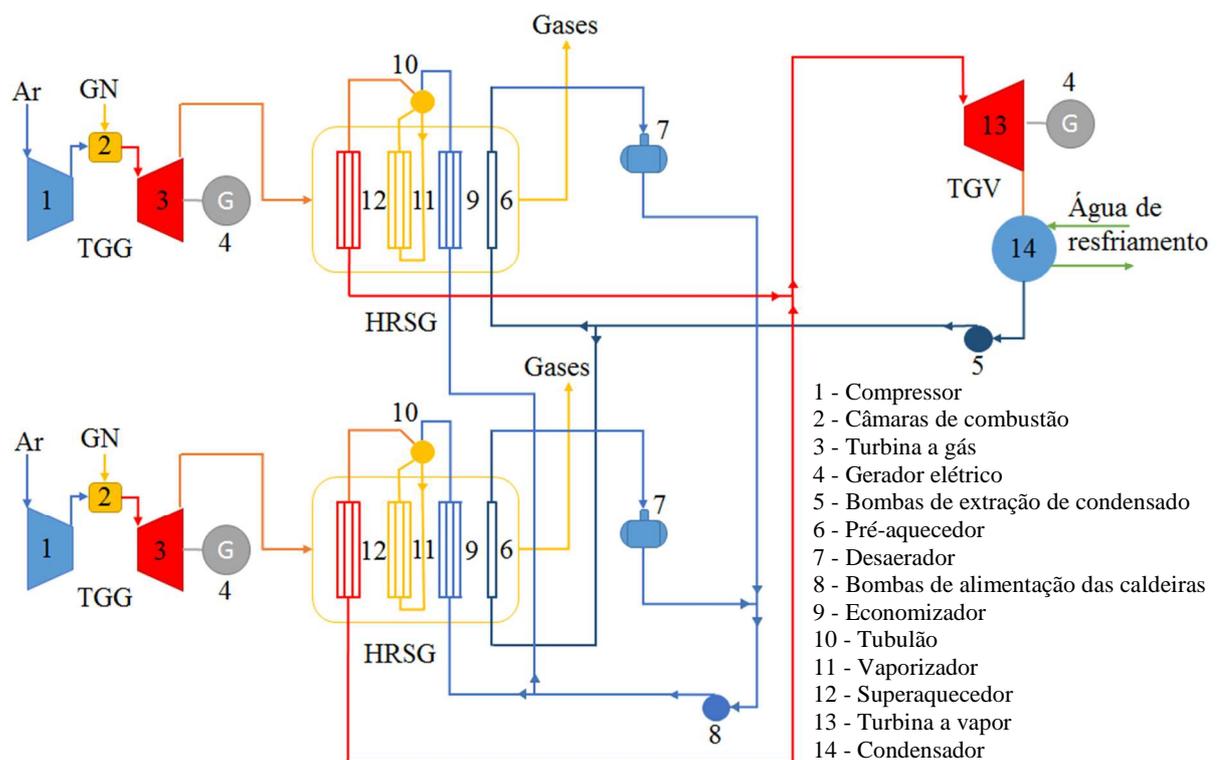


Figura 4.4 - Diagrama de um bloco de geração da UTE-LCP.

A fabricante dos Turbogeneradores a Vapor (TGV) instalados na unidade é a Siemens. As turbinas a vapor são de fluxo simples e condensação, com potência nominal de 62,545 MW. A pressão nominal do vapor de admissão é de 69 bar, com temperatura de 500 °C.

A potência instalada da UTE-LCP é de 386 MW e o consumo de gás natural em carga base (máxima potência da turbina a gás) é de, aproximadamente, $1,9 \times 10^6 \text{ m}^3\text{dia}^{-1}$. Com operação comercial desde janeiro de 2004, a usina é atendida através do trecho Norte do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e conecta-se ao SIN através da subestação Jupiá, em 138 kV.

A potência da UTE-LCP foi comercializada com dois preços distintos de Custo Variável Unitário (CVU), conforme dados do ONS apresentados na Tab. (4.1).

Tabela 4.1 - Custo Variável Unitário da UTE-LCP.

Leilão	CVU, BRL MW ⁻¹ h ⁻¹	Potência comercializada, MW
1	143,49	134,2
13	286,62	216,0

Fonte: Adaptado de ONS (2014).

Apesar da complexidade do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) gerido pela CCEE, pode-se afirmar que o Custo Variável Unitário é o preço celebrado por contrato entre o agente de geração e as distribuidoras para comercialização da energia elétrica. O CVU é constituído, basicamente, de duas parcelas: a primeira, e mais expressiva, é o custo do combustível destinado à geração flexível de energia e a segunda é composta pelos custos variáveis relacionados à operação e manutenção da unidade geradora.

4.3 Integração solar térmica com a UTE-LCP

A seleção da tecnologia de concentração solar utilizada neste estudo e o método de integração do campo solar junto a UTE-LCP foram objetos de pesquisa bibliográfica e de campo.

Conforme Zhu et al. (2013), atualmente existem duas empresas que produzem sistemas comerciais de concentração Fresnel linear, que são: Novatec Solar e Areva Solar. Ambas utilizam sistemas de geração direta de vapor superaquecido de alta temperatura, entre

480 e 520 °C. A empresa Novatec Solar também apresenta um sistema denominado *direct molten salt* (DMS), onde o calor absorvido no campo solar é transferido diretamente para uma mistura de sais fundidos, possibilitando o armazenamento térmico em tanques de sal.

Realizaram-se diversos contatos com empresas fabricantes de sistemas LFR, solicitando informações técnicas dos equipamentos. Apesar de expor o objetivo puramente acadêmico, a maior parte do material disponibilizado foi de informativos comerciais. No entanto, a empresa Novatec Solar disponibilizou informações relevantes que, juntamente com a bibliografia, auxiliaram na definição do sistema de integração solar térmico.

Neste trabalho são propostas e analisadas três alternativas de integração solar térmica com a UTE-LCP, sendo todas com a utilização de tecnologia de concentração Fresnel linear. As alternativas empregam a geração direta de vapor superaquecido no campo solar, em paralelo com as caldeiras de recuperação de calor, fornecendo energia térmica complementar para as turbinas a vapor dos blocos de geração da UTE-LCP.

O sistema LFR selecionado é produzido pela empresa alemã Novatec Solar, que, de acordo com informações do próprio fabricante, é líder em equipamentos de energia solar de concentração, eficientes e de baixo custo, bem como é especializada na fabricação, fornecimento e operações de campo solar com tecnologia LFR.

Conforme a Novatec Solar (2014), a tecnologia Supernova permite a produção de vapor superaquecido com temperaturas de até 55 °C, destacando-se as seguintes características: sistema de limpeza automática com baixo consumo de água (2 litros de água por metro quadrado de espelhos ao ano), uso eficiente da área de instalação, movimentação de 250 m² de espelhos com um motor de corrente contínua de 40 W, alto fator de disponibilidade e estrutura modular. As dimensões de um módulo LFR são apresentadas na Tab. (4.2).

Tabela 4.2 - Dimensões de um módulo LFR da Novatec Solar.

Geometria	Dimensão (m)
Largura (a)	16,56
Comprimento (b)	44,8
Altura do absorvedor sobre refletor primário (c)	7,4
Altura do refletor primário sobre o nível do solo (d)	0,75 - 1,05
Distância mínima recomendada entre módulos paralelos	4,5
Comprimento mínimo da fileira	224,0
Comprimento máximo da fileira	985,6

Fonte: Novatec Solar (2014).

O campo solar com essa tecnologia é modular e os principais componentes de um módulo são: fundações, estrutura de apoio, refletores primários, receptor e sistema de rastreamento. Um módulo é composto por 128 unidades de espelhos com uma área total de superfície refletora de 513,6 m². Para formar uma fileira de coletores, é possível dispor em série de 5 a 22 módulos. Conseqüentemente, as fileiras podem ser arranjadas de modo a formar campos solares de portes variados.

Para melhor compreensão das dimensões do equipamento, as medidas de largura, comprimento e altura do LFR estão mostradas na Fig. (4.5).

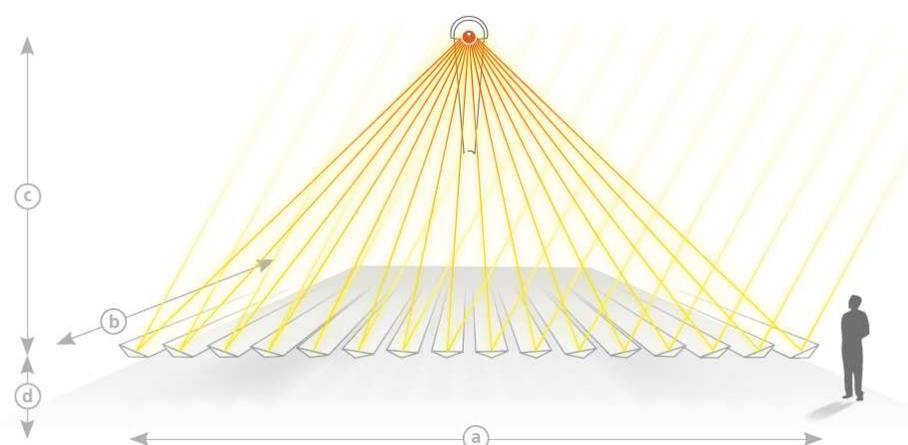


Figura 4.5 - Representação do módulo LFR da Novatec Solar.

Fonte: Novatec Solar (2014).

4.4 Custo de investimento do sistema de concentração Fresnel linear

A determinação do custo de uma tecnologia é decisiva na análise de investimento de um empreendimento de produção de energia. No caso do sistema de concentração solar Fresnel linear, a análise econômica é dificultada pela escassez de dados de custo de investimento, devido ao pequeno número de plantas em operação e ao limitado número de fornecedores.

Para realização de uma análise econômica de investimento são considerados os custos com equipamentos, de financiamento, de projeto, de construção e operacionais, que incluem despesas com operação e manutenção (O&M) e de combustível, se houver.

A abordagem utilizada neste trabalho para a avaliação econômica é a determinação do custo nivelado da eletricidade (LCOE, na sigla em inglês) da proposta de integração solar térmica com a UTE-LCP. O LCOE é calculado utilizando o método simplificado proposto

pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2015), o qual é apoiado em uma análise de fluxo de caixa descontado, tendo em conta o valor do dinheiro no tempo.

Conforme a IRENA (2015), o método aplicado para o cálculo do LCOE é relativamente simples, no entanto confiável, pois é transparente e de fácil compreensão. Adicionalmente, abordagens mais complexas apresentam uma grande quantidade de variáveis que, quando não apoiadas em dados robustos, podem diminuir a precisão e a confiabilidade do modelo. O custo da energia é calculado pela Eq. (4.1):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (4.1)$$

onde n é o prazo de amortização do empreendimento, t é o ano correspondente, C é o custo de investimento, M é o custo de operação e manutenção, F é o custo do combustível, E é a energia elétrica produzida e i é a taxa de desconto.

De acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014), o valor médio do LCOE de tecnologias CSP nos Estados Unidos da América é de 243,1 USD MW⁻¹h⁻¹ com variação entre 176,8 e 388,0 USD MW⁻¹h⁻¹. Muito próximo das estimativas da IRENA (2015), que indicam um LCOE para usinas termosolares de calha parabólica sem armazenamento térmico na faixa de 190 a 380 USD MW⁻¹h⁻¹.

Conforme a IRENA (2015), os custos totais de instalação de CSP variaram de 3.550 a 8.760 USD por kW de potência elétrica instalada. A grande variação nos valores é devida às diferentes estruturas de custos em diferentes países, mas, principalmente, reflete a grande variação entre os tipos de plantas com e sem armazenamento de energia e da quantidade de armazenamento. Conforme o mesmo relatório, 66% do investimento de instalação refere-se ao campo solar e a estrutura civil de apoio. Os outros 34% referem-se ao bloco de geração e ao sistema de transferência de calor.

Segundo dados da IRENA (2013), o custo de instalação de CSP com tecnologia calha parabólica ou Fresnel linear, sem armazenamento de energia, em países não membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como o Brasil, variou entre 3.100 e 4.050 USD por kW, devido ao menor custo de produtos e serviços de conteúdo local e de mecanismos de promoção de energias renováveis.

Os custos de O&M de usinas termosolares variam de acordo com a tecnologia empregada, o nível de automação da planta e a capacidade de geração do empreendimento. Contudo, a IRENA (2015) indica que uma estimativa sólida dos custos totais de O&M fica na faixa de 0,02 a 0,04 USD por kWh de energia elétrica produzida, valor que inclui outros custos, como seguro, que normalmente varia de 0,5% a 1% do valor do investimento.

4.5 Software de simulação

Em consequência da ausência de dados experimentais para prever a produção anual de calor do campo de concentração solar, faz-se uso do software de simulação *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), que é o mais importante centro de pesquisa e desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética dos Estados Unidos. O SAM é um programa computacional com interface gráfica, capaz de simular o funcionamento de diversas tecnologias renováveis, entre elas de CSP (WAGNER; ZHU, 2012).

O software combina um modelo de desempenho detalhado e ferramentas de análise econômica do projeto. As tecnologias de energias renováveis atualmente disponíveis no SAM, são: Fresnel linear, torre central, calha parabólica, disco parabólico, fotovoltaica concentrada e convencional, aquecimento solar de água, geotérmica, biomassa e eólica.

O SAM permite ao usuário obter dados de geração horária e totalizada, desempenho térmico, eficiência, custo nivelado de energia e custos de capital, operação e manutenção do projeto. A modelagem dos sistemas do SAM é apoiada em componentes do software *Transient System Simulation Tool* (TRNSYS), desenvolvido na Universidade de Wisconsin, EUA.

O modelo Fresnel linear do SAM prevê o desempenho de uma planta com geração direta de vapor superaquecido ou com utilização de sal fundido e armazenamento térmico, onde é possível ajustar a temperatura e a pressão de trabalho. O tamanho do campo solar pode ser ajustado e deve ser configurado com um número adequado de módulos para cada seção do projeto. O modelo também permite especificar se o campo solar utiliza sistema de recirculação ou de fluxo direto (NREL, 2014).

O desempenho ótico do coletor pode ser especificado utilizando equações modificadoras do ângulo de incidência nas direções transversais e longitudinais ou uma tabela de eficiência ótica, em função dos ângulos de incidência.

O modelo contempla os principais subsistemas associados à geração de vapor, incluindo campo solar, caldeira auxiliar, ciclo de potência a vapor, sistema de rejeição de calor, bombas de água de alimentação e sistema de controle da planta. A saída do modelo inclui a análise financeira, bem como os dados de desempenho detalhados, que incluem: temperaturas, pressões, vazões mássicas, entalpias, consumo de água e potência da turbina.

O SAM utiliza base de tempo horária para realização das simulações a exemplo do arquivo meteorológico típico. Assim, os resultados das variáveis processadas podem ser visualizados para as 8760 horas do ano.

A programação do SAM inicia com a seleção do arquivo de dados meteorológicos do local escolhido para a simulação. Posteriormente, configura-se o campo solar e o bloco de potência.

São utilizados dois arquivos de dados meteorológicos no SAM para a cidade de Três Lagoas, os quais foram obtidos pelos softwares Adasys e Meteonorm.

O Adasys é um software livre desenvolvido na Unisinos, de processamento de dados meteorológicos que tem como objetivo auxiliar grupos de pesquisa a produzir novas soluções na área de energia renovável (SOUZA, 2015).

Entre outras funcionalidades, o Adasys possibilita a construção de um ano meteorológico típico por meio da base de dados de uma estação meteorológica, como nesse caso, em que utilizou-se o histórico disponibilizado pelo INMET da estação automática da cidade de Três Lagoas.

O Meteonorm é uma plataforma que oferece acesso simples a dados meteorológicos precisos para qualquer lugar na Terra, pois possui uma base de dados de 8.325 estações meteorológicas, cinco satélites geoestacionários e 30 anos de experiência. Os dados processados podem ser obtidos em mais de 35 formatos diferentes.

A Meteotest, que é a empresa responsável pelo software Meteonorm, forneceu, gratuitamente, um arquivo meteorológico típico para a cidade de Três Lagoas, em virtude do objetivo acadêmico da pesquisa. Nesse arquivo, os dados de radiação solar são gerados através de informações de satélites e os dados de temperatura ambiente são gerados a partir de interpolação de dados de seis estações meteorológicas próximas a Três Lagoas, que compõe a base do Meteonorm. Conforme a Meteotest, a incerteza dos dados do arquivo meteorológico disponibilizado é de $\pm 13\%$ para a irradiância direta normal, de $\pm 7\%$ para irradiância global horizontal e de $2,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ na temperatura ambiente.

A configuração das variáveis do campo solar no software SAM foi realizada com o auxílio das informações disponibilizadas pela Novatec Solar, que são apoiadas em um

trabalho prévio realizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), representando os interesses dos produtores de energia, com o NREL, para desenvolver uma ferramenta capaz de simular o desempenho dos sistemas LFR atualmente comercializados (WAGNER; ZHU, 2014).

5 RESULTADOS

Neste capítulo é apresentada a análise dos dados operacionais da UTE-LCP em ciclo combinado, bem como o teste do modelo de simulação do campo solar e os resultados das simulações de desempenho das propostas de integração solar térmica com a UTE-LCP.

Através de análise do histórico de dados operacionais coletados do sistema de supervisão e controle da UTE-LCP, verificou-se que a máxima potência de geração do TGV ocorre em condições de menor temperatura ambiente, normalmente na madrugada ou nas primeiras horas da manhã do inverno. Para melhor compreensão desta dependência, realizou-se uma análise do comportamento de um dos blocos de geração da usina termelétrica.

A Fig. (5.1) apresenta um gráfico comparativo da potência elétrica gerada pelas turbinas a gás do bloco 2, com operação em carga base, e da temperatura ambiente para uma semana de inverno, da 0h00min do dia 24 de junho de 2014 a 0h00min do dia 1º de julho de 2014, onde verifica-se que a potência máxima gerada pela TGG varia inversamente com a temperatura ambiente.

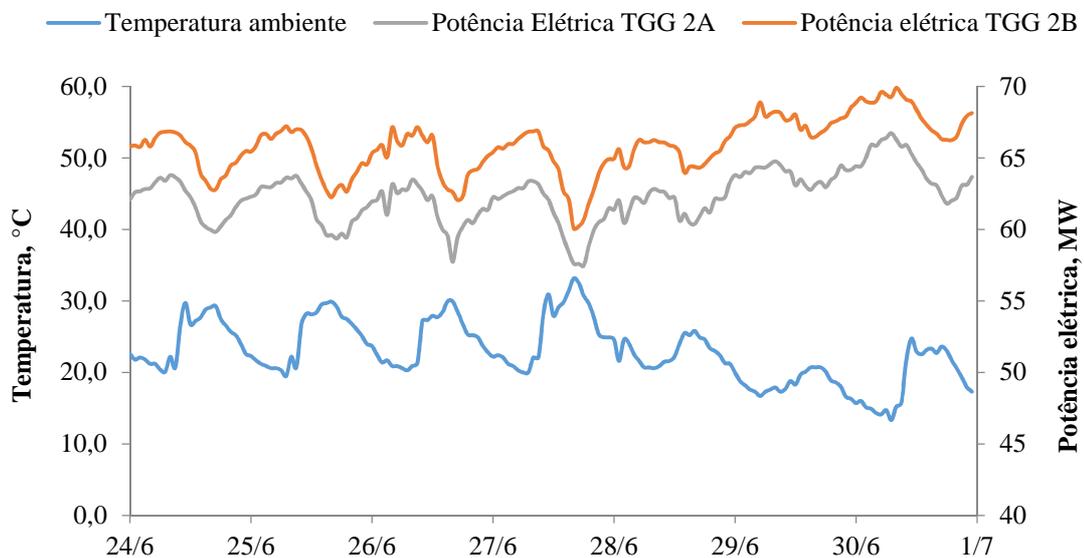


Figura 5.1 - Influência da temperatura ambiente na potência elétrica da TGG.

A diminuição da temperatura ambiente proporciona uma maior vazão mássica de ar na admissão no compressor axial do turbogerador a gás, conseqüentemente, provoca a elevação da pressão de descarga do compressor e, conforme demonstrado por Desideri (2013), a maior relação de pressão do compressor, proporciona um incremento na eficiência do ciclo Brayton.

O aumento da pressão na descarga do compressor também confere maior capacidade de resfriamento das câmaras de combustão e das pás dos primeiros estágios da turbina a gás, possibilitando o aumento da vazão de combustível, sem exceder os limites térmicos dos materiais da turbina. A combinação desses fatores ocasiona uma maior potência de geração do TGG, quando operando no modo de carga base.

Com o aumento da potência e da vazão mássica dos gases de exaustão da turbina a gás, há uma elevação da velocidade e do calor disponível nos gases para a HRSG, possibilitando um incremento da produção de vapor. Na Fig. (5.2) é possível verificar que a taxa de calor do vapor superaquecido na entrada da turbina a vapor acompanha a variação da carga do TGG e, conseqüentemente, é alterada a potência produzida pelo TGV.

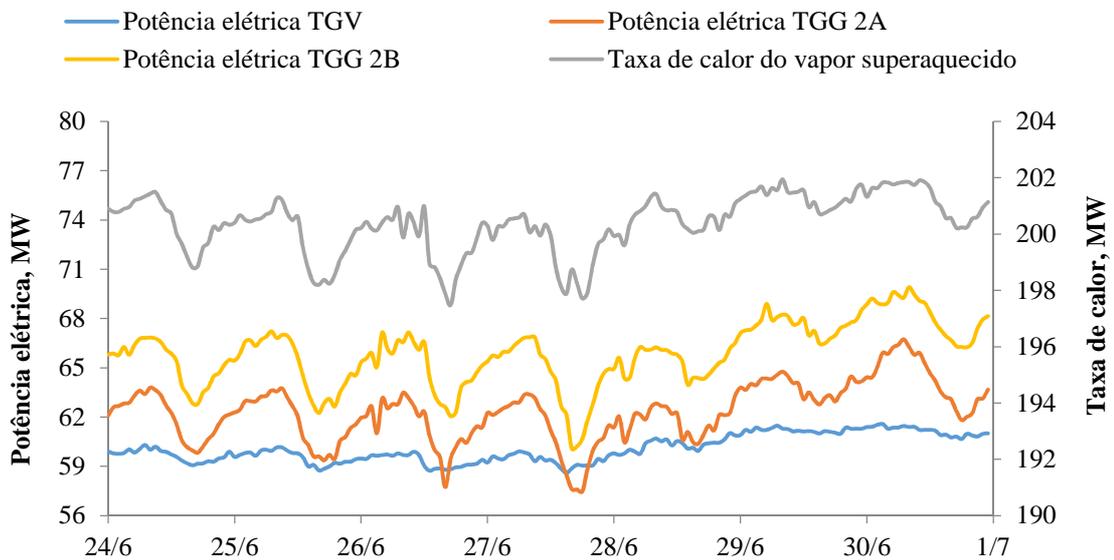


Figura 5.2 - Influência da carga das turbinas a gás na produção de vapor.

Os cálculos da taxa de calor do vapor superaquecido de entrada da turbina a vapor e da eficiência global de conversão de energia térmica em energia elétrica bruta, em carga base do TGV, foram realizados por meio do software *Engineering Equation Solver* (EES), com base nos dados operacionais de pressão, temperatura e vazão mássica do vapor e de potência elétrica produzida pelo TGV. Assim, definiu-se a eficiência global média do TGV, que é de 29,6% com um desvio padrão de $\pm 0,5\%$, já considerando as perdas no gerador elétrico.

O resfriamento dos condensadores das turbinas a vapor da UTE-LCP é realizado por uma torre de resfriamento evaporativa. Assim, a condição atmosférica influencia diretamente na temperatura da água de resfriamento e esta, por sua vez, na temperatura do condensado e na pressão do condensador.

A Fig. (5.3) evidencia esta relação através de um gráfico comparativo das variáveis de processo de pressão absoluta do condensador e de temperatura ambiente apoiado em dados operacionais da UTE-LCP para o período compreendido da 0h00min do dia 24 de junho de 2014 a 0h00min do dia 1º de julho de 2014.

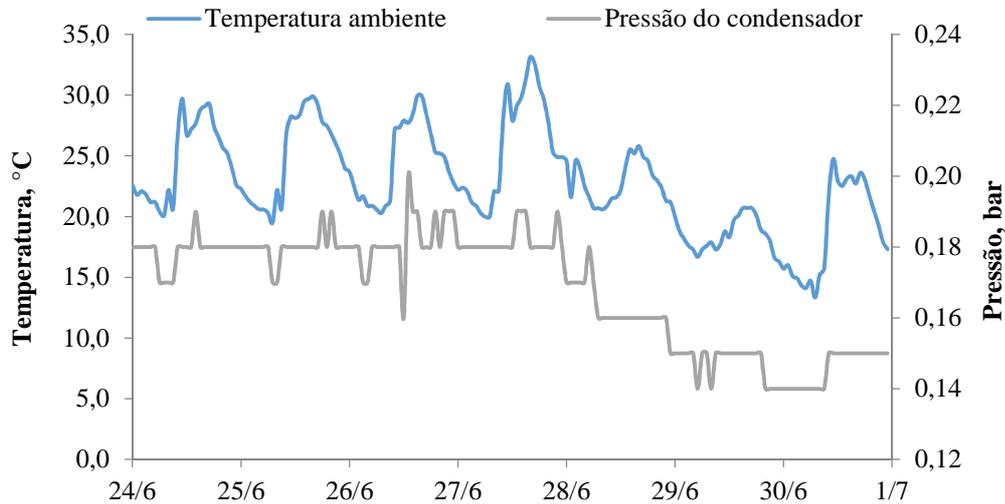


Figura 5.3 - Influência da temperatura ambiente na pressão do condensador.

Conforme apresentado na seção 3.3, a pressão do condensador interfere na eficiência do ciclo de vapor, conseqüentemente, na potência de geração do TGV, como demonstrado na Fig. (5.4) para o mesmo período de tempo da Fig. (5.3).

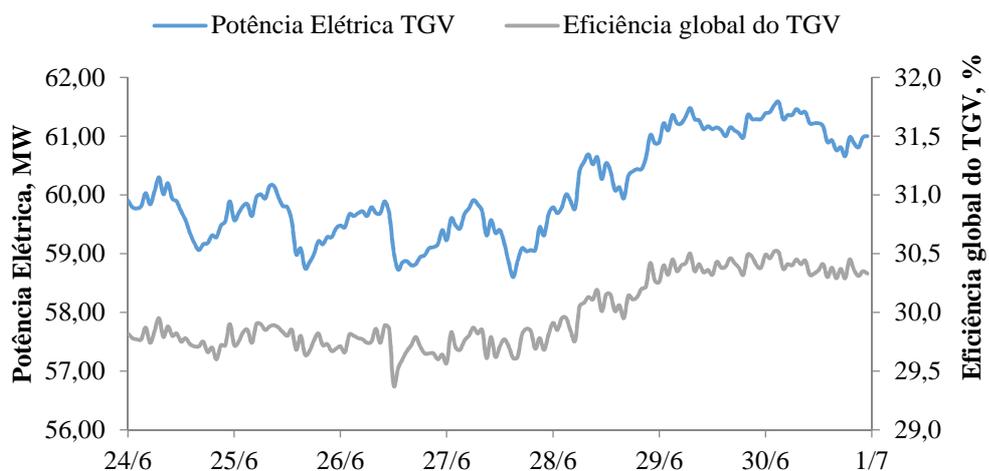


Figura 5.4 - Influência da eficiência global na potência elétrica bruta do TGV.

Em virtude dos aspectos aqui apresentados, pode-se afirmar que a temperatura ambiente é determinante na potência de geração da turbina a vapor e assim, na análise de

potência disponível no TGV para produção adicional de energia elétrica, através da integração de sistema solar térmico.

No histórico operacional analisado, a máxima potência de saída observada no TGV foi de 61,58 MW. Como mencionado na seção 4.2, a potência nominal do TGV é de 62,545 MW, assim a unidade possui disponibilidade mínima de 0,965 MW para produção adicional de eletricidade.

A partir das informações de potência disponíveis para a produção adicional de energia e de eficiência global do TGV, é possível determinar as características do campo solar para produção complementar de vapor superaquecido.

5.1 Teste do modelo de simulação do campo solar

Com o intuito de verificar o comportamento do modelo de concentração Fresnel linear implementado no software SAM, realizou-se uma análise comparativa dos resultados da simulação da mesma configuração de campo solar para três localidades diferentes. As simulações foram realizadas para a cidade de Três Lagoas e mais duas cidades brasileiras com características meteorológicas similares e com disponibilidade de arquivo com dados meteorológicos típicos.

A seleção das cidades baseou-se em dados de insolação total do INMET e mapas de irradiação solar direta média. As cidades escolhidas para esta análise foram Petrolina, no estado de Pernambuco, e Campo Grande, no estado de Mato Grosso do Sul. A fonte dos dados meteorológicos de ambas as cidades é o projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*).

Para a cidade de Três Lagoas utilizou-se dois arquivos meteorológicos típicos nas simulações, um obtido a partir do Meteonorm e o outro por meio do software Adasys.

O modelo de campo solar utilizado nestas simulações é o refletor Fresnel linear, com geração direta de vapor superaquecido, sem armazenamento térmico. A Fig. (5.5) apresenta um diagrama esquemático para melhor compreensão do método de integração do campo solar com o bloco de geração da UTE-LCP.

A água de alimentação do campo solar é proveniente da descarga das bombas de alimentação das caldeiras de recuperação, essas a jusante dos desaeradores, conforme representado na Fig. (5.5). O vapor superaquecido produzido no sistema de concentração Fresnel linear incorpora-se à vazão de vapor das caldeiras de recuperação, a montante da turbina a vapor.

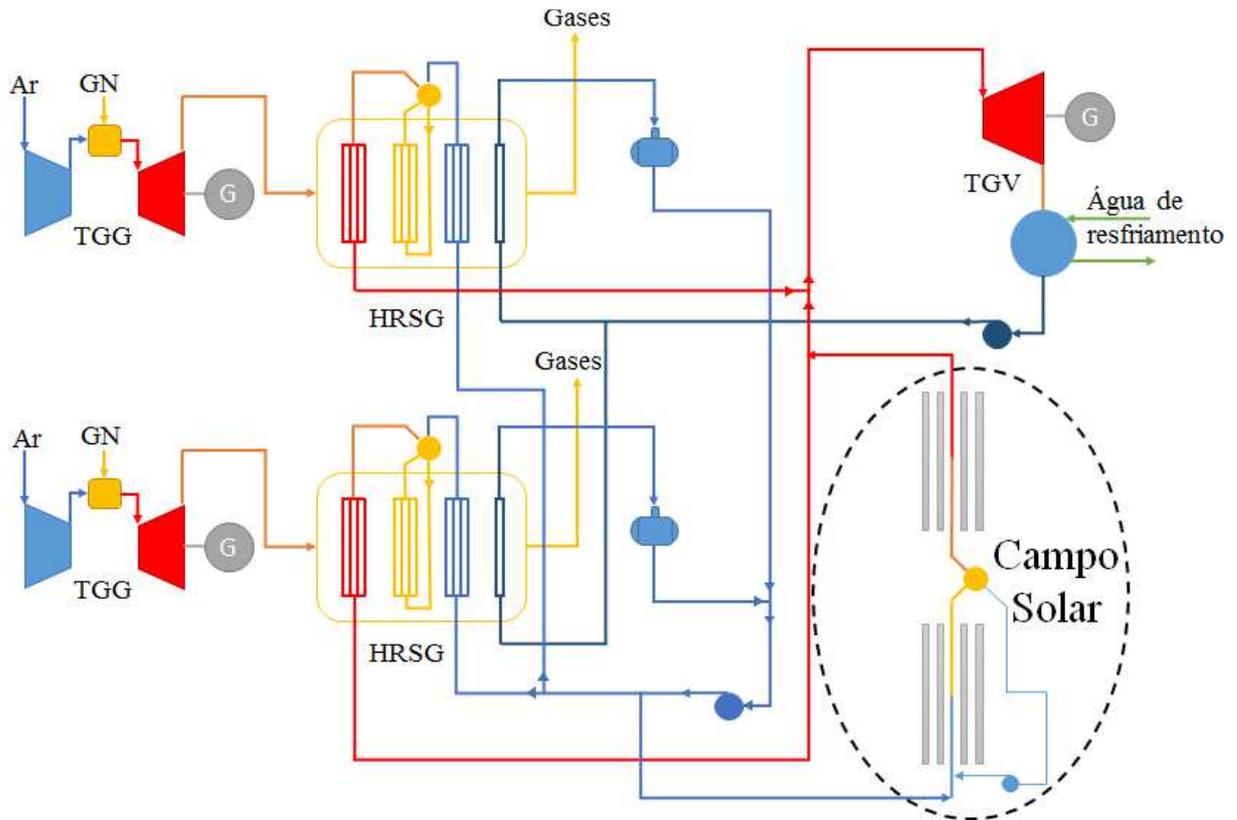


Figura 5.5 - Diagrama esquemático da Proposta 1.

A quantidade de módulos da seção de vaporização e da seção de superaquecimento foi determinada a partir de simulações, onde se identificou a melhor configuração de campo solar para produção adicional de vapor na temperatura especificada e para atender a potência elétrica disponível de uma turbina a vapor da UTE-LCP.

Os principais parâmetros utilizados nas simulações são detalhados na Tab. (5.1), onde a potência máxima do campo solar é calculada a partir da potência elétrica disponível no TGV e da eficiência global do TGV.

Tabela 5.1 - Principais parâmetros utilizados nas simulações.

Parâmetro	Valor
Potência elétrica disponível no TGV, MW	0,965
Eficiência global do TGV, %	29,6
Temperatura de entrada do campo solar, °C	100,0
Temperatura de saída do campo solar, °C	500,0
Pressão de entrada da turbina a vapor, bar	69,0
Potência máxima do campo solar, MW	3,26
Número de módulos na seção de vaporização	8
Número de módulos na seção de superaquecimento	3

Apoiado nos resultados das simulações, é possível realizar uma comparação do desempenho do sistema solar para as três cidades. A Fig. (5.6) apresenta a energia elétrica líquida produzida complementarmente no TGV para uma base mensal, onde observa-se que a produção de energia diminuiu no final do período úmido e no início do inverno em todas as cidades, quando a disponibilidade de irradiação direta incidente é menor.

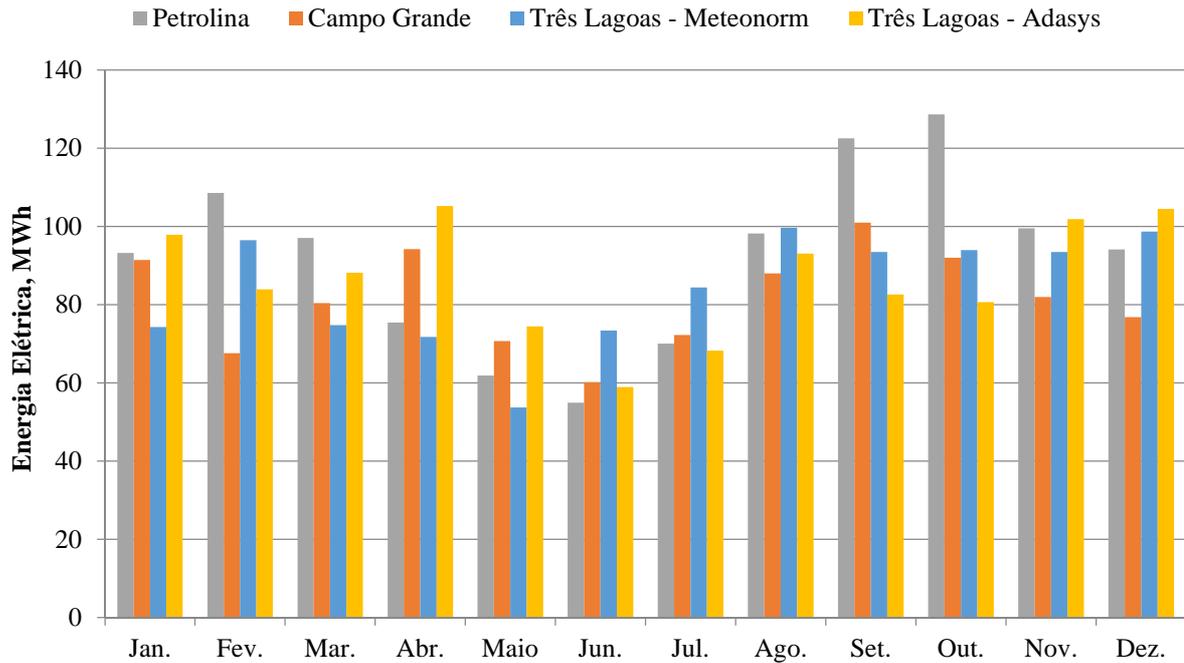


Figura 5.6 - Comparação de produção de energia elétrica líquida complementar.

Conforme esperado, Petrolina possui na média a maior geração de energia e Campo Grande, a menor. Isso deve-se a alguns fatores-chave, como a insolação total, o número de horas de operação do sistema solar e, principalmente, a variação de incidência de irradiação em cada localidade, como pode ser verificado na Tab. (5.2).

Tabela 5.2 - Comparativo dos resultados das simulações do sistema solar térmico.

Parâmetro	Petrolina	Campo Grande	Três Lagoas Meteonorm	Três Lagoas Adasys
Insolação anual, h	2.860,6	2.576,1	2.601,7	2.601,7
Irradiação direta normal média anual, kWhm ⁻²	1.833,7	1.785,0	1.783,5	1.670,3
Tempo de operação do sistema solar, h	2.221	2.071	1.913	2.111
Energia térmica produzida anualmente, MWh	3.902,1	3.471,2	3.577,8	3.684,2
Energia elétrica produzida anualmente, MWh	1.104,2	976,6	1.008,2	1.039,7
Fator de capacidade, %	14,16	12,59	12,98	13,37
Eficiência global de conversão, %	10,66	9,68	10,01	11,02

Observa-se que Campo Grande apresenta produção anual de energia térmica adicional de 3.471,2 MWh, valor 11% inferior ao sistema de Petrolina, o qual dispõe de produção complementar de 3.902,1 MWh.

O cálculo da produção de energia a partir dos dados meteorológicos de Três Lagoas apresentou valores intermediários às cidades de Petrolina e Campo Grande, sendo o dado obtido através do software Meteonorm 2,9% inferior ao dado do software Adasys. Pode-se considerar esta diferença pequena, já que o software Meteonorm indica uma incerteza de $\pm 13\%$ para o dado de irradiância direta.

Verifica-se também que a média anual da irradiação solar direta normal do TMY de Três Lagoas gerado a partir do Adasys é 6,3% menor do que o TMY do Meteonorm, porém o resultado energético da simulação do campo solar é compensado pela quantidade de horas de operação do sistema, que é 10,4% superior ao dado obtido pelo Adasys. Isso deve-se ao fato do dado obtido por meio do histórico da estação automática do INMET em Três Lagoas apresentar maior quantidade de horas de insolação, no entanto com valores de irradiação de pico inferiores ao arquivo meteorológico do Meteonorm.

Como a configuração de campo solar permaneceu inalterada nas quatro simulações realizadas, o fator de capacidade, que indica a proporção entre a produção efetiva da instalação e a sua capacidade máxima para um período especificado, acompanhou o desempenho térmico do sistema solar em cada localidade, demonstrando a dependência da viabilidade do empreendimento de concentração solar em localidades com alta disponibilidade de irradiação direta.

O sistema termosolar obteve, nas simulações realizadas, uma eficiência global de conversão de energia solar em eletricidade em conformidade com Kalogirou (2013), que aponta uma variação típica entre 9 a 11% de eficiência para projetos com concentração Fresnel linear.

Por meio dessa análise é possível afirmar que, tanto o modelo de campo solar implementado no SAM, quanto os dados meteorológicos para a cidade de Três Lagoas, apresentam estabilidade e conformidade com os resultados esperados, habilitando-os para a aplicação na avaliação de viabilidade das alternativas de integração solar térmica com a termelétrica Luís Carlos Prestes.

Nas seções a seguir, são apresentadas três propostas de integração solar térmica com a UTE-LCP e os respectivos resultados energéticos e econômicos. Todas as simulações das propostas de integração, realizadas no SAM, utilizaram o arquivo meteorológico típico do Meteonorm. Essa pode ser considerada uma medida conservadora, mas visa conferir maior

confiabilidade aos resultados, pois, nos testes realizados, o TMY cedido pela empresa Meteotest apresentou menor desempenho energético.

5.2 Proposta 1: Produção de vapor complementar para um bloco de geração

A Proposta 1 de integração solar é igual à utilizada no teste do modelo de simulação, apresentado na seção anterior, que consiste em um campo solar com capacidade para suprir a potência disponível do TGV de um bloco de geração da UTE-LCP, de forma que a soma das correntes de vapor das caldeiras de recuperação do bloco e do campo solar não ultrapasse a potência nominal de 62,545 MW da turbina a vapor. A Fig. (5.5) ilustra essa proposta de integração.

A potência elétrica disponível para produção complementar de energia elétrica é de 0,965 MW. Sendo a eficiência global do ciclo térmico igual a 29,6%, a potência térmica nominal do campo solar deve ser de até 3,26 MW, com pressão de saída do vapor superaquecido de 69,0 bar e temperatura de 500 °C.

Para atender essa demanda, são realizadas simulações com diferentes configurações de campo solar. As três configurações simuladas que melhor atendem à proposta de integração são apresentadas na Tab. (5.3), onde é possível verificar a produção anualizada de energia elétrica líquida adicional, o custo de investimento e o custo nivelado de energia elétrica.

Tabela 5.3 - Resultados das simulações da Proposta 1.

Parâmetro	A	B	C
Módulos do campo solar, un.	11	11	12
Módulos da seção de vaporização, un.	8	9	9
Módulos da seção de superaquecimento, un.	3	2	3
Potência nominal do campo solar, MW	3,147	3,147	3,433
Energia elétrica líquida anual, MWh	1.008,16	999,00	1.091,91
Tempo de operação do sistema solar, h	1.913	1.816	1.854
Fator de capacidade, %	12,98	12,97	12,94
Eficiência global de conversão, %	10,01	9,91	9,93
Custo do investimento, 10 ³ USD	1.129,92	1.129,92	1.232,64
LCOE, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	139,24	140,42	140,17

Destaca-se que, em consequência da estimativa de custos da tecnologia de concentração solar ser estrangeira e do regime de câmbio flutuante adotado pelo governo brasileiro, todos os cálculos de LCOE são realizados em dólar norte-americano (USD),

aplicando a metodologia de análise da IRENA (2015), apresentada na seção 4.4. Para tanto, são consideradas as seguintes hipóteses na avaliação econômica das três propostas de integração solar:

- a) período de recuperação do investimento de 20 anos, com base no prazo máximo de amortização aplicado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a financiamentos de empreendimentos de geração de energia solar (BNDES, 2015);
- b) custo médio ponderado do capital de 9,0%, com base na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) do BNDES, de 6,5% em julho de 2015, somada à remuneração básica e à taxa de intermediação financeira;
- c) custo de manutenção e operação do campo solar de 10 USD por MWh de energia elétrica produzida;
- d) disponibilidade da instalação termelétrica, ao longo do período de análise, de 95%;
- e) custo do uso da terra nulo, devido ao menor impacto financeiro.

A configuração A, que apresenta o menor LCOE, é formada por 11 módulos, onde 8 constituem a seção de vaporização e 3 a seção de superaquecimento. Como a superfície refletora primária de cada módulo LFR é de 513,6 m², o campo totaliza 5.649,6 m² de área de espelhos. De acordo com os dados da Novatec Solar, o custo de instalação deste campo solar é de 1.129.920 USD.

A energia elétrica líquida produzida adicionalmente para esta proposta é de 1.008,16 MWh anualmente, conduzindo um LCOE de 139,24 USD MW⁻¹h⁻¹, o que representa uma redução de 42,7% em relação ao LCOE de referência para energia solar térmica, apontado no estudo da EIA (2014).

Empregando uma taxa de câmbio de 3,10 BRL por USD (cotação em 02 julho de 2015), obtém-se um LCOE de 431,64 BRL MW⁻¹h⁻¹. Este valor representa um acréscimo de 50,6% sobre o maior CVU contratado da UTE-LCP, que é de 286,62 BRL MW⁻¹h⁻¹.

Para viabilizar a proposta de integração solar com o atual CVU da UTE-LCP, é necessário um LCOE de 92,46 USD MWh⁻¹, mantendo a taxa de câmbio em 3,10 BRL por USD.

A fim de igualar o LCOE da Proposta 1 nesse patamar, preservando as hipóteses da análise econômica, é imprescindível uma redução de 36,2% no custo de instalação do campo LFR, dos atuais 1.129.920 USD para 720.920 USD, indicando a necessidade de amadurecimento da tecnologia.

As configurações B e C possuem menos horas de operação ao longo do ano do que a configuração A, conseqüentemente, menor fator de capacidade e eficiência global de conversão, provocando um maior custo da energia.

A configuração C apresenta potência térmica de saída do campo solar maior que 3,26 MW em 95 horários, indicando que a capacidade do campo está sobredimensionada. A Fig. (5.7) retrata este comportamento através de um gráfico comparativo da potência térmica das configurações A e C para três dias consecutivos no mês de dezembro.

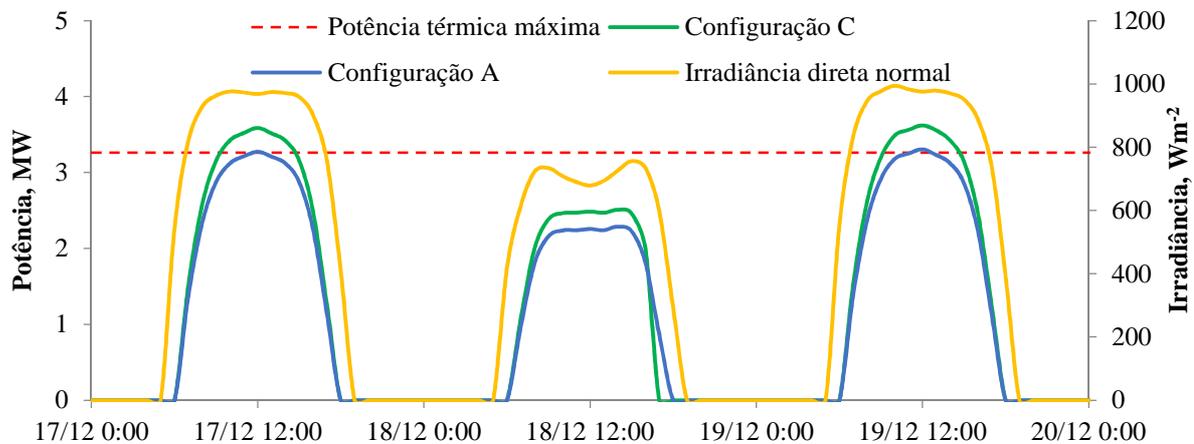


Figura 5.7 - Potência térmica de saída do campo solar.

Através da análise dos resultados das simulações, observa-se também que a configuração B possui baixa estabilidade na temperatura de saída campo solar, sendo essa menor que 500 °C, indicando a necessidade de mais um módulo na seção de superaquecimento.

5.3 Proposta 2: Produção de vapor complementar para ambos os blocos de geração

A Proposta 2 de integração solar térmica consiste em um campo solar com refletor Fresnel linear, geração direta de vapor, sem armazenamento térmico e com capacidade de produção de vapor superaquecido complementar para ambos os blocos de geração da Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes, conforme apresenta o diagrama esquemático na Fig. (5.8).

Considerando a potência elétrica disponível de 0,965 MW nos turbogeradores a vapor de ambos os blocos de geração, tem-se uma potência total para produção complementar de energia elétrica de 1,93 MW. Sendo a eficiência global do ciclo térmico a vapor igual a 29,6%, a potência térmica nominal do campo solar deve ser de até 6,52 MW. Já os parâmetros

de saída do vapor superaquecido permanecem os mesmo das simulações anteriores, 69,0 bar e 500 °C.

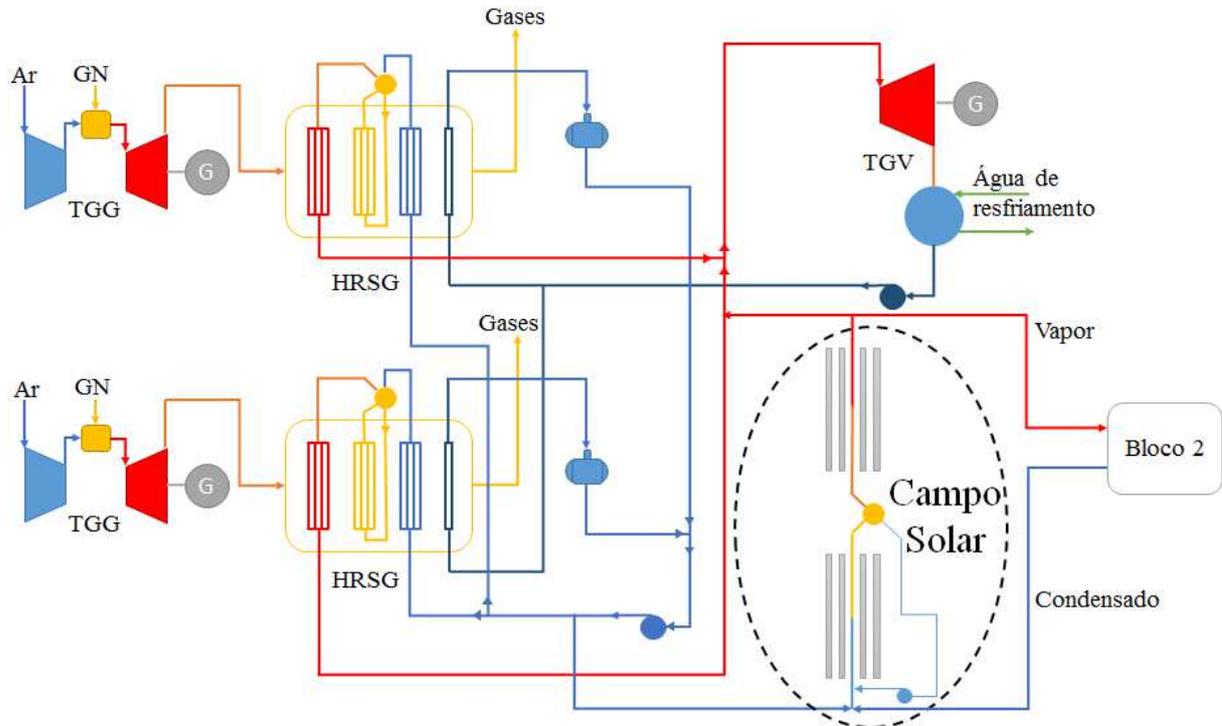


Figura 5.8 - Diagrama esquemático da Proposta 2.

Para atender esta demanda, são realizadas simulações com diferentes configurações de campo solar. A Tab. (5.4) apresenta as três configurações de campo solar de melhor desempenho, a produção anualizada de energia elétrica adicional, o custo de investimento e o respectivo LCOE, auxiliando na identificação da alternativa mais adequada.

Tabela 5.4 - Resultados das simulações da Proposta 2.

Parâmetro	D	E	F
Módulos do campo solar, un.	22	22	21
Módulos da seção de vaporização, un.	16	17	16
Módulos da seção de superaquecimento, un.	6	5	5
Potência nominal do campo solar, MW	6,293	6,293	6,010
Energia elétrica líquida anual, MWh	1.857,19	2.037,07	1.927,67
Tempo de operação do sistema solar, h	2.005	1.912	1.884
Fator de capacidade, %	12,91	13,11	13,03
Eficiência global de conversão, %	9,95	10,11	10,02
Custo do investimento, 10 ³ USD	2.259,84	2.259,84	2.157,12
LCOE, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	139,95	137,92	139,04

Conforme a Tab. (5.4), a configuração E apresentou o melhor desempenho energético e, conseqüentemente, o menor custo de energia da Proposta 2, porém, uma análise mais apurada dos resultados revela que a temperatura de saída do vapor do campo solar é menor que 500 °C em 510 horários, tornando a configuração E inviável do ponto de vista técnico, pois em 26,7% do tempo de operação do sistema solar a temperatura do vapor está abaixo do especificado, indicando que a quantidade de módulos LFR da seção de superaquecimento é insuficiente para superaquecer o vapor produzido nessa configuração.

Deste modo, pode-se concluir que a configuração F é a mais adequada para atender à Proposta 2 de integração solar, pois das alternativas viáveis é a que apresentou o menor custo da energia, inclusive menor que a configuração A da Proposta 1.

5.4 Proposta 3: Produção de vapor em substituição de uma caldeira de recuperação

A Proposta 3 de integração solar térmica constitui-se de um campo solar com refletor Fresnel linear, geração direta de vapor, sem armazenamento térmico e com capacidade de produção de vapor superaquecido em substituição à uma caldeira de recuperação de um bloco de geração da UTE-LCP.

O método de interligação é similar ao representado no diagrama esquemático da Fig. (5.8), porém, ao invés de somente produzir vapor suplementar para as turbinas a vapor, o campo solar supriria inteiramente a indisponibilidade de uma turbina a gás ou de uma caldeira de recuperação.

O objetivo desta proposta é conferir maior confiabilidade e modularidade à planta termelétrica, pois, em uma eventual indisponibilidade de uma das turbinas a gás ou de uma caldeira de recuperação de calor, a produção de energia elétrica pela turbina a vapor do bloco de geração correspondente poderia ser integralizada pelo campo solar, conforme a disponibilidade de irradiação direta.

Como já mencionado, a potência elétrica nominal do TGV é de 62,545 MW, assim, a potência a ser atendida por esta proposta é de 31,273 MW, conduzindo a uma potência térmica do campo solar de 105,65 MW.

Para satisfazer este pleito, são simuladas diferentes configurações de campo solar, onde as três de melhor desempenho são apresentadas na Tab. (5.5), juntamente com a produção anualizada de energia elétrica adicional, o custo de investimento e o respectivo LCOE, auxiliando na identificação da alternativa mais adequada.

Destaca-se que a configuração desta proposta prevê a instalação de fileiras de módulos coletores em paralelo, devido à maior potência térmica do campo. Conforme Novatec Solar (2014), pode-se dispor em série de 5 a 22 módulos em uma fileira de coletores LFR.

Tabela 5.5 - Resultados das simulações da Proposta 3.

Parâmetro	G	H	I
Quantidade de fileiras do campo solar, un.	17	17	17
Módulos do campo solar, un.	357	374	374
Módulos da seção de vaporização, un.	16	16	17
Módulos da seção de superaquecimento, un.	5	6	5
Potência nominal do campo solar, MW	102,125	106,988	106,988
Energia elétrica líquida anual, MWh	32.982,87	34.326,44	34.919,99
Tempo de operação do sistema solar, h	1.906	1.930	1.944
Fator de capacidade, %	12,91	12,98	13,19
Eficiência global de conversão, %	9,95	10,02	10,19
Custo do investimento, 10 ³ USD	36.671,04	38.417,28	38.417,28
LCOE, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	138,21	139,05	136,86

Verifica-se que a configuração I possui o menor custo nivelado da energia elétrica, porém, apresenta baixa estabilidade na temperatura de saída de vapor, por possuir 17 módulos na seção de vaporização e 5 na de superaquecimento. De modo similar à configuração E da Proposta 2, a temperatura de saída do vapor é menor que 500 °C em 581 horários, o que representa 29,9% do tempo de operação do sistema solar.

A alternativa que melhor atende à Proposta 3 de integração solar térmica é a configuração G, que possui LCOE de 138,21 USD MW⁻¹h⁻¹ e produção adicional de energia elétrica líquida anual de 32.982,87 MWh.

Contudo, o tempo de operação desta proposta está relacionado à indisponibilidade de alguma turbina a gás ou de uma caldeira de recuperação, o que não é desejado do ponto de vista econômico. Apesar de possuírem ciclos de manutenção programada que indisponibilizam esses equipamentos, podem ocorrer longos períodos em que todas as unidades geradoras estejam disponíveis, dispensando o uso da energia solar térmica, impactando diretamente no real custo nivelado de energia elétrica da Proposta 3.

5.5 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma ferramenta que indica a variação de um resultado a partir de alterações isoladas em variáveis de entrada do cálculo, com o objetivo de identificar o comportamento do projeto perante os diferentes cenários possíveis e, assim, verificar as potencialidades e as oportunidades de melhoria.

O cálculo de custo nivelado de energia elétrica considera hipóteses que, em virtude da natureza dinâmica da economia, das incertezas do futuro e da formação de preços de uma tecnologia ainda não madura, como no caso da solar térmica, podem variar fortemente em relação ao cenário preestabelecido.

Para identificação das variáveis que possuem maior influência e de que forma podem impactar na qualidade dos resultados, justifica-se uma análise de sensibilidade do LCOE.

A configuração A da Proposta 1 de integração solar térmica com a UTE-LCP foi selecionada para a realização da análise de sensibilidade, onde as seguintes variáveis foram testadas:

- a) período de recuperação do investimento: a variação baixa, de 16 anos, do período de recuperação do investimento é baseada no tempo máximo de amortização de algumas linhas de crédito do BNDES, bem como o tempo base de 20 anos foi selecionado apoiado na maior parte das linhas de crédito disponíveis no banco. Já a variação alta é fundamentada em EIA (2014), que indica 25 anos como período de amortização para projetos de energia renovável;
- b) custo médio ponderado do capital: a variação baixa de 7,5% é baseada em linhas de crédito para energias renováveis. Já o valor base de 9,0% é apoiado na TJLP mais as taxas associadas à intermediação financeira. A variação alta de 13,75% é baseada na taxa básica de juros da economia brasileira (taxa SELIC) de julho de 2015;
- c) custo de manutenção e operação do campo solar: tanto a variação baixa de 5 USD por MWh, quanto a variação alta de 15 USD por MWh de energia elétrica produzida são baseadas nos dados da IRENA (2015), a qual indica custo total de O&M para uma usina termosolar de 20 a 40 USD por MWh. Graças ao método de integração solar térmica proposto, deve-se considerar somente os custos de O&M referentes ao campo solar, assim, as estimativas utilizadas são inferiores as indicadas pela IRENA (2015);

- d) disponibilidade da instalação termelétrica ao longo do período: esse item considera o percentual de tempo em que o empreendimento solar e o ciclo térmico estão disponíveis para operação, excluindo o tempo em que algum dos equipamentos esteve parado, devido a falhas ou manutenções corretivas e preventivas. A variação baixa considerada para essa análise é de 90%, o valor base de 95% e a variação alta de 97% do tempo disponível;
- e) custo inicial de investimento: o valor base do custo do investimento é apoiado nos dados disponibilizados no software SAM, os quais, segundo a Novatec Solar, são estimativas de custo pessimistas realizadas para o mercado norte-americano. A empresa também afirma que, para estimativas de custos no Brasil, devem ser reduzidos esses valores por um fator de correção, porém, a empresa não aponta o fator que poderia ser aplicado. Para tanto, utilizou-se uma redução de 10% no custo de investimento na variação baixa e um incremento de 7% na variação alta, que é a taxa indicada pelo SAM para contingências de projeto;
- f) energia solar incidente: conforme já discutido, o arquivo meteorológico utilizado nas simulações é do Meteonorm, o qual indica uma incerteza de 13% nos dados de irradiância direta normal, mesmo fator aplicado nesta análise.

A partir dessas considerações, desenvolveu-se a análise de sensibilidade da configuração A da Proposta 1. Os resultados podem ser verificados na Tab. (5.6), que apresenta uma síntese das variáveis testadas e dos limites da variação baixa e alta aplicados. Pode-se observar que o LCOE é inversamente proporcional a algumas das variáveis estudadas. Como o caso da energia solar incidente, que, de acordo com o esperado, uma redução no valor médio da irradiação solar, resultou na elevação do LCOE.

Tabela 5.6 - Resultados da análise de sensibilidade.

Variável	Limites de variação			LCOE, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	
	Baixa	Base	Alta	Baixa	Alta
Custo médio ponderado do capital, %	7,50	9,00	13,75	125,73	185,56
Período de recuperação do investimento, ano	16	20	25	151,93	130,11
Custo do investimento, %	90	100	107	126,31	148,29
Custo de O&M, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	5	10	15	134,24	144,24
Energia solar Incidente, %	87	100	113	158,55	124,37
Disponibilidade total da planta, %	90	95	97	139,93	136,57

A fim de auxiliar na compreensão do comportamento da sensibilidade do LCOE às seis variáveis investigadas, um diagrama tornado é apresentado na Fig. (5.9), onde o preço base da energia para o projeto, de $139,24 \text{ USD MW}^{-1}\text{h}^{-1}$, é representado pela linha central. No diagrama tornado, que recebe esse nome graças à sua forma, as variáveis estão organizadas conforme o seu impacto no custo nivelado da energia elétrica do projeto.

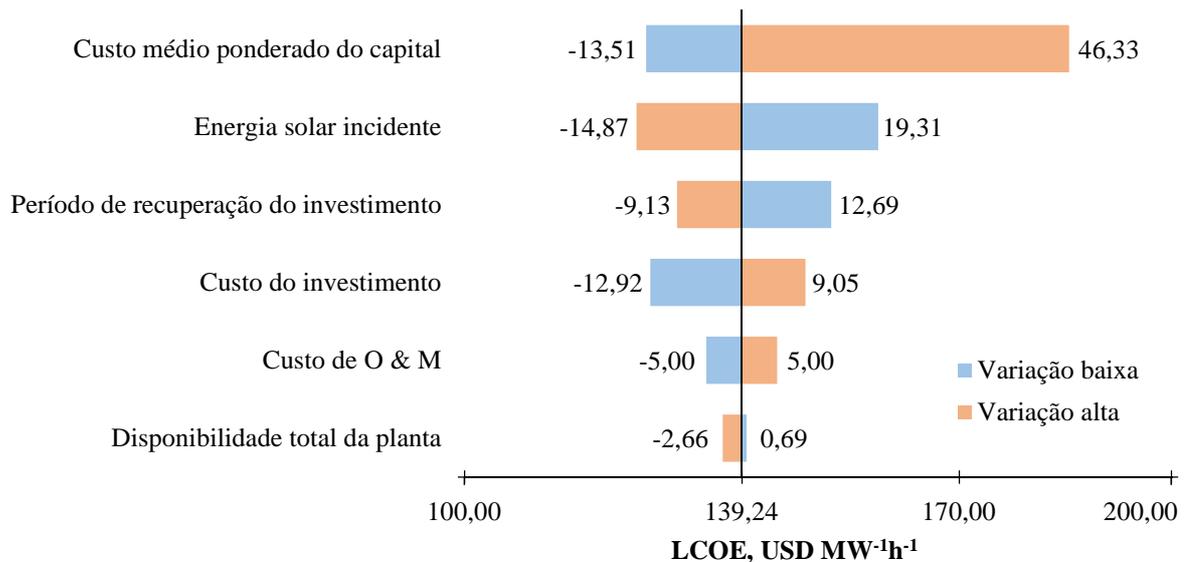


Figura 5.9 - Diagrama tornado da sensibilidade do LCOE.

Através da Fig. (5.9) é possível observar que o custo médio ponderado do capital apresenta o maior impacto no LCOE. Essa característica é atribuída ao caráter altamente dependente do capital da tecnologia solar, o que torna o custo financeiro do capital para construção do empreendimento decisivo no custo nivelado da energia elétrica e, conseqüentemente, na viabilidade econômica do projeto.

Observa-se que a energia solar incidente também apresenta grande impacto na determinação do LCOE, sendo assim, é desejável que o dado meteorológico que apoiará as estimativas de produção de energia possua alto grau de confiabilidade.

O período de recuperação do investimento e o custo do investimento apresentam variações menores, porém significativas, demonstrando a importância da composição da estrutura financeira do empreendimento, da tecnologia utilizada e do fornecedor.

Na Fig. (5.9) é possível verificar que o custo de operação e manutenção é integralmente transferido para o custo de energia, pois as variações de 5 USD por MWh no custo de O&M produziram a mesma variação no LCOE. Essa característica deve-se à

ocorrência do custo de O&M durante todo o período de operação do projeto, somado ao fato de esse custo ser mensurado por meio da mesma unidade de medida do LCOE.

As variações testadas para a disponibilidade da planta termelétrica produziram o menor impacto no custo da energia, indicando que pequenas alterações na disponibilidade do empreendimento não impactam tão decisivamente no LCOE quanto as outras variáveis.

Deve-se ressaltar que, em períodos de grande afluência e, conseqüentemente, disponibilidade de energia hidrelétrica, a geração termelétrica é dispensada pelo ONS, podendo a UTE-LCP ficar longos períodos desligada, inviabilizando a produção de energia do projeto de integração solar térmica e conseqüentemente anulando a receita para remuneração e amortização do investimento.

6 CONCLUSÕES

Em virtude dos aspectos apresentados, pode-se afirmar que a proposta de integração de energia solar térmica concentrada com a Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes possui algumas vantagens competitivas, dentre as quais destacam-se: geração direta de vapor superaquecido no campo solar, o que evita perdas exergéticas devido às sucessivas trocas térmicas entre diferentes fluidos de trabalho; menor investimento inicial por dispensar sistema de armazenamento de calor, que é um processo de alta complexidade técnica e utilização de estrutura física e organizacional de uma central termelétrica existente e operacional.

A Proposta 3 apresentou o menor custo nivelado da energia elétrica, que é de 138,21 USD MW⁻¹h⁻¹ para a configuração G do campo solar, seguida pela Proposta 2, onde a configuração F exibiu um custo da energia de 139,04 USD MW⁻¹h⁻¹ e, por fim, a configuração A da Proposta 1, com custo da energia de 139,24 USD MW⁻¹h⁻¹. Apesar da proximidade dos valores das alternativas, evidencia-se uma relação entre a envergadura do projeto e o LCOE. Como era esperado, projetos de maior capacidade apresentam melhor desempenho e menor LCOE.

Prognósticos do mercado de energia indicam que a matriz elétrica nacional apresentará uma crescente demanda por geração termelétrica nos anos vindouros, sobretudo se ocorrer uma retomada do crescimento da economia brasileira. Contudo, o investimento em um sistema solar térmico deve ser precedido de uma avaliação de longo prazo da probabilidade de despacho termelétrico da UTE-LCP. Apesar do projeto de integração solar apresentar baixa sensibilidade à disponibilidade da planta termelétrica nos testes realizados, longos períodos de geração nula da UTE-LCP podem impactar decisivamente no LCOE e, conseqüentemente, na viabilidade do projeto.

Nesse sentido, a Proposta 3 apresenta mais um fator agravante, pois além de ser suscetível ao tempo que a UTE-LCP é despachada pelo ONS, sua capacidade máxima somente é desfrutada em períodos que há indisponibilidade de uma das turbinas a gás ou das caldeiras de recuperação de calor.

Por meio da análise de sensibilidade é possível identificar que o custo médio ponderado do capital tem um impacto crítico sobre o LCOE, fato atribuído ao caráter de alta dependência dos recursos de capital da tecnologia de concentração solar térmica para geração elétrica e aos custos nulos com combustível.

Empregando uma taxa de câmbio de 3,10 BRL por USD obtém-se um LCOE de 431,64 BRL MW⁻¹h⁻¹ para a configuração A da Proposta 1, o que representa um acréscimo de 50,6% sobre o maior CVU contratado da UTE-LCP.

Sendo assim, pode-se afirmar que, na atual conjuntura econômica, a instalação do projeto de integração solar térmica é inviável, apesar da Proposta 1 possuir custo nivelado da energia elétrica 42,7% menor que o LCOE de referência para energia solar térmica apontado no estudo da EIA (2014).

O fator preponderante para esse resultado é a forte influência da taxa de câmbio no custo do empreendimento, em consequência da necessidade de importação da tecnologia de concentração solar, visto que não há empresas nacionais que produzam sistemas de CSP.

Preservando as hipóteses da análise econômica, observa-se a necessidade de redução de 36,2% no custo de instalação do campo solar, para viabilizar a proposta de integração solar. Por ser uma tecnologia relativamente nova e a exemplo de outras fontes de energia renovável, o sistema de concentração LFR pode alcançar essa redução de custo por meio do amadurecimento tecnológico e do ganho de escala.

Destaca-se que a análise econômica é realizada a partir da perspectiva de investidores privados e exclui o impacto financeiro de incentivos governamentais ou subsídios como créditos de carbono, que podem trazer oportunidades de redução do custo ao projeto.

Observa-se uma discrepância de até 23,4% entre os valores de irradiação direta normal média anual para o município de Três Lagoas, apontados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, que é de 2.181,73 kWhm⁻² em relação aos arquivos meteorológicos utilizados nas simulações, que possuem média anual de 1,783,5 kWhm⁻² no Meteonorm e 1.670,3 kWhm⁻² no Adasys.

Como destacado na análise de sensibilidade, as incertezas associadas aos dados meteorológicos comprometem a qualidade dos resultados e a viabilidade econômica do empreendimento, pois uma avaliação conservadora que utilize valores baixos de irradiação solar direta conduz a um LCOE elevado.

Verifica-se ainda outras duas possíveis fontes de erros. A primeira refere-se ao modelo de campo solar com concentração LFR implementado no SAM, pois, apesar de apoiado em estudos prévios, os resultados das simulações não foram comparados com dados experimentais. A segunda fonte de erro é pertinente às hipóteses realizadas na avaliação econômica, pois podem não refletir a realidade em virtude da dinâmica do mercado, ainda que cuidadosamente selecionadas.

Sugere-se como trabalhos futuros a análise de integração solar térmica com tecnologia de concentração de calha parabólica e o estudo de viabilidade de utilização de armazenamento térmico em conjunto com a usina termelétrica. Sugere-se também expandir o conceito de integração de energia solar concentrada para geração de vapor de processo em outros ramos da indústria, como produção de petróleo *onshore*, refino e indústria de transformação em geral, que estejam instaladas em localidades com grande disponibilidade de irradiação solar direta.

Contudo, apesar de atualmente não ser viável economicamente, a metodologia de integração solar apresentada neste estudo pode contribuir para a inserção da fonte heliotérmica concentrada na matriz elétrica brasileira em médio prazo, viabilizando o desenvolvimento do mercado de CSP e o aperfeiçoamento do quadro técnico na área. A grande virtude dessa proposta é dispensar o investimento em um bloco de geração termelétrica como em outras centrais termosolares. Essa característica permitiu uma redução significativa no LCOE em relação às estimativas de custo de energia em usinas CSP.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração (BIG):** Capacidade de geração do Brasil. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 08 jan. 2015.
- BARLEV, David; VIDU, Ruxandra; STROEVE, Pieter. Innovation in concentrated solar power. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 10, p. 2703-2725, 2011.
- BENZ, Nikolaus. et al. **Development of receivers for the DSG process.** Germany, 2006. Disponível em: <<http://elib.dlr.de/44051/1/A2-S6-ECK.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2013.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **Energia - Geração de vapor e energia renovável.** Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_vapor_renovavel.html>. Acesso em: 9 jul. 2015.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Info leilão.** São Paulo, n. 9, 6º leilão de energia de reserva, p. 1-13, 31 out. 2014.
- ÇENGEL, Yunus A.; BOLES, Michael A. **Termodinâmica.** 7. ed. Porto Alegre, RS: McGraw-Hill, 2013. xxviii.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Pesquisadores do Cepel visitam Petrolina (PE) para dar andamento a projeto Helioterm.** Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://sites.cepel.br/cepel_noticias/noticia.php?id=415>. Acesso em: 30 jul. 2014.
- COCO ENRIQUEZ, Luis; MUÑOZ ANTÓN, Javier; MARTÍNEZ-VAL, Jose Maria. **SolarPaces 2013:** Innovations on direct steam generation in linear fresnel collectors. 2013.
- DESIDERI, Umberto. Fundamentals of gas turbine cycles: thermodynamics, efficiency and specific power. In: JANSOHN, Peter (Ed.). **Modern gas turbine systems:** High efficiency, low emission, fuel flexible power generation. Elsevier, Cap. 3, p. 44-85, 2013.
- DRURY, Easan et al. Solar Energy Technologies. In: NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Renewable electricity futures study.** Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2012. Vol. 2, Cap. 10, p. 10-1 - 10-60.
- DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar engineering of thermal processes.** 4rd. ed. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço energético nacional 2014:** ano base 2013. Rio de Janeiro, 2014.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica DEA 28/13:** projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2014-2023). Rio de Janeiro, 2013.

GEOMODEL SOLAR. **SolarGIS: Direct Normal Irradiation (DNI)**. Bratislava, Eslováquia, 2014. Disponível em: <http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/dni/SolarGIS-Solar-map-DNI-Brazil-en.png>. Acesso em: 20 nov. 2014.

GÜNTHER, Matthias. **Advanced CSP teaching materials** - Chapter 6: Linear Fresnel technology. Germany, 2011.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Nota técnica N°. 001/2011: Rede de estações meteorológicas automáticas do INMET**. Brasília, 2011.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate change 2014: Synthesis report**. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable power generation costs in 2012: An overview**. Germany: IRENA, 2013.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable power generation costs in 2014**. Germany: IRENA, 2015.

KALOGIROU, Soteris A. **Solar energy engineering: processes and systems**. 2nd. Ed. Academic Press, 2013.

LOVEGROVE, Keith; STEIN, Wes (Ed.). **Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications**. Elsevier, 2012.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Energia solar para produção de eletricidade**. São Paulo: Artliber, 2012.

LIN, Meng et al. Experimental and theoretical analysis on a linear Fresnel reflector solar collector prototype with V-shaped cavity receiver. **Applied Thermal Engineering**, v. 51, n. 1, p. 963-972, Mar. 2013.

MACAGNAN, Mario H. **Introdução à radiação solar**. São Leopoldo, 2010. Apostilada da disciplina de Energia solar térmica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (Unisinos).

MONTES, María J. et al. A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power. **Energy**, v. 73, p. 192-203, Aug. 2014.

MORIN, Gabriel et al. Comparison of linear Fresnel and parabolic trough collector power plants. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 1-12, 2012.

MILLS, David. Advances in solar thermal electricity technology. **Solar Energy**, v. 76, n. 1-3, p. 19-31, Jan. 2004.

MILLS, David; MORRISON, Graham. L. Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants. **Solar Energy**, v. 68, n. 3, p. 263-283, Mar. 2000.

NOVATEC SOLAR. **Concentrated solar power by Novatec solar**. Germany, 2014. Disponível em: <http://novatecsolar.com/files/mne1405_broschure_novatec_solar.pdf>. Acesso em: 20 set. 2014.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **System Advisor Model: Version 2014.1.14 (SAM 2014.1.14): User Documentation**. Golden, USA, 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Programa mensal de operação eletroenergética para o mês de dezembro: Sumário executivo**. Rio de Janeiro, 2014.

PAVLOVIC, Tomislav M. et al. A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 16, n. 6, p. 3891–3902, Aug. 2012.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna de; RÜTHER, Ricardo. **Atlas brasileiro de energia solar** = Brazilian atlas of solar energy. 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PITZ-PAAL, Robert. Solar Energy - Concentrating solar power. In: LETCHER, Trevor M. (Ed.). **Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet**. Elsevier, Cap. 19, p. 405-431, 2014.

SOUZA, Glauber Kiss de. **ADASYS: Um software livre para processamento de dados meteorológicos**. São Leopoldo, 2015. Trabalho de Conclusão de Curso Superior em Engenharia da Computação, da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (Unisinos).

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2014**. Washington, D.C., 2014.

WAGNER, Michael J.; ZHU, Guangdong. A direct-steam linear Fresnel performance model for NREL's system advisor model. In: **ASME 2012 6th International conference on energy sustainability collocated with the ASME 2012 10th International conference on fuel cell science, engineering and technology**. American Society of Mechanical Engineers, p. 459-468, 2012.

ZHU, Guangdong. et al. History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. **Solar Energy**, v. 103, n. 3, p. 639–652, Jul. 2013.