

RESSALVA

Atendendo a solicitação do autor, este
arquivo será disponibilizado somente a
partir de
01/03/2024.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

BERNARDO BERGANTINI BOTAMEDE

**INTEGRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA POR CONCENTRADORES DO
TIPO CALHA PARABÓLICA COM UMA USINA TERMELÉTRICA OPERANDO
EM CICLO COMBINADO**

Ilha Solteira

2023

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

BERNARDO BERGANTINI BOTAMEDE

**INTEGRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA POR CONCENTRADORES DO
TIPO CALHA PARABÓLICA COM UMA USINA TERMELÉTRICA OPERANDO
EM CICLO COMBINADO**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de Mestre
em Engenharia Mecânica.

Área de Conhecimento: Ciências Térmicas.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Oliveira
Salviano

Ilha Solteira

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- B748i Botamede, Bernardo Bergantini.
Integração da energia solar térmica por concentradores do tipo calha parabólica com uma usina termelétrica operando em ciclo combinado / Bernardo Bergantini Botamede. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
146 f. : il.
- Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Ciências Térmicas, 2023
- Orientador: Leandro Oliveira Salviano
Inclui bibliografia
1. Modelagem termodinâmica. 2. Energia solar concentrada. 3. Coletor de calha parabólica. 4. Planta termelétrica. 5. Ciclo combinado integrado a solar. 6. Open Modelica.

Raiane da Silva Santos
Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Setor Técnico de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/3 - 9999

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Integração da energia solar térmica por concentradores do tipo calha parabólica com uma usina termelétrica operando em ciclo combinado

AUTOR: BERNARDO BERGANTINI BOTAMEDE
ORIENTADOR: LEANDRO OLIVEIRA SALVIANO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica,
área: Ciências Térmicas pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. LEANDRO OLIVEIRA SALVIANO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. JOSE LUIZ GASCHE (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. MARCELO MODESTO DA SILVA (Participação Virtual)
UFABC



Documento assinado digitalmente
MARCELO MODESTO DA SILVA
Data: 03/03/2023 07:43:31-0300
Verifique em <https://verificador.itb.br>

Ilha Solteira, 01 de março de 2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me incentivaram a seguir com este projeto de mestrado, em especial à minha esposa Denise, à Bettina e aos meus pais Renata e José Carlos. Vosso apoio foi fundamental para iniciar a pós-graduação e superar cada desafio.

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Leandro Oliveira Salviano, pelo suporte e direcionamento dado em todas as etapas deste projeto, por sua presteza e disposição, sempre atuando de forma célere e pragmática.

Aos demais Professores do curso de pós-graduação, pelas disciplinas ministradas e conhecimentos transmitidos, e aos que se disponibilizaram a participar e contribuir em cada etapa de aprovação e qualificação deste trabalho.

Meus agradecimentos à empresa e à Usina Termelétrica por disponibilizar os dados necessários para desenvolvimento deste estudo.

Por fim, agradeço aos meus colegas de trabalho: Leonardo Leucas, Leandro Schiara, Renato Barella e Flávio Altino, que me incentivaram a seguir com o mestrado e a ter como meta a qualificação e a excelência profissional, e pelos anos de convivência e aprendizado.

RESUMO

A energia solar térmica é atualmente usada para a geração de energia como uma fonte confiável e livre de carbono em muitos países. Infelizmente, não existe este tipo de projeto comercial em operação no Brasil, embora se verifique um grande potencial solar. Nesse contexto, uma estratégia de transição é o desenvolvimento de uma usina solar híbrida que possa ser aplicada nas atuais usinas termelétricas. Desta forma, o presente trabalho investiga algumas alternativas de *layout* para o acoplamento de uma usina solar térmica com uma usina em operação de ciclo combinado (ciclo Brayton e Rankine) localizada na região centro-oeste do Brasil. Um sistema com coletor solar de calha parabólica foi selecionado para este estudo, considerando óleo sintético e sal fundido como fluidos de transferência de calor (HTF) na planta solar e água como fluido de trabalho no ciclo de potência. A modelagem termodinâmica e os modelos matemáticos foram desenvolvidos no *software* de código aberto OpenModelica. A modelagem termodinâmica da configuração atual da usina termelétrica foi validada através de dados operacionais reais cedidos por empresa privada. A usina solar térmica com concentrador solar com armazenamento térmico foi modelada e validada através do *software* de referência *System Advisor Model* (SAM) do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Uma proposta de acoplamento da usina solar com armazenamento térmico foi feita através da caldeira de recuperação de calor (HRSG), considerando seis layouts com óleo sintético e seis layouts com sal fundido como fluido de trabalho na planta solar, nos quais a usina solar é usada para pré-aquecer a água, evaporar o vapor, superaquecer o vapor ou em uma combinação destes processos em paralelo com a caldeira. Dados horários de um ano meteorológico típico (TMY) foram utilizados como dados de entrada para cada simulação. Os resultados mostraram que os *layouts* que utilizam a energia solar para superaquecimento do vapor saturado apresentaram o melhor desempenho termodinâmico, com eficiência de conversão da energia solar para a elétrica de até 32,3%, e aumento de 1,5% na potência bruta média diária da turbina a vapor, em condições nominais de irradiação solar (DNI). Em uma base anual, a planta híbrida com o campo solar de 13.080 m² tem o potencial de evitar o consumo de combustível fóssil em até 34.410 MMBtu, representando até 1.997 ton CO₂ de redução de emissões e até US\$ 458.682,00 de economia de custos de combustível.

Palavras-chave: modelagem termodinâmica; energia solar concentrada; coletor de calha parabólica; planta termelétrica; ciclo combinado integrado a solar; open Modelica.

ABSTRACT

Solar Thermal Energy is currently used for power generation as a reliable carbon-free source in many countries. Unfortunately, there is no such commercial project under operation in Brazil, although large solar potential is identified. In this context, a transition strategy is to develop a hybrid solar plant which can be applied in current thermoelectric power plants. Therefore, the present work investigates some layout alternatives for coupling solar thermal plant with an operational plant base on combined cycle (Brayton and Rankine cycle) located in Brazil. A parabolic trough collector was selected for this study, as the most consolidated concentrated solar power (CSP) technology, considering either synthetic oil or solar salt as heat transfer fluid (HTF) and water as power block working fluid. Thermodynamic modeling and additional mathematical models were developed on the open-source software OpenModelica. The thermodynamic modeling of the current power plant model was validated through real operating data, provided by private company. The solar thermal plant with solar concentrator with thermal storage was modeled and validated using the reference software System Advisor Model (SAM) from National Renewable Energy Laboratory (NREL). A proposal for a combined solar power plant with thermal storage was made through the Heat Recovery Steam Generator (HRSG), considering six layouts with synthetic oil and six layouts with molten salt as working fluid in the solar field, where the solar plant is used either to preheat water, to evaporate steam, to superheat steam, or a combination of these processes in parallel with the HRSG. Hourly data from a Typical Meteorological Year (TMY) was used as input on each simulation. The results showed that layouts using solar energy to superheat the saturated steam presented the best thermodynamic performance, with an efficiency of conversion from solar to electric energy up to 32.3%, and an increase of 1.5% in the average steam turbine gross power, under nominal solar irradiation conditions (DNI). On an annual basis, the hybrid plant with the 13,080 m² solar field has the potential to avoid up to 34,410 MMBtu fossil fuel consumption, representing 1,997 ton CO₂ of emissions reduction and up to US\$ 458,682.52 in fuel cost savings.

Keywords: thermodynamic modeling; Concentrated Solar Power (CSP). parabolic trough collector; power plant; Integrated Solar Combined Cycle (ISCC); open Modelica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Projetos com energia solar concentrada ao redor do mundo.....	15
Figura 2 – Principais tecnologias de energia solar concentrada.	16
Figura 3 – Distribuição de empreendimentos CSP por tipo de tecnologia.....	17
Figura 4 - Irradiação solar direta média anual no Brasil.	18
Figura 5 – Exemplo de uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão e reaquecimento de vapor.....	20
Figura 6 - Exemplo de uma planta solar híbrida operando em ciclo combinado.	20
Figura 7 - Fluxograma da planta solar elaborada com base na planta Andasol II.....	21
Figura 8 - Exemplo típico de coletores solares de calha parabólica.....	22
Figura 9 - Exemplo de integração da energia solar nos ciclos Brayton e Rankine em plantas de ciclo combinado.....	26
Figura 10 – Exemplo de uma planta ISCC típica em Kuraymat, Egito.....	27
Figura 11 – Esquema de integração da energia solar concentrada à planta de ciclo combinado.	28
Figura 12 - Interligação da planta solar no nível de pressão intermediária.	29
Figura 13 - Interligação da planta solar no nível de alta pressão.	29
Figura 14 - Layouts de integração da planta solar com o ciclo combinado: a) em paralelo ao evaporador, b) em paralelo ao evaporador e ao superaquecedor, c) em paralelo ao economizador, evaporador e superaquecedor.....	33
Figura 15 – Diagrama de fluxo da planta solar integrada à planta termelétrica.	35
Figura 16 - Layout geral da planta termelétrica de referência.....	40
Figura 17 - Diagrama de blocos da planta elaborada no OpenModelica e condições de contorno.....	43
Figura 18 - Detalhes do modelo da caldeira implementado no OpenModelica.	54
Figura 19 - Fluxograma da planta solar utilizada para validação dos modelos matemáticos. .	58
Figura 20 - Fluxograma da planta solar a ser acoplada na planta termelétrica.	59
Figura 21 - Fluxograma da planta solar, com detalhe dos modos de transferência de calor nos coletores.....	61
Figura 22 - Imagem de satélite do campo solar na configuração “H”, com destaque em amarelo para os headers.....	63
Figura 23 – Layout da planta de referência e seções das tubulações.	63

Figura 24 - transferência de calor entre os componentes do tubo coletor	65
Figura 25 - Discretização unidimensional do tubo coletor.....	67
Figura 26 - Ângulos de posição solar.	73
Figura 27 - Fluxos de radiação direta normal e radiação disponível no plano de abertura com os coletores orientados na direção norte-sul e na direção leste-oeste.....	74
Figura 28 - Ângulo de incidência.	75
Figura 29 - Ilustração do efeito de sombreamento entre fileiras adjacentes.	76
Figura 30 - Efeito de redução da área útil do espelho, devido a perdas nas extremidades.	78
Figura 31. Exemplo dos modos operacionais ao longo de um dia típico.	83
Figura 32 – Principais cargas de consumo na planta Andasol 3.	89
Figura 33 – Pontos de interligação para os layouts #1-OS/MS e #2-OS/MS.....	93
Figura 34 - Pontos de interligação para o layout #3-OS.	93
Figura 35 - Pontos de interligação para o layout #3-MS.....	94
Figura 36 - Pontos de interligação para os layouts #4-OS e #6-OS.	94
Figura 37 - Pontos de interligação para os layouts #4-SF e #6-SF.....	95
Figura 38 - Pontos de interligação para os layouts #5-OS/SF.....	95
Figura 39 - Perfis mensais da radiação solar direta.	101
Figura 40 - Radiação solar direta (DNI) e corrigida pelo ângulo de incidência ao longo do ano.	102
Figura 41 - Radiação solar direta em janeiro (TMY), destaque para os dias considerados na etapa de validação.....	103
Figura 42 – Perfil anual de temperatura e velocidade do vento.	103
Figura 43 - Perfis de temperatura na caldeira de recuperação de calor no lado água e no lado gás, valores obtidos no OpenModelica em relação aos dados de referência da planta.	106
Figura 44 - Perdas térmicas e a potência do campo solar no dia 15 de janeiro.....	108
Figura 45 - Perdas térmicas e a potência do campo solar no dia 19 de janeiro.....	109
Figura 46 - Perdas térmicas e a potência do campo solar no dia 21 de janeiro.....	109
Figura 47 - Potência térmica do campo solar nos dias 6 a 14 de janeiro.....	110
Figura 48 - Temperaturas de entrada e de saída do campo solar no dia 15 de janeiro.....	111
Figura 49 - Temperaturas de entrada e de saída do campo solar no dia 19 de janeiro.....	111
Figura 50 - Temperaturas de entrada e de saída do campo solar no dia 21 de janeiro.....	112
Figura 51 - Comparação das temperaturas de entrada do bloco de potência obtidas no Modelica (linha sólida) e SAM (linha tracejada), nos dias 20 e 21 de janeiro.....	113
Figura 52 - Potências bruta do bloco de geração e líquida da planta no dia 15 de janeiro.....	114

Figura 53 - Potências bruta do bloco de geração e líquida da planta no dia 19 de janeiro.....	114
Figura 54 - Potências bruta do bloco de geração e líquida da planta no dia 21 de janeiro.....	115
Figura 55 – Valores de geração líquida mensal da planta obtidas pelo Modelica e SAM.	115
Figura 56: comparação entre a energia adicional gerada em cada layout.	117
Figura 57 – Distribuição das irreversibilidades por tipo de componente da planta base.	121
Figura 58 – Diagrama de fluxo de exergia na planta base.....	122
Figura 59 – Fluxos de energia e exergia na planta solar.	125
Figura 60 – Fluxograma da planta base com os pontos de controle.....	126
Figura 61 – Eficiência da caldeira de recuperação.	128
Figura 62 – Potência elétrica bruta da turbina a vapor.	129
Figura 63 – Média mensal da irradiação solar direta e temperatura ambiente na localidade de referência.	131
Figura 64 – Energia incremental e eficiência do campo solar para o layout #6-OS.	131
Figura 65 – Diagrama de blocos para a planta híbrida.	147

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de referência.....	43
Tabela 2 – principais parâmetros de projeto e de operação das turbinas a gás	51
Tabela 3 – parâmetros para modelagem da turbina a vapor	52
Tabela 4 - Parâmetros principais da caldeira de recuperação de calor	54
Tabela 5 – Cálculo das tubulações de distribuição.....	64
Tabela 6 - Parâmetros dos tubos receptores	72
Tabela 7 - Parâmetros utilizados na modelagem ótica dos coletores.	77
Tabela 8 - Configurações atribuídas ao campo solar e ao ciclo vapor.	82
Tabela 9 - Resumo das equações para cada modo de operação.	85
Tabela 10 - Resumo dos parâmetros do tanque de armazenamento e bloco de controle	85
Tabela 11 - Resumo das perdas parasitárias típicas da planta solar e valores nominais.	89
Tabela 12 - Parâmetros principais da planta solar.....	92
Tabela 13 - Resumo dos layouts e pontos de interligação.....	92
Tabela 14 – Temperaturas e vazões nas entradas e saídas dos permutadores da planta solar..	96
Tabela 15 - Comparação dos resultados obtidos no OpenModelica e dados de referência da planta.	104
Tabela 16 - Efeito das hipóteses adotadas no modelo em relação à condição dos equipamentos instalados.	106
Tabela 17 – Consumo e geração total de energia no dia 15-janeiro.....	116
Tabela 18 - Principais indicadores de desempenho das plantas híbridas.	118
Tabela 19 – Eficiência energética da planta solar	119
Tabela 20 – Eficiência exergética média para o dia 15 de janeiro.	123
Tabela 21 – Irreversibilidade as 12h00 do dia 15 de janeiro para os subsistemas principais	124
Tabela 22 - Parâmetros avaliados com as plantas em regime permanente as 12h00.	126
Tabela 23 – Resultados mensais obtidos com o layout #6-OS.....	132
Tabela 24 - resumo dos principais modelos utilizados e alterações.	146

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIACÕES

Símbolos Latinos

A	Área, m ²
C_p	Calor específico a pressão constante, kJ/kg.K
D	Diâmetro, m
dt	Derivada temporal, s ⁻¹
E	Energia, KJ
e_x	Exergia específica, kJ/kg
$\dot{E}_x$	Taxa de transferência de exergia, kW
f	Fator de atrito
F_{int}	Fator de interceptação
g	Aceleração da gravidade, m/s ²
h	Entalpia específica, kJ/kg
$\dot{I}_{rr}$	Taxa de geração de irreversibilidade, kW
k	Condutividade térmica, W/m.K
L	Comprimento, m
$\dot{m}$	Vazão mássica, kg/s
M	Massa molar, kg
$\dot{Q}$	Taxa de transferência de calor, kW
s	Entropia específica, kJ/kg.K
T	Temperatura, °C
U	Coeficiente de transferência de calor, W/m ² .K
V	Volume, m ³
$\dot{W}$	Potência elétrica ou taxa de transferência de trabalho, kW
z	Nível, m
Z	Parâmetro geométrico de aletas

Símbolos Gregos

α	Absortividade
α_{sun}	Ângulo de declinação solar
β	Ângulo de declive do coletor
β_{col}	Ângulo de rastreamento do coletor
γ	Ângulo azimutal
δ	Ângulo de hora solar
ΔT	Diferença de temperatura, °C
ε	Emissividade
η	Eficiência
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo de zênite solar
ξ_{ch}	Exergia química, kJ/kg
ρ	Massa específica, kg/m ³
ρ_{esp}	Refletividade do espelho (coletor solar)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
τ	Transmissividade
φ	Fluxo de potência térmica, kW/m ²
φ_{sun}	Intensidade da irradiação solar, kW/m ²
X	Fração mássica

Subscritos

0	Estado de referência para cálculo da entropia
abs	Absorvedor
amb	Ambiente
b	Bomba centrífuga
brt	Bruto (relativo à potência)
cns	Corpo negro do sol (temperatura de referência para cálculo de exergia)
col	Coletor
cham	Chaminé
comb	Combustível

cond	Condução
conv	Convecção
cp	Compressor
ctg	Conjunto turbogerador
de	Desaerador
e	Entrada
ele	Elétrico
env	Envelope de vidro (coletor)
gn	Gás natural
gv	Gerador de vapor
incr	Incremental
int	Interno
is	Referente ao estado isentrópico
la	Lado água (lado interno ao tubo da caldeira)
lg	Lado gás de combustão (lado externo ao tubo da caldeira)
liq	Líquida (relativo à potência líquida)
mec	Mecânico
nom	Nominal
nom	Nominal
par	Parasitário (relativo a cargas elétricas de consumo da planta)
proj	Ponto de projeto
rad	Irradiação
rc	Recirculação
rec	Tubo receptor
ref	Referência
resf	Resfriamento
s	Saída
spt	Suporte (do coletor solar)
sun	Solar
ter	Térmico
vbp	Vapor de baixa pressão
vc	Volume de controle

Abreviações

BC	Bomba de condensado
BP	Bloco de potência
CS	Campo Solar
CSP	Concentrated solar power
DNI	Direct Normal Irradiance
ECO	Economizador
EVA	Evaporador
HRSG	Heat recovery steam generator
HTF	Heat transfer fluid
IAM	Incidence angle modifier
ISCC	Integrated solar combined cycle
LHV	Lower Heating Value
LTE	Low temperature economizer
NGCC	Natural gas combined cycle
OS	Óleo sintético
PTC	Parabolic trough collector
SAM	System Advisor Model
SF	Sal fundido
SUP	Superaquecedor
TES	Thermal Storage System
TG	Turbina a gás
TMY	Typical Meteorological Year
TV	Turbina a vapor
UTE	Usina Termoelétrica

SUMÁRIO

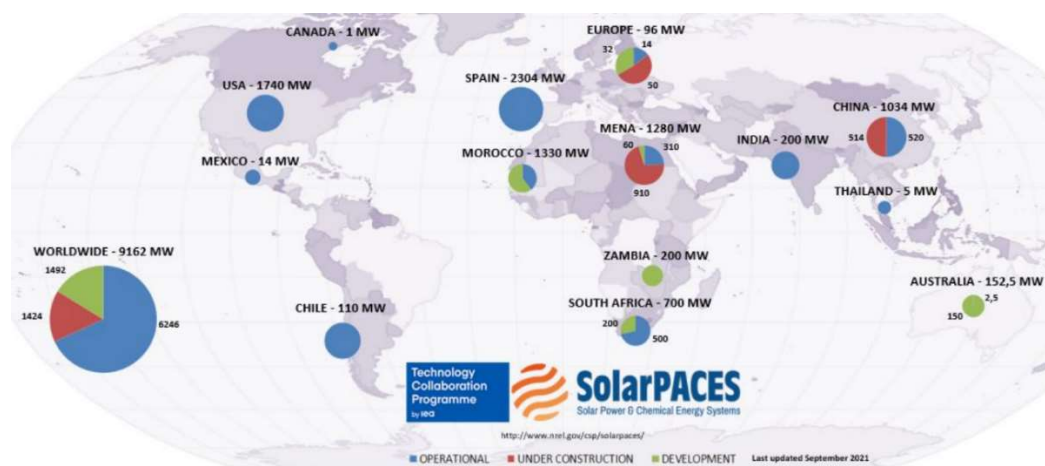
1.	INTRODUÇÃO	15
1.1.	Plantas de energia solar concentrada	21
1.2.	Integração da energia solar concentrada a plantas de ciclo combinado	25
1.3.	Objetivos	36
2.	METODOLOGIA DE MODELAGEM	37
2.1.	Equações básicas	37
2.2.	Descrição e modelagem da planta termelétrica	40
2.2.1.	<i>Turbogeradores</i>	46
2.2.2.	<i>Caldeira de recuperação de calor</i>	53
2.3.	Modelagem da planta solar	58
2.3.1.	<i>Campo solar</i>	60
2.3.2.	<i>Modelagem termodinâmica dos coletores</i>	64
2.3.3.	<i>Eficiência ótica dos coletores</i>	72
2.3.4.	<i>Controle e armazenamento térmico</i>	79
2.3.5.	<i>Trocadores de calor</i>	86
2.3.6.	<i>Bloco de geração e cargas parasitárias</i>	87
2.4.	Integração da planta solar com a planta termelétrica	91
2.4.1.	Indicadores de performance da planta híbrida	97
2.4.2.	Dados climáticos	100
3.	VALIDAÇÃO DOS MODELOS	104
3.1.	Validação da planta termelétrica de referência	104
3.2.	Validação da planta solar	107
4.	RESULTADOS	116
4.1.	Análise energética	116
4.2.	Análise exergética	120
4.3.	Análise de parâmetros da planta base	125
4.4.	Avaliação de desempenho anual	130
5.	CONCLUSÃO	134
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
	ANEXO A – Descrição do software OpenModelica	143
A.1	Descrição do OpenModelica	143
A.1	Bibliotecas e modelos utilizados	144

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novas tecnologias para a geração de energia a partir de fontes renováveis é uma demanda crescente, tendo em vista a limitação de longo prazo dos recursos não renováveis, bem como em decorrência do impacto da utilização de combustíveis fósseis no clima global, conforme tratado de modo abrangente no relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2014). Neste contexto, a energia solar concentrada, também mencionada na literatura como energia solar térmica ou heliotérmica, pode ser uma tecnologia importante para o enfrentamento destes desafios, especialmente por ser uma fonte de energia renovável que permite, entre outros, armazenar a energia solar térmica de modo a viabilizar o despacho da energia elétrica de modo previsível, conforme a demanda do sistema consumidor.

Apesar da energia solar térmica ser atualmente utilizada para geração de energia elétrica em muitos países como uma fonte mais confiável quando comparada a outras fontes de energias renováveis devido a possibilidade de armazenamento da energia térmica, não existe tal empreendimento em projeto ou em operação comercial no Brasil, embora se verifique um grande potencial solar em diversas regiões brasileiras. A Figura 1 apresenta os projetos envolvendo energia solar concentrada ao redor do mundo, considerando projetos em operação comercial, em construção e em fase de desenvolvimento. Nota-se que a maior parte dos empreendimentos se concentra em países e regiões específicas, com a maior parte das unidades em operação comercial localizadas nos Estados Unidos e Espanha, enquanto a maior parte de novos empreendimentos em fase de construção estão localizadas na China e Oriente Médio / Norte da África (MENA).

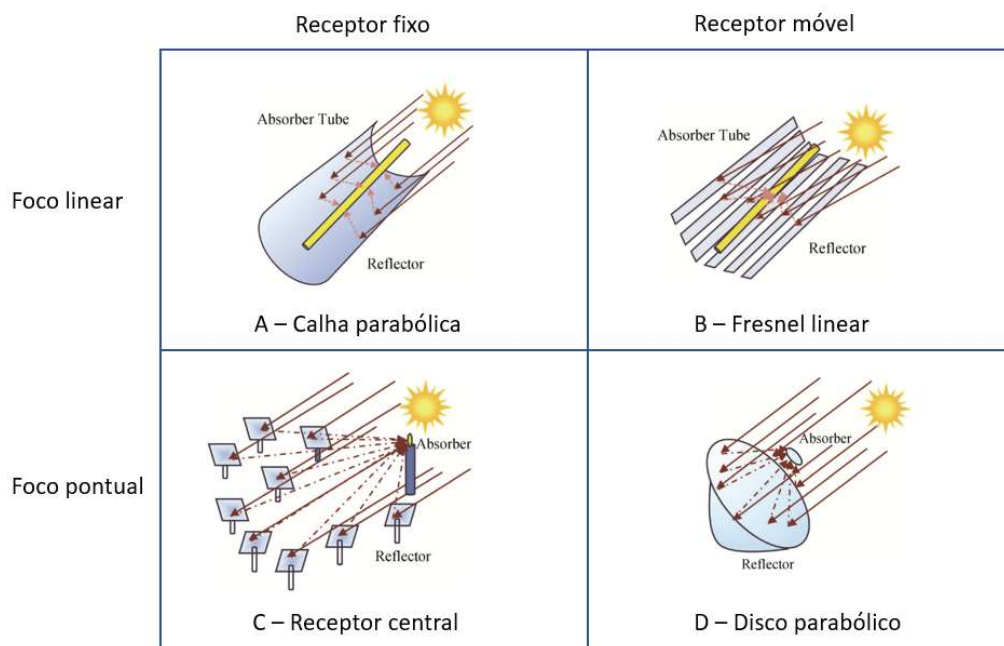
Figura 1 – Projetos com energia solar concentrada ao redor do mundo.



Fonte: Solar Paces (2021).

A energia solar térmica tem sido aplicada através de quatro tecnologias principais: calha parabólica, receptor central (torre solar), refletor linear Fresnel e disco parabólico, conforme ilustrado na Figura 2. Coletores do tipo receptor central (torre solar) e disco parabólico possibilitam atingir maiores taxas de concentração da radiação solar e menores perdas térmicas, atingindo assim temperaturas mais elevadas no fluido de trabalho e maior eficiência termodinâmica, entretanto possuem um custo de implantação mais elevado. Além disso, o coletor tipo disco parabólico inviabiliza o uso de sistemas de armazenamento térmico e não são utilizados em instalações comerciais de grande porte. Coletores tipo calha parabólica e Fresnel, que utilizam foco linear, apesar de apresentarem eficiência termodinâmica mais baixa em relação aos coletores com foco pontual, apresentam um custo de instalação mais baixo (KHANDELWAL *et al.*, 2020).

Figura 2 – Principais tecnologias de energia solar concentrada.



Fonte: Adaptado de Khandelwal *et al.* (2020)

A Figura 3 ilustra os principais empreendimentos localizados ao redor do mundo para cada tipo de tecnologia. Nota-se que a maioria dos projetos tem adotado o modelo de calha parabólica, seguida por receptores centrais e coletores Fresnel. Além disso, a grande maioria destes projetos se concentra entre os paralelos 20°N a 40°N, tipicamente em regiões com elevada incidência solar e climas áridos ou semiáridos.

Figura 3 – Distribuição de empreendimentos CSP por tipo de tecnologia.



Fonte: Solar Paces (2021).

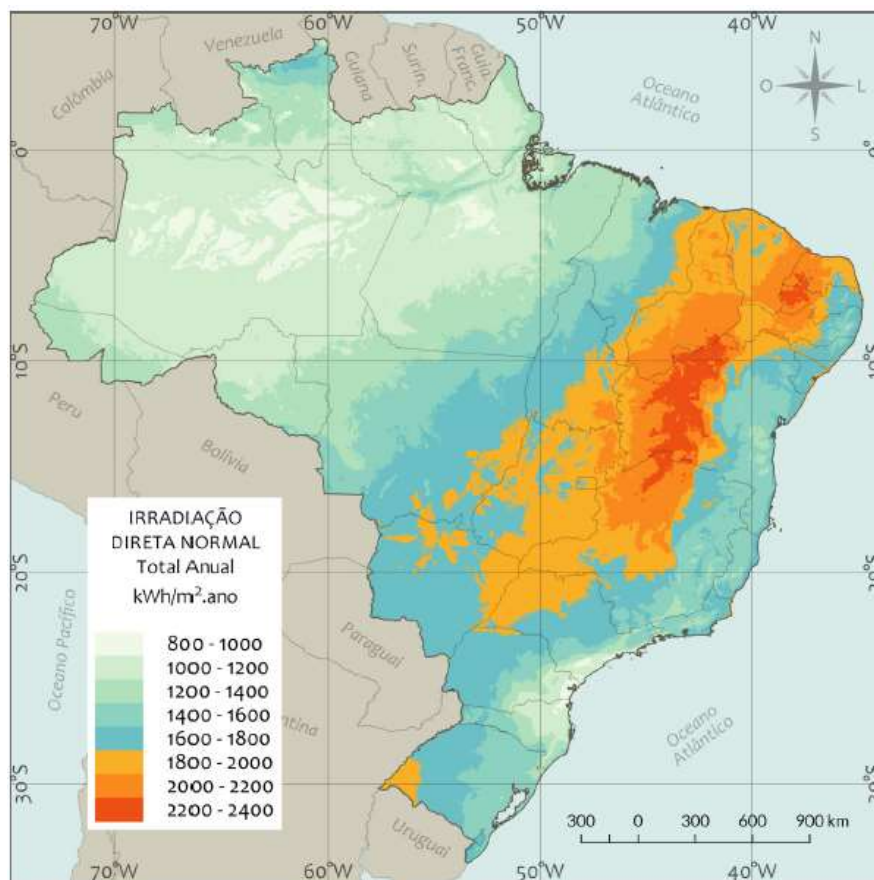
Em geral, estudos indicam que a energia solar concentrada tem o potencial de se tornar viável economicamente a partir de valores entre 1.800 e 2.000 kW.h/m².ano de radiação solar direta (ISLAM *et al.*, 2018). A Figura 4 destaca as regiões brasileiras com potencial para utilização da energia solar concentrada, com destaque para locais com radiação solar direta acima de 1800 kW-h/m²/ano. Nota-se que os valores mais elevados são verificados no interior da região nordeste, região oeste de Minas Gerais e São Paulo, sul de Tocantins, Goiás e trechos do Mato Grosso do Sul. A região norte, em geral, apresenta menor incidência solar apesar de se situar próximo à linha do equador, principalmente em decorrência da maior nebulosidade ao longo do ano.

Tendo em vista o contexto apresentado, é necessária a busca de alternativas que viabilizem a inserção gradual da energia solar concentrada no mercado brasileiro. Assim, a hibridização desta fonte com outras fontes primárias de energia tem sido proposta na literatura como uma alternativa econômica e estratégia de transição para impulsionar a energia solar térmica em novos mercados (PETERSEIM *et al.*, 2014; POWELL *et al.*, 2017). Diversas fontes primárias foram propostas para integração com a energia solar térmica, incluindo fontes não renováveis, tais como o carvão mineral e o gás natural, e fontes renováveis, a exemplo da energia solar fotovoltaica, eólica, geotérmica e biomassa.

A escolha da fonte primária para integração com a energia solar térmica pode afetar diversos parâmetros de performance da planta híbrida. Se o objetivo principal for minimizar as emissões de CO₂ por unidade de energia gerada ou atingir uma maior proporção de energia

solar como fonte primária da planta (*solar share*), a hibridização com outras fontes renováveis poderá ser a escolha mais adequada. Entretanto, a hibridização com fontes fósseis permite atingir maior eficiência termodinâmica, maior fator de capacidade da planta solar e menores custos de investimento e custo nivelado da energia elétrica (PRAMANIK; RAVIKRISHNA, 2017).

Figura 4 - Irradiação solar direta média anual no Brasil.



Fonte: Pereira *et al.* (2017)

Dessa forma, a energia solar térmica pode ser integrada a diversas classes de instalações industriais, seja para geração de energia elétrica para consumo interno ou comercialização, ou mesmo para aplicação da energia térmica diretamente em processos industriais, a exemplo de refinarias, siderúrgicas e usinas de açúcar e álcool. Em unidades industriais voltadas para a comercialização de energia elétrica e que utilizam combustíveis fósseis, a energia solar térmica tem o potencial de ser utilizada tanto para aumentar a geração elétrica quanto para reduzir o consumo e a dependência de combustíveis fósseis.

No Brasil, as usinas de ciclo combinado de gás natural são uma opção atraente para a hibridização com a energia solar concentrada, considerando as extensas reservas de gás natural disponíveis e a presença de diversas usinas em locais com alta incidência solar. O gás natural também tem uma emissão de carbono muito menor e impactos ambientais reduzidos quando comparado a outros combustíveis fósseis, tal como o carvão mineral. Além disso, estas usinas são fundamentais para a estabilidade de curto e longo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente para um cenário futuro em que mais fontes renováveis intermitentes serão implantadas.

Diversos recursos das usinas de ciclo combinado a gás natural NGCC podem ser compartilhados com usinas solares, tais como turbomáquinas, bombas, sistemas de rejeição de calor, estações de tratamento de água, subestação, dentre outros equipamentos, além da própria infraestrutura da usina, recursos humanos e financeiros. Esta estratégia permite a redução do custo de investimento e de custos operacionais, agregando maior competitividade econômica ao empreendimento da planta solar.

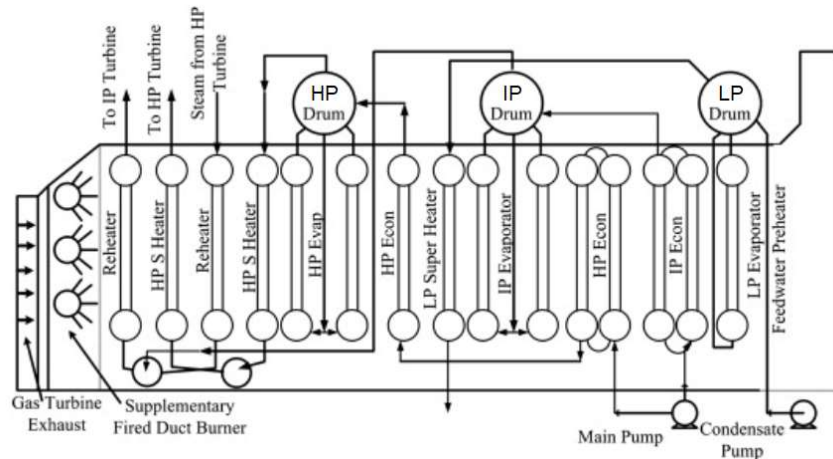
Diversas configurações (*layouts*) podem ser adotadas para integração da planta solar com os ciclos Brayton e Rankine presentes em uma planta típica de ciclo combinado. Na integração no ciclo Brayton, em geral, a energia solar é inserida no fluxo de ar após o compressor e antes da etapa de combustão, permitindo reduzir o consumo de combustível. No caso da integração no ciclo Rankine, a interligação da planta solar ocorre com a caldeira de recuperação de calor (*Heat Recover Steam Generator* - HRSG), permitindo aumentar a produção de vapor da caldeira e a potência da turbina a vapor.

As caldeiras de recuperação de calor são compostas por diversos equipamentos e trocadores de calor dispostos em série após a descarga da turbina a gás, nos quais são realizadas as etapas de aquecimento, evaporação da água e superaquecimento do vapor, que podem ser realizadas usualmente em um, dois ou três níveis de pressão, a depender do projeto do equipamento e com base nas condições operacionais do ciclo Rankine, sendo possível ainda a inclusão de etapas de reaquecimento do vapor proveniente da turbina para aumento da eficiência do sistema. A Figura 5 exemplifica uma caldeira típica com três níveis de pressão e reaquecimento.

A complexidade das caldeiras de recuperação de calor, mesmo para projetos com apenas um nível de pressão, permite diversas configurações de interligação da energia solar térmica. A alternativa de interligação irá influenciar na performance tanto da caldeira de recuperação de calor e da turbina a vapor da planta existente quanto da planta solar. Assim, faz-se necessário avaliar quais alternativas permite maximizar a performance global da planta

híbrida, bem como qual a influência na performance e operação dos equipamentos existentes do ciclo vapor.

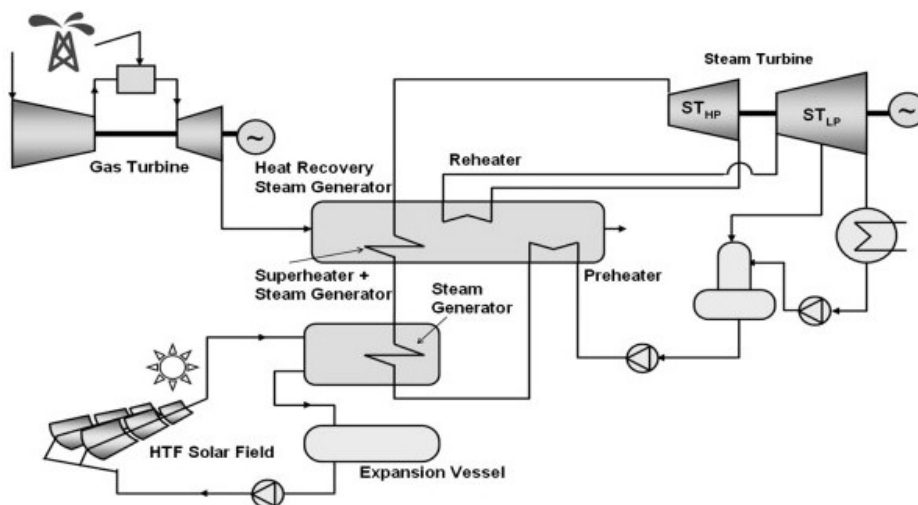
Figura 5 – Exemplo de uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão e reaquecimento de vapor.



Fonte: Carazas, Salazar e Souza (2011)

A Figura 6 apresenta como exemplo a utilização da energia solar térmica para geração complementar de vapor saturado em uma planta operando em ciclo combinado. Neste caso, foram utilizados coletores de calhas parabólicas para realizar o aquecimento do fluido de transferência térmica (HTF), o qual é utilizado posteriormente no trocador de calor (*Steam-Generator*) para evaporação da água extraída da caldeira na saída do economizador. O vapor gerado é direcionado ao superaquecedor, se juntando ao fluxo principal da caldeira.

Figura 6 - Exemplo de uma planta solar híbrida operando em ciclo combinado.



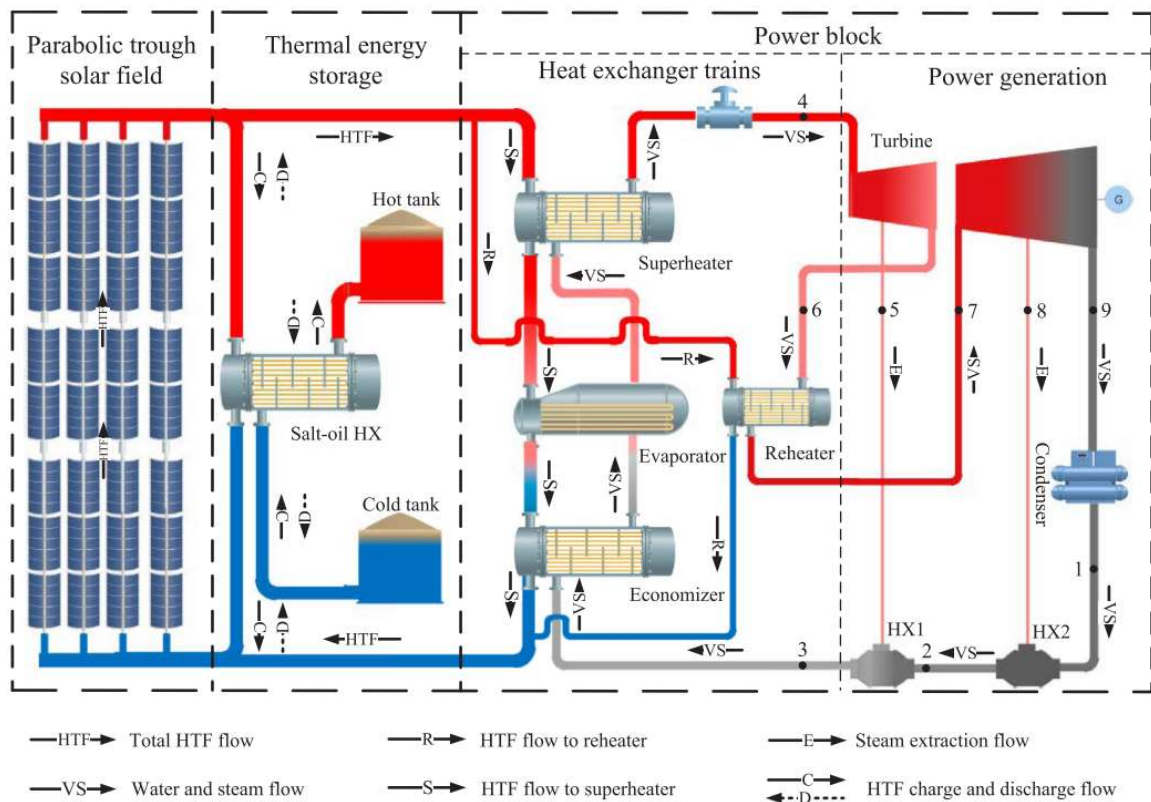
Fonte: Montes *et al.* (2011)

Nos subtópicos a seguir serão apresentadas as revisões bibliográficas sobre plantas de energia solar concentrada que utilizam coletores do tipo calha parabólica, integração da energia solar concentrada às plantas de ciclo combinado e, por fim, os objetivos do presente trabalho.

1.1. Plantas de energia solar concentrada

As plantas de energia solar térmica, também designadas por plantas heliotérmicas ou solar concentrada, operam tipicamente sob as condições operacionais de um ciclo Rankine convencional, utilizando a energia solar direta ou indiretamente para a geração de vapor superaquecido. Usualmente, são compostas por três seções principais: o campo solar, o sistema de armazenamento térmico e o bloco de potência, conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Fluxograma da planta solar elaborada com base na planta Andasol II.



Fonte: Wei *et al.* (2020).

O primeiro bloco à esquerda é o campo solar, composto pelo conjunto de coletores do tipo calha parabólica que realizam o aquecimento do óleo sintético. Na sequência, a vazão excedente do óleo é desviada para o trocador de calor do sistema de armazenamento térmico

para o aquecimento do sal fundido, que armazena a energia térmica no tanque quente. Em condições de baixa produção no campo solar, o sal fundido armazenado no tanque é utilizado para aquecer o óleo e manter a operação da planta próxima às condições nominais. No bloco seguinte, o óleo térmico é distribuído por trocadores de calor óleo-água, para aquecimento da água e geração de vapor superaquecido em uma primeira etapa e reaquecimento do vapor em uma segunda etapa. No último bloco à direita, o vapor superaquecido é utilizado para geração elétrica na turbina a vapor.

O coletor solar do tipo calha parabólica, mostrado na Figura 8, é uma das tecnologias comercialmente mais difundidas e empregadas em diversas plantas em operação no mundo (ver Figura 3). Estes coletores utilizam espelhos parabólicos de modo a aumentar a densidade energética sobre os tubos receptores, convertendo a radiação solar em energia térmica útil, e permitindo a geração de vapor nas condições usuais do ciclo Rankine. Tubos externos de vidro são empregados para reduzir as perdas térmicas, sendo o espaço anular preenchido por gás a baixa pressão ou vácuo.

Figura 8 - Exemplo típico de coletores solares de calha parabólica.



Fonte: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2016).

O óleo sintético é utilizado em larga escala como fluido de transferência térmica (HTF) no campo solar, embora apresente algumas desvantagens, tais como a baixa estabilidade térmica

em temperaturas elevada, fato que limita sua temperatura de trabalho em cerca de 400 °C, bem como custo elevado. Algumas opções têm sido avaliadas na busca de superar as limitações do óleo sintético, tais como CO₂ a alta pressão, ar, sal fundido e metais líquidos (BENOIT *et al.*, 2016)

Recentes estudos investigaram a viabilidade de utilizar diretamente a água para aquecimento e geração de vapor saturado ou superaquecido, eliminando a necessidade de se utilizar um fluido intermediário e trocadores de calor óleo-água. Neste caso, as principais vantagens da geração direta de vapor (DSG) em relação ao óleo sintético seriam a maior temperatura de trabalho, maior rendimento do ciclo Rankine, menor custo de implantação e menores impactos ambientais. A geração direta de vapor apresenta, no entanto, algumas desvantagens e limitações a serem superadas, tais como maior complexidades dos sistemas de controle, pressão elevada nos tubos absorvedores, e ocorrência de escoamento multifásico, fato que pode implicar em instabilidades no fluxo e redução na taxa de transferência interna de calor, a depender do padrão de escoamento (DE SÁ *et al.*, 2018).

O adequado dimensionamento de cada equipamento da planta de potência é fundamental para um bom desempenho energético e econômico do empreendimento. Um dos principais parâmetros a ser avaliado nesse sentido é o múltiplo solar (SM), que corresponde à razão entre a potência térmica produzida pelo campo solar no ponto de projeto e a potência térmica nominal do bloco de potência. O ponto de projeto é normalmente arbitrado próximo ao valor máximo histórico de radiação normal direta (DNI) para a localidade em estudo. Para um SM unitário, por exemplo, o bloco de potência opera quase a totalidade do tempo em carga parcial, com um baixo fator de utilização. Mesmo para plantas que não possuem sistema de armazenamento térmico, o ponto ótimo do SM será superior ao valor unitário (MONTES *et al.*, 2009). Valores muito elevados para o SM, entretanto, podem reduzir o fator de capacidade (percentual médio de utilização) do campo solar.

Neste contexto, a inserção de equipamentos para armazenamento da energia térmica excedente, que não pode ser imediatamente consumida pelo bloco de potência, contribui para aumentar o fator de capacidade dos equipamentos do campo solar e do ciclo vapor, permitindo a utilização da energia armazenada conforme a demanda (GONZÁLEZ-ROUBAUD; PÉREZ-OSORIO; PRIETO, 2017). O sistema de armazenamento térmico (TES) permite ainda absorver as variações da radiação solar, que podem ocorrer com frequência devido a efeitos de nebulosidade, e evitar, desta forma, oscilação indesejada no fornecimento térmico ao ciclo vapor, ou mesmo o desligamento da planta de potência. A capacidade de armazenamento,

expressa em horas, corresponde ao tempo que este sistema permite ao bloco de potência operar em sua capacidade nominal.

Diversos estudos foram realizados com o objetivo de simular o comportamento de plantas de energia solar por concentradores do tipo calha parabólica. Patnode (2006) utilizou como referência a planta SEGS VI, localizada no deserto de Mojave, Califórnia/EUA, para a modelagem da planta solar e validação com dados de operação. O modelo foi utilizado para avaliar efeitos de degradação dos coletores, estratégias de controle de vazão do fluido de transferência térmica (HTF) e projetos alternativos do condensador. Esta mesma planta foi utilizada por Manzolini *et al.* (2011) para desenvolvimento e validação de um código projetado para projeto e dimensionamento de plantas solares.

Llorente García, Álvarez e Blanco (2011) e Al-Maliki *et al.* (2016) realizaram estudos independentes relativos à modelagem da planta Andasol-II localizada na Espanha, sendo o primeiro trabalho com enfoque no desempenho termodinâmico da planta e o segundo na modelagem dinâmica. Ambos os estudos realizaram a validação dos modelos matemáticos com dados reais de operação. Esta mesma planta Andasol II foi utilizada como referência por Wei *et al.* (2020), que propôs um modelo analítico para os trocadores de calor com objetivo de realizar a modelagem dinâmica da planta solar. Os resultados foram comparados com os dados de operação da planta Andasol II e apresentaram boa concordância.

Em cada estudo citado anteriormente, as estruturas e lógicas de controle são representadas com variados níveis de detalhamento e, em geral, são adotados modelos simplificados para representar as diversas condições operacionais da planta e estratégias de despacho do armazenamento térmico.

As modelagens ótica e termodinâmica dos coletores de calha parabólica foram tratadas em detalhes por Duffie e Beckman (2013) e Kalogirou, (2014), embora diversos estudos abordem aspectos mais específicos deste tipo de equipamento. Padilla *et al.* (2011) realizaram a análise numérica unidimensional dos coletores, propondo correlações detalhadas para modelar a transferência de calor por condução, convecção e radiação. Sharma Nayak e Kedare (2013) investigaram os efeitos de sombreamento entre fileiras adjacentes de coletores, bem como os efeitos da latitude e orientação sobre a energia total disponível no plano dos espelhos. Pigozzo *et al.* (2014) realizaram a análise numérica e experimental das perdas térmicas em um coletor parabólico de pequena escala. Liang, You e Zhang (2015) investigaram a influência de diferentes abordagens para a modelagem unidimensional (1-D) da transferência de calor, comparando os resultados com dados experimentais e com modelos tridimensionais (3-D). Os

resultados indicaram que os efeitos de condução entre as superfícies internas e externas do tubo absorvedor e envelope de vidro (condução radial), e nos nós adjacentes ao longo do comprimento do tubo (condução axial), podem ser desprezados.

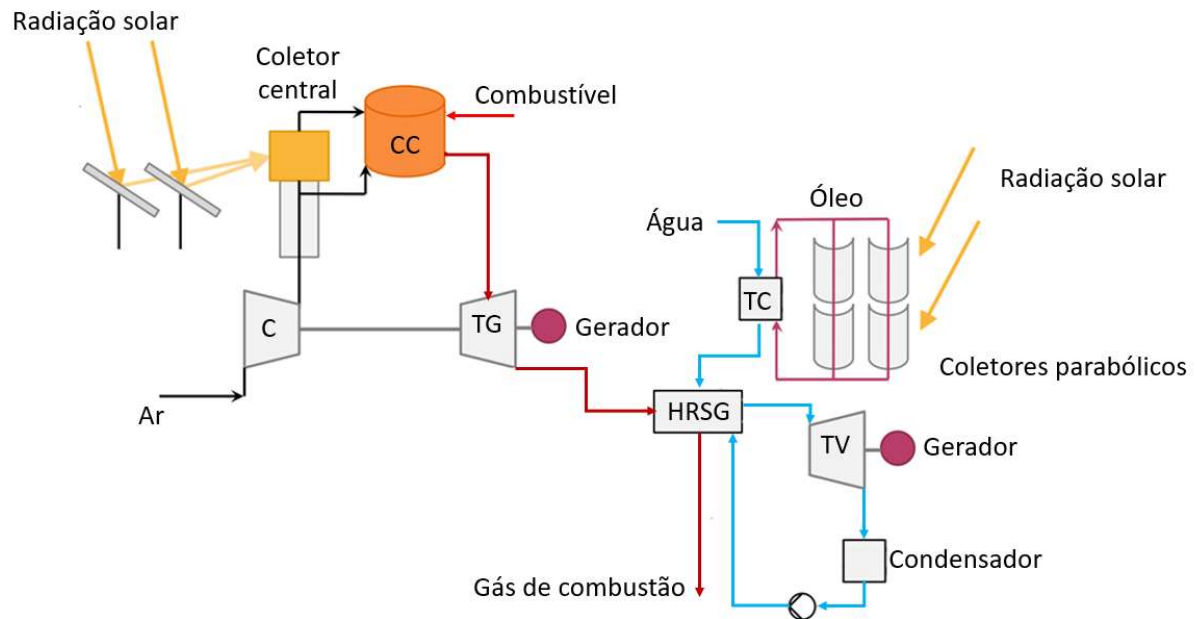
A análise exergética de plantas solares foi realizada por Reddy, Kaushik e Tyagi (2012) para coletores do tipo calha parabólica. Foi realizado o cálculo da exergia disponível no plano de abertura dos coletores e na superfície do tubo absorvedor, bem como são apresentadas as equações para cálculo de exergia e irreversibilidades nos demais equipamentos da planta. Foi verificado que o conjunto coletor-receptor representa a maior parte das irreversibilidades geradas na planta, com uma eficiência exergética da ordem de 39,09%.

Um estudo similar foi realizado por Xu *et al.* (2011) quanto à análise exergética de coletores centrais do tipo torre solar. Foi verificado que o coletor central é o componente que mais contribui com a geração de irreversibilidades, em torno de 44,2% do total da planta, seguido pelo campo de heliostatos, com cerca de 33,1% do total. O estudo indica que um aumento da temperatura do fluido de trabalho do coletor central, neste caso o sal fundido, poderia contribuir para aumentar a eficiência exergética do sistema. Além disso, um aumento na razão de concentração da radiação solar concomitantemente com uma redução da área de abertura do receptor central contribuiria com o aumento tanto da eficiência energética quanto da eficiência exergética da planta.

1.2. Integração da energia solar concentrada a plantas de ciclo combinado

Diversas configurações e estratégias híbridas têm sido propostas na literatura, considerando a integração solar tanto com ciclo *topping* (Brayton) quanto com o ciclo *bottoming* (Rankine) (POWELL *et al.*, 2017; PRAMANIK; RAVIKRISHNA, 2017). A Figura 9 exemplifica estas duas opções de acoplamento da planta solar ao ciclo combinado. No ciclo *topping*, concentradores do tipo torre central podem ser utilizados para atingir temperaturas mais elevadas, de modo a fornecer energia para aquecimento do ar na saída do compressor axial da turbina a gás, reduzindo o consumo de combustível, enquanto no ciclo *bottoming* coletores lineares do tipo calha parabólica podem ser utilizados para aquecimento e geração de vapor complementar para a caldeira de recuperação de calor, contribuindo para aumento da geração da planta.

Figura 9 - Exemplo de integração da energia solar nos ciclos Brayton e Rankine em plantas de ciclo combinado.



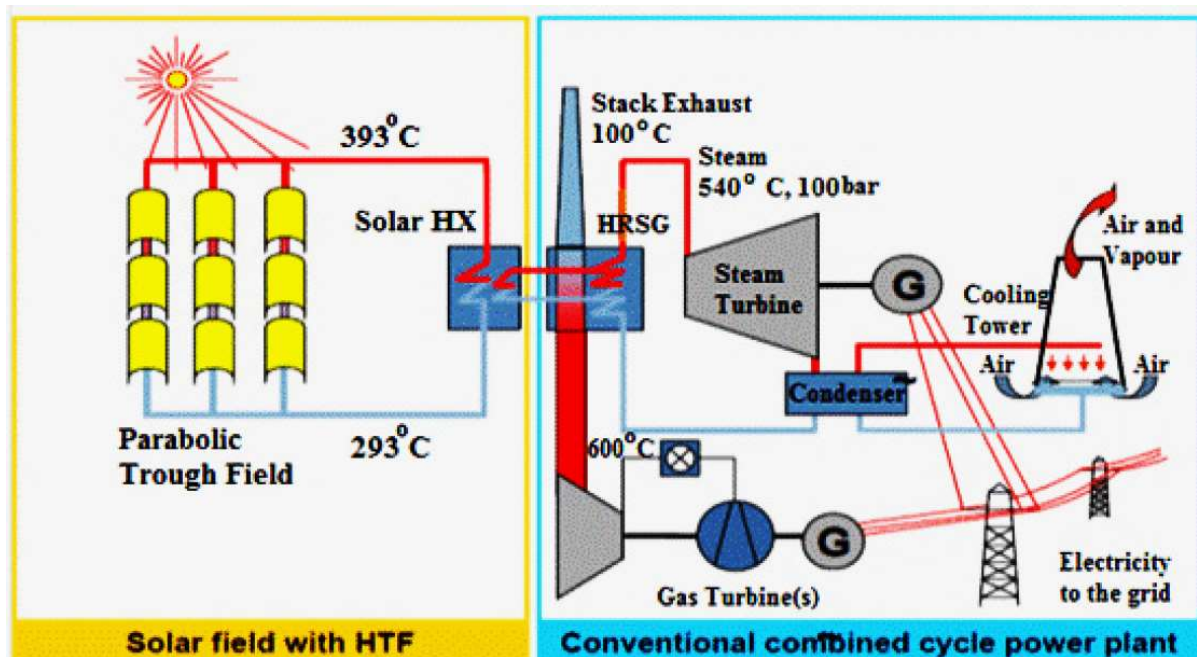
Fonte: adaptado de Pramanik e Ravikrishna (2017).

A planta de Kurymat no Egito é um exemplo de uma planta integrada de ciclo combinado com energia solar (ISCC), com uma capacidade de cerca de 135 MW e em operação desde 2011, ilustrada na Figura 10. Esta usina usa coletores de calha parabólica para aquecer o óleo sintético e não possui sistema de armazenamento de energia térmica. Uma fração da água pré-aquecida em alta pressão é evaporada e levemente superaquecida nos trocadores de calor da planta solar, retornando à caldeira. Um modelo detalhado desta usina foi desenvolvido no software TRNSYS® por Abdel Dayem *et al.* (2014), com objetivo de investigar o desempenho nas condições meteorológicas de Meca, na Arabia Saudita. Os resultados mostraram que um aumento de até 10% da energia elétrica produzida pela turbina a vapor poderia ser obtido como resultado de maior incidência da radiação solar direta na cidade de Meca em relação a Kurymat, além disso o percentual de participação da solar como fonte primária da planta híbrida poderia atingir cerca de 25% do total da energia primária consumida pela planta.

Behar (2018) avaliou o desempenho energético de 15 configurações considerando ciclo Brayton com e sem recuperação, ciclo Rankine regenerativo, ciclo combinado, planta solar utilizando óleo e sal fundido, e *layouts* híbridos com integração ao ciclo Brayton e com integração ao ciclo Rankine. Os resultados mostraram que a opção mais eficaz para a conversão de energia solar é a integração do campo solar com coletores do tipo calha parabólica com óleo

synthetic in the *bottoming* cycle. However, if the objective is to reduce fossil fuel consumption, the best option for the use of solar energy would be for the preheating of compressed air, before being injected into the combustion chambers of the gas turbine.

Figura 10 – Exemplo de uma planta ISCC típica em Kuraymat, Egito



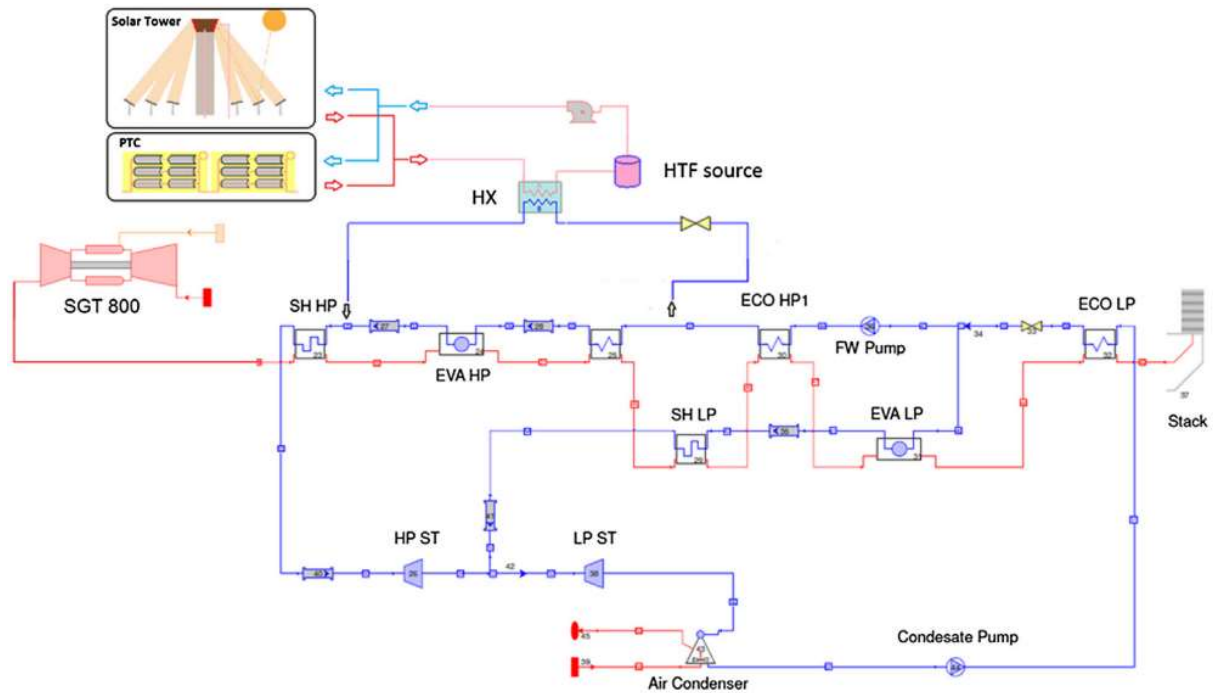
Fonte: Abdel Dayem *et al.* (2014)

Manente, Rech e Lazzaretto (2016) analisaram *layouts* para integração solar em um ciclo *bottoming* de três níveis de pressão em uma planta de ciclo combinado a gás natural (NGCC), considerando calha parabólica, Fresnel linear e torre solar, e concluíram que calha parabólica com óleo sintético aplicado para evaporação de água saturada de alta pressão apresentou o maior valor de eficiência de conversão de energia solar.

Franchini *et al.* (2013) desenvolveram um estudo comparativo entre as tecnologias de calha parabólica e torre solar aplicadas a uma planta exclusivamente solar e a uma planta híbrida. No caso da planta híbrida, a energia solar é interligada ao ciclo combinado através de trocadores de calor, desviando parte do fluxo de água pré-aquecida à jusante do economizador de alta pressão e retornando com vapor superaquecido à montante do superaquecedor de alta pressão, conforme Figura 11. Foi verificado que os coletores parabólicos apresentam maior eficiência nos meses de verão. Entretanto, no inverno, as perdas térmicas aumentam de modo muito mais acentuado que no coletor central, de modo que este último apresenta uma melhor

performance média anual, atingindo uma eficiência de conversão de energia solar para elétrica da ordem de 21,8%, contra 18% para coletores parabólicos.

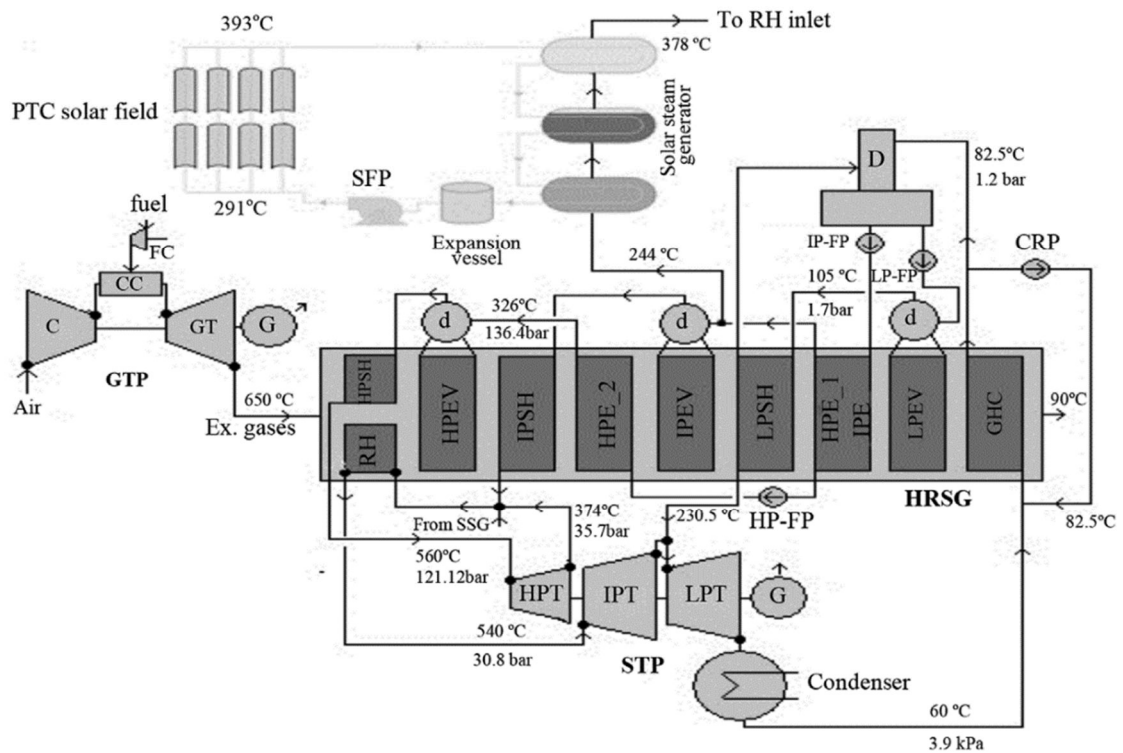
Figura 11 – Esquema de integração da energia solar concentrada à planta de ciclo combinado.



Fonte: Franchini *et al.* (2013).

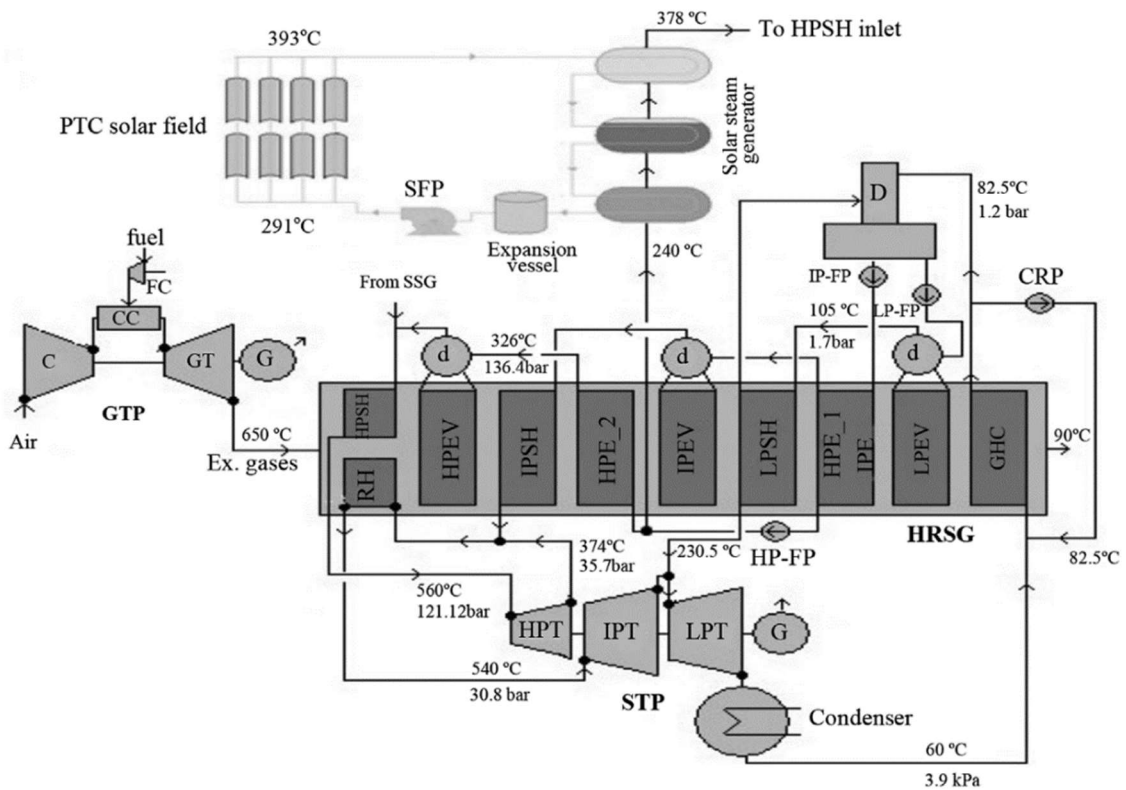
Elmohlawy, Ochkov e Kazandzhan (2019) investigaram dois *layouts* para acoplamento de uma planta solar com uma planta de ciclo combinado a gás natural, com uma caldeira de três níveis de pressão, e considerando calha parabólica e óleo sintético no campo solar. Conforme mostrado na Figura 12, no primeiro caso uma parcela da água é extraída a montante do evaporador de pressão intermediária (IPEV), passando pelas etapas de aquecimento, evaporação e superaquecimento na planta solar, retornando à caldeira à montante do reaquecedor (RH). No segundo caso, mostrado na Figura 13, a água é extraída à montante do economizador de alta pressão (HPE_2), retornando à montante do superaquecedor de alta pressão (HPSH). A injeção de vapor superaquecido no nível de alta pressão (caso 2) apresentou o melhor resultado, atingindo 62,95% de eficiência média anual da planta híbrida e 44,43% de eficiência média anual de conversão da energia solar para eletricidade, contra 61,75% e 39,85%, respectivamente, no caso da interligação com o nível de pressão intermediária.

Figura 12 - Interligação da planta solar no nível de pressão intermediária.



Fonte: Elmohlawy, Ochkov e Kazandzhan (2019)

Figura 13 - Interligação da planta solar no nível de alta pressão.



Fonte: Elmohlawy, Ochkov e Kazandzhan (2019)

Sachdeva e Singh (2019) realizaram a análise termodinâmica de um ciclo combinado (Brayton, Rankine e ciclo orgânico de Rankine) onde a energia solar térmica é a única fonte primária da planta. Um receptor central (torre solar) utilizando sal fundido como fluido de trabalho foi aplicado para aquecimento do ar após os estágios de compressão da turbina a gás, de modo a atingir a temperatura de projeto na entrada da turbina. O desempenho da planta foi avaliado sob diferentes condições de razão de compressão da turbina a gás, fração de extração de vapor na turbina a vapor de baixa pressão, e pressão de entrada na turbina a vapor de alta pressão. Os resultados mostraram que a máxima eficiência do ciclo combinado triplo de 33,5% é obtida para uma razão de compressão de 24 no ciclo Brayton, vapor de alta pressão a 50 bar e 600 K e vapor de baixa pressão a 20 bar e 600 K, com uma fração de sangria na turbina a vapor equivalente a 20% da vazão de entrada. Além disso, a análise pela Segunda Lei da Termodinâmica mostrou que o recuperador de calor e gerador de vapor do ciclo Rankine orgânico é o componente com menor eficiência, seguido pela caldeira de recuperação de calor, turbina de baixa pressão, turbina do ciclo Rankine orgânico, turbina de alta pressão, compressor e turbina a gás, em ordem crescente.

Elmorsy, Morosuk e Tsatsaronis (2022) realizaram uma avaliação exergoeconômica de cinco configurações para integração de energia solar ao HRSG em uma usina de ciclo combinado, considerando coletores tipo Fresnel e receptor central para geração direta de vapor, e coletores de calhas parabólicas com óleo sintético como fluido de transferência de calor. Um dos parâmetros avaliados neste estudo é o custo nivelado de eletricidade, que corresponde ao custo médio da energia produzida ao longo do ciclo de vida de um determinado ativo (neste caso a usina) considerando os custos ocorrentes em todo o ciclo de vida do ativo, desde a etapa de projeto e instalação até o descomissionamento. Os resultados mostraram que a geração direta de vapor proporciona um menor custo nivelado de eletricidade, no qual o uso do campo solar para evaporar água ou para evaporar e superaquecer o vapor apresentaram resultados semelhantes. O layout com estágio de pré-aquecimento da água apresentou maior custo nivelado.

De acordo com os estudos citados anteriormente e conforme mencionado por Muñoz, Rovira e Montes (2022), em geral, os projetos recentes em operação ou em desenvolvimento adotam integração em ciclo *bottoming* com coletores do tipo calha parabólica e óleo sintético como fluido de transferência térmica, com participação solar de 3% até 14% da produção total da energia primária consumida. Além disso, com base na literatura avaliada, as configurações híbridas que apresentaram melhor desempenho termodinâmico consideram a integração da

energia solar no circuito de alta pressão das caldeiras, para evaporação da água e/ou superaquecimento do vapor.

Os estudos mencionados anteriormente buscaram um esquema ótimo de integração da energia solar para o caso de um novo projeto. O *retrofit* de uma planta operacional para integração solar, entretanto, deve considerar as restrições técnicas de cada projeto, dos equipamentos e das instalações da usina, bem como verificar a necessidade de adequação da planta solar às premissas de projeto da planta existente. Além disso, as condições do mercado local e os aspectos regulatórios exercem forte influência sobre análise técnica e econômica. Nessa perspectiva, alguns trabalhos recentes foram realizados para avaliar o potencial de acoplamento de energia solar com usinas existentes operando com gás natural.

Antonanzas *et al.* (2015) realizaram um estudo de viabilidade de potencial para hibridização solar térmica em turbinas a gás de ciclo aberto e turbinas a gás de ciclo combinado na Argélia. Boretti e Al-Zubaidy (2019) avaliaram o potencial de acoplamento de uma usina solar sem armazenamento térmico com uma planta localizada em Trinidad e Tobago. Abdelhalim e Suárez-Ramón (2020) investigaram o potencial de economia de combustível por meio da hibridização solar em uma usina de ciclo combinado no Egito. Neelam *et al.* (2021) investigaram o desempenho de uma planta híbrida considerando coletores Fresnel e água ou sal fundido como fluidos de transferência de calor. Um trocador de calor solar foi usado para substituir um ou dois estágios de aquecedores da água de alimentação em um ciclo Rankine de 210 MW localizado na Índia, como alternativa para reduzir o consumo de carvão mineral. O tempo de recuperação do capital de investimento foi estimado em cerca de 10,3 anos para o caso de substituição de um estágio de aquecedor de água e 7,9 anos no caso da substituição de dois estágios de aquecedores. Além disso, foi verificada a possibilidade de redução das emissões de dióxido de carbono em 30.729 toneladas de por ano com a substituição de um aquecedor e em 49.415 toneladas de por ano com a substituição de dois aquecedores.

Abdel-Dayem e Hawsawi (2022) realizaram um estudo de viabilidade técnico-econômica de uma planta em cogeração onde a energia solar é utilizada para aquecer a água de alimentação de alta pressão, considerando um coletor solar de calha parabólica, sem um sistema de armazenamento térmico. Uma usina de 62 MW localizada na Arábia Saudita foi usada como referência para o estudo. Os resultados mostraram uma economia de até US\$ 41,5 milhões nos custos do ciclo de vida, quando comparado ao ciclo de vida da planta convencional, tendo por referência uma área de campo solar de 150.000 m² e uma participação solar de 28% no total da energia primária consumida.

Khandelwal *et al.* (2022) propuseram a integração da energia solar térmica como alternativa para operação de usinas de ciclo combinado que são subutilizadas como resultado de custos de combustíveis mais elevados. Uma planta de 328,10 MW localizado no norte da Índia foi usada como referência neste estudo. A planta híbrida proposta pelos autores considera o uso de energia solar para fornecer vapor de alta pressão em paralelo à caldeira. O desempenho da planta foi avaliado em diferentes condições de carga da turbina a gás, considerando diferentes configurações tanto do fluido de transferência de calor quanto do armazenamento de energia térmica. A influência do sistema de armazenamento de energia térmica em cascata foi analisada, considerando o uso de diferentes materiais de mudança de fase. Os resultados mostraram que o sal fundido é a melhor opção como fluido de transferência de calor, e o uso do armazenamento térmico em cascata permitiu aumentar 20,04 MW de potência na turbina a vapor.

Aghdam *et al.* (2021) propuseram a análise Energética, Exergética, Exergoeconômica, Exergoambiental, Emergoeconômica e Emergoambiental (6E) para investigar a influência da integração da energia solar em uma termelétrica existente no Irã. A energia solar foi usada para produzir vapor em paralelo ao evaporador de alta pressão, e a capacidade da usina foi aumentada de 714 MW para 728 MW, enquanto a eficiência elétrica foi aumentada de 45% a 47%.

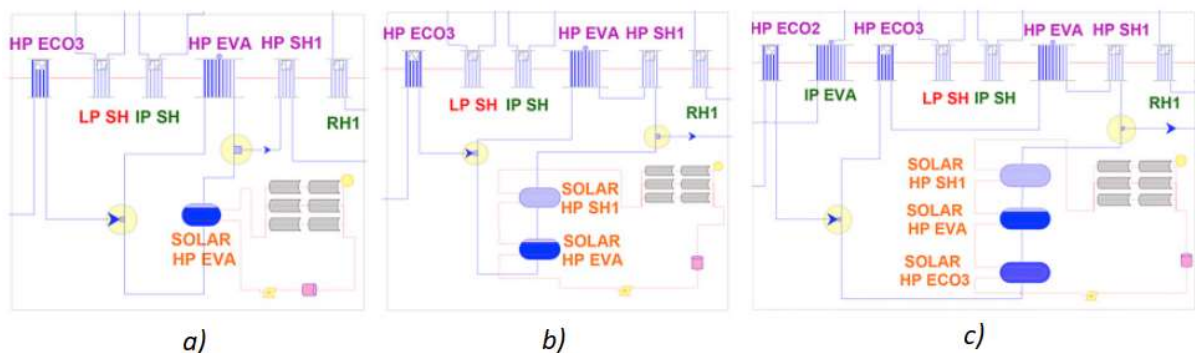
Ameri e Mohammadzadeh (2018) realizaram um estudo termodinâmico, termoeconômico e de ciclo de vida de uma planta ISCC proposta para uma planta convencional localizada no Irã, considerando modificações mínimas nos equipamentos existentes. Três layouts foram aplicados para investigar a introdução de energia solar em um economizador, um evaporador e um superaquecedor conectados à caldeira de recuperação de calor. As configurações híbridas foram capazes de aumentar a potência da planta original de 295 MW para 301 MW, enquanto as emissões específicas de CO_2 diminuíram de 0,455 para 0,435 kg/kWh.

Todos esses trabalhos consideraram a tecnologia de calhas parabólicas e pequenas modificações na planta base, embora a atualização de importantes componentes também seja uma possibilidade para permitir uma maior porcentagem solar. Manente (2016) avaliou seis esquemas de acoplamento de energia solar com o nível de alta pressão da caldeira de recuperação de calor, em uma planta de ciclo combinado localizada na Itália, com capacidade instalada de 390 MWe, e operando com gás natural. Foram considerados três *layouts* com a

utilização de coletores parabólicos, ilustrados na Figura 14, um layout com receptor central e dois *layouts* com coletores Fresnel. Além disso, foi avaliado o cenário com os equipamentos originais do ciclo combinado e um cenário no qual a turbina a vapor e a caldeira de recuperação de calor foram substituídos por equipamentos de maior capacidade. Mantendo os equipamentos inalterados, a fração de energia solar é limitada a 19 MWe para estratégia de economia de combustível e 17 MWe para modo de aumento de potência, enquanto valores próximos ou acima de 50 MWe de energia solar podem ser obtidos substituindo os equipamentos existentes.

O estudo de plantas solares híbridas no mercado elétrico brasileiro foi realizado por alguns autores. Burin *et al.* (2015) (2016) investigaram o acoplamento da energia solar com uma planta de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar, na qual a energia solar é usada para pré-aquecer a água de alimentação em um ciclo de cogeração, permitindo a economia de combustível e estendendo a geração de eletricidade para o período de entressafra. A integração de coletores do tipo Fresnel linear com um ciclo de cogeração em uma fábrica de papel foi proposta por Burin, Giudice e Bazzo (2018), e Bohrer Filho (2015) avaliou a integração da energia solar térmica em uma termelétrica brasileira operando em ciclo combinado, tendo como premissa a geração direta de vapor superaquecido de modo paralelo às caldeiras recuperadoras. Cavalcanti, Lima e De Souza (2020) realizaram um estudo comparativo entre um sistema de captura de carbono e um sistema de energia solar concentrada aplicados a um ciclo combinado de gás natural localizado no nordeste do Brasil, considerando análise exegética e de impacto ambiental. A aplicação da energia solar apresentou melhores resultados, com maior aumento na potência líquida da planta e menor impacto ambiental em comparação com a opção de captura de carbono.

Figura 14 - Layouts de integração da planta solar com o ciclo combinado: a) em paralelo ao evaporador, b) em paralelo ao evaporador e ao superaquecedor, c) em paralelo ao economizador, evaporador e superaquecedor.

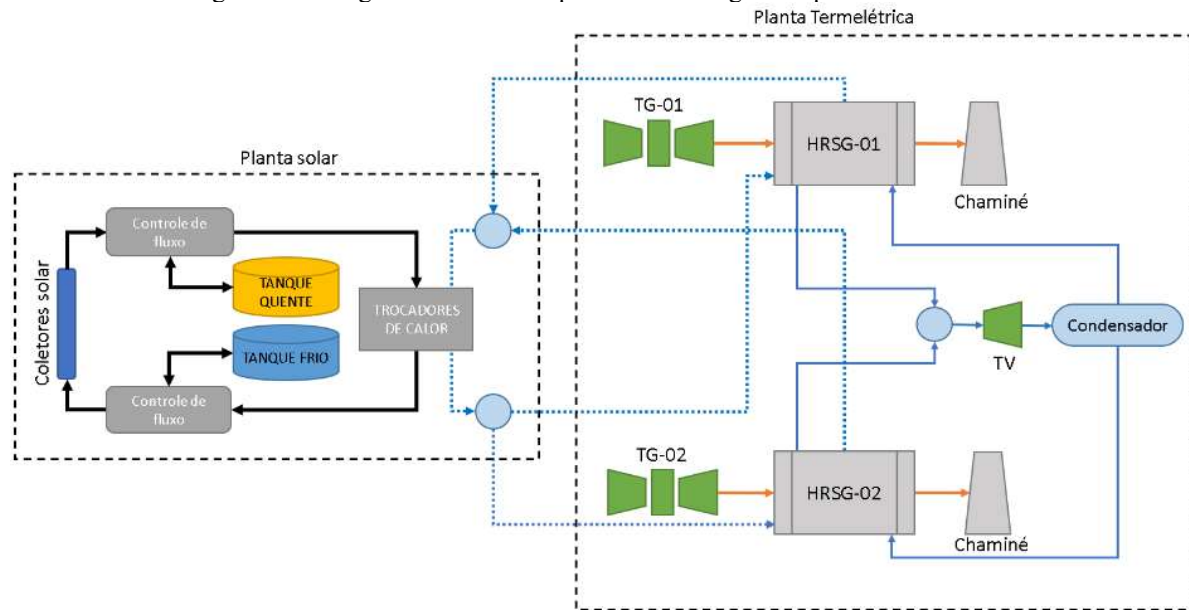


Diversos estudos de alternativas para integração da energia solar térmica a unidades industriais de geração de energia foram revisados neste capítulo, considerando a integração com o ciclo Rankine e com o ciclo Brayton, bem como o uso de coletores do tipo calha parabólica e receptor central, utilizando óleo sintético e sal fundido como fluidos de transferência térmica, os quais foram aplicados em diferentes configurações para redução de consumo de combustível fóssil e aumento de geração de energia.

Não foram encontrados estudos relacionados a uma avaliação das alternativas de acoplamento da energia solar concentrada com uma planta existente operando em ciclo combinado, considerando o impacto nos principais equipamento da planta base. Desta forma, a novidade deste trabalho é realizar a simulação e a análise de desempenho energético e exergético de doze *layouts* propostos para acoplamento de uma usina solar concentrada com uma usina operacional baseada em um ciclo combinado (Brayton e ciclo Rankine) localizada no Brasil, bem como investigar como a integração da usina solar afeta a operação da caldeira de recuperação de calor e da turbina a vapor. Por fim, este trabalho busca contribuir com o estudo de uma aplicação que se aproxime de uma condição real da indústria, e de modo a fornecer dados de performance termodinâmica das plantas híbridas para servir de referência a estudos de *retrofit* de unidades industriais, tendo por objetivo final contribuir com a inserção gradual da energia solar térmica no mercado elétrico brasileiro.

Para este trabalho foi considerada a integração da energia solar no ciclo Rankine (*bottoming*), que é a opção que tem sido adotada em projeto recentes de plantas de ciclo combinado com energia solar térmica, conforme citado anteriormente. Além disso, a integração da energia solar no ciclo Rankine pode ser realizada mediante modificações simples dos equipamentos existentes, enquanto a integração no ciclo Brayton exigiria extensas modificações nos equipamentos e sistemas da turbina a gás, não havendo casos precedentes na literatura avaliada. O coletor de calha parabólica foi adotado como tecnologia de concentração, considerando que sua faixa de temperatura de operação é mais adequada para a integração solar no ciclo Rankine quando comparada às alternativas de receptor central (torre solar) ou Fresnel, e por ser a tecnologia mais madura na indústria, aplicada em projetos recentes de diversas plantas híbridas. Óleo sintético ou sal fundido foram assumidos como fluidos de trabalho da planta solar, tendo em vista que são amplamente utilizados em usinas solares e permitem o uso do sistema de armazenamento de energia térmica. O fluxograma simplificado da planta de referência com o acoplamento da planta solar está ilustrado na Figura 15, o qual será descrito em detalhes no Capítulo 2.

Figura 15 – Diagrama de fluxo da planta solar integrada à planta termelétrica.



Fonte: Próprio autor (2022).

A modelagem termodinâmica e os modelos matemáticos adicionais foram desenvolvidos no software open-source OpenModelica. Um modelo matemático dinâmico unidimensional (1-D) foi usado para modelar o receptor coletor de calha e o fluxo interno em cada seção do Gerador de Vapor de Recuperação de Calor (HRSG). As transferências de calor por condução, convecção e radiação foram modeladas no tubo receptor, tampa de vidro e suportes. Uma eficiência isentrópica constante foi adotada para bombas, turbinas a gás e a vapor, e os trocadores de calor da usina solar foram modelados por meio do método *Number of Transfer Units* (NTU). O sistema de armazenamento de energia térmica (TES) foi modelado como um sistema de dois tanques com armazenamento direto ou indireto, e uma estratégia de despacho TES foi desenvolvida. A proposta de usina solar com armazenamento térmico é integrada ao Gerador de Vapor de Recuperação de Calor (HRSG) considerando vários layouts para diferentes estratégias, seja para fornecer água aquecida, vapor saturado ou superaquecido.

Dados extraídos de um ano meteorológico típico foram usados como entrada para os modelos matemáticos, e simulação da planta híbrida foi realizada em regime transiente, em um único dia com elevada incidência de radiação solar. Foram realizadas as análises pela Primeira Lei e pela Segunda Lei da Termodinâmica em cada equipamento, servindo de base para o cálculo de eficiência e dos demais indicadores de performance avaliados neste trabalho, os quais foram utilizados para comparar o desempenho dos layouts propostos. Para o layout de melhor

desempenho, foi realizada uma análise anual, possibilitando avaliar o desempenho mensal da planta híbrida e a influência das condições meteorológicas ao longo do ano.

1.3. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo principal investigar as configurações de acoplamento de uma planta solar de coletores solares parabólicos a uma usina termelétrica existente operando em ciclo combinado, de modo a complementar a geração energética com uma fonte renovável, buscando o aumento de geração e possibilitando a redução de custos operacionais através da redução do consumo de combustível fóssil, além contribuir para mitigar a emissão de gases nocivos na atmosfera. Através da modelagem termodinâmica do sistema acoplado, pretende-se avaliar diversas configurações para identificar os *layouts* que aumentam o desempenho da planta de potência híbrida.

Além disso, com base nos *layouts* avaliados pretende-se verificar a influência do fluido de trabalho da planta solar, neste caso o óleo e o sal fundido, sobre o desempenho termodinâmica da planta híbrida, bem como investigar o impacto do acoplamento da planta solar sobre os equipamentos da planta base. Por fim, pretende-se realizar uma análise complementar com objetivo de investigar o desempenho da planta híbrida ao longo do ano e o potencial anual de aumento de geração elétrica e economia de combustível fóssil.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe a integração de uma planta de energia solar concentrada a uma usina termelétrica existente na região centro-oeste do Brasil, operando em ciclo combinado e com gás natural como combustível, tendo por objetivo complementar a geração elétrica da usina com uma fonte de energia renovável. Para esta finalidade, a usina termelétrica de referência foi modelada no *software open source* OpenModelica e validada por meio de dados operacionais, enquanto um modelo de usina solar com óleo sintético e sal fundido como fluidos de trabalho foi criado e validado com o *software* de referência System Advisor Model. Os modelos da planta termelétrica e da planta solar foram utilizados para compor uma planta híbrida, na qual a energia solar é integrada no ciclo Rankine. Doze alternativas de interligação da planta solar com a caldeira de recuperação de calor foram investigadas, através da simulação em regime transiente ao longo de um único dia com elevada incidência solar e da análise de diversos indicadores de performance e de eficiência, bem como parâmetros operacionais da planta base.

Os resultados mostram que os *layouts* que utilizam energia solar para evaporar o líquido saturado e/ou superaquecer o vapor apresentam o melhor desempenho termodinâmico, incluindo as alternativas de óleo sintético e sal fundido, que apresentaram resultados semelhantes. No melhor cenário, no *layout* #6-OS/SF, é possível alcançar eficiência de conversão da energia solar para elétrica de até 32,3%, e aumentar em até 0,23% a eficiência da planta híbrida baseada em combustível fóssil.

Considerando a área do campo solar proposto neste trabalho, cerca de 13.080 m², obteve-se 0,707% de participação da fonte de energia primária solar para todos os *layouts* e, no melhor cenário, isso representa o aumento de 20,8 MWh na geração líquida de energia ao longo de um único dia nas condições nominais de radiação solar direta, com um aumento de 0,89 MW na potência bruta média da turbina a vapor. O aumento na participação da energia solar da planta híbrida e na energia incremental gerada ao longo do dia poderia ser alcançado com o aumento da área de abertura dos coletores parabólicos. Entretanto, o sistema de armazenamento de energia térmica também deveria ser redimensionado para aumento de capacidade e manter a potência da turbina a vapor dentro dos limites do projeto, de até 62,5 MW.

A análise exergética mostrou que as irreversibilidades mais significativas na usina solar são geradas nos coletores solares, enquanto a eficiência exergética dos trocadores de calor é altamente influenciada pelo *layout* adotado. Em geral, o aumento da temperatura do fluido de

trabalho no campo solar permitiria aumentar a eficiência exergética da planta solar. Porém, neste caso, a eficiência energética seria comprometida por maiores perdas térmicas nos coletores.

Diversos outros parâmetros foram avaliados de modo a se identificar possíveis interferências e limitações nos equipamentos da planta existente. A temperatura do vapor na saída da caldeira é uma variável crítica na operação da termelétrica, e os *layouts* #6-OS e #6-SF, que consideram apenas a etapa de superaquecimento do vapor, apesar de apresentarem a melhor eficiência termodinâmica, tem como ponto negativo o aumento da temperatura de vapor nos estágios finais da caldeira e na admissão da turbina a vapor. Este fato tornaria necessário adequar os sistemas de controle da usina existente de modo a manter a temperatura dentro dos limites de projeto de cada equipamento. Por outro lado, os *layouts* #4-OS e #4-SF, que consideram as etapas de evaporação e superaquecimento, apresentaram um desempenho muito similar, e com a vantagem de minimizar o impacto na operação da caldeira de recuperação de calor.

A análise da planta híbrida ao longo de um ano meteorológico típico foi realizada considerando o *layout* #6-OS, o qual apresentou a melhor eficiência de conversão da energia solar para energia elétrica. Os resultados mostram que a energia produzida mensalmente varia de 311 MWh no mês de junho a 451 MWh no mês de março, em decorrência principalmente de alterações na disponibilidade de energia solar e da eficiência dos coletores parabólicos. A eficiência dos coletores por sua vez é impactada pela redução da temperatura ambiente e aumento do ângulo de incidência solar, especialmente nos meses mais próximos ao solstício de inverno. Tais fatores contribuem para aumentar as perdas térmicas e reduzir a eficiência ótica dos coletores.

Com base nos resultados apresentados, a usina híbrida é uma opção eficiente para converter energia solar térmica em energia elétrica quando comparada às usinas solares concentradas isoladas, ao mesmo tempo em que permite aumentar a eficiência da caldeira de recuperação de calor e da usina termelétrica. Portanto, a hibridização é uma alternativa vantajosa tanto para a planta solar quando para a planta de ciclo combinado. Além disso, a integração da energia solar térmica com o ciclo Rankine básico tem o potencial de evitar o consumo de combustível fóssil de até 34.410 MMBtu anualmente, representando até 1.997 ton CO₂ de redução de emissões e até US\$ 458.682,52 de economia de custos de combustível.

Cabe destacar que os ganhos obtidos com a planta solar são pequenos quando comparados à planta de referência, especialmente devido à dimensão do campo solar: como exemplo, a geração anual da planta solar representa apenas 0,28% da geração anual da planta base. Nesse sentido, uma análise econômica seria importante para avaliar a viabilidade deste tipo de empreendimento.

Como sugestão para trabalho futuro, uma análise econômica poderia ser realizada para calcular o custo nivelado da energia (LCOE), considerando todos os custos relativos à instalação da planta solar e às modificações da planta base ao longo do ciclo de vida deste empreendimento, desde a fase de projeto e montagem até o seu descomissionamento. Deste modo, o custo nivelado da energia solar concentrada poderá ser comparado ao custo nivelado de outros empreendimentos de geração de energia elétrica, permitindo avaliar de modo mais adequado como esta alternativa se posiciona em relação a tecnologias concorrentes, renováveis e não renováveis.

Além da análise econômica, uma análise de performance anual poderia ser conduzida para todos os layouts propostos neste trabalho, com objetivo de investigar a influência das condições climáticas mensais sobre cada layout. Por fim, um estudo de otimização do campo solar e do sistema de armazenamento poderia ser realizado, buscando maximizar a geração de energia elétrica a partir da fonte solar, seja mantendo os equipamentos da planta base inalterados ou considerando modificações e upgrades.

REFERÊNCIAS

- ABDEL DAYEM, A. M. *et al.* Numerical simulation and experimental validation of integrated solar combined power plant. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 50, p. 290–305, 2014.
- ABDEL-DAYEM, A. M.; HAWSAWI, Y. M. Feasibility study using TRANSYS modelling of integrating solar heated feed water to a cogeneration steam power plant. **Case Studies in Thermal Engineering**, Amsterdam, v. 39, p. 102396, 2022.
- ABDELHALIM, A. M.; SUÁREZ-RAMÓN, I. M. Potential fuel savings in a combined cycle in egypt by integrating a parabolic trough solar power plant. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, [s. l.], v. 18, n. 18, p. 333–338, 2020.
- AGHDAM, M. H. *et al.* Energy, exergy-based and emergy-based analysis of integrated solar PTC with a combined cycle power plant. **International Journal of Thermodynamics**, Istanbul, v. 24, n. 4, p. 17–30, 2021.
- AL-MALIKI, W. A. K. *et al.* Modelling and dynamic simulation of a parabolic trough power plant. **Journal of Process Control**, London, v. 39, p. 123–138, 1 mar. 2016.
- ALY, A. *et al.* Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania. **Renewable Energy**, Oxford, v. 135, p. 1224–1240, 2019.
- AMERI, M.; MOHAMMADZADEH, M. **Thermodynamic, thermoeconomic and life cycle assessment of a novel integrated solar combined cycle (ISCC) power plant. Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 2018.
- ANTONANZAS, J. *et al.* Towards the hybridization of gas-fired power plants: a case study of Algeria. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 51, p. 116-124, 2015.
- BEHAR, O. Solar thermal power plants: a review of configurations and performance comparison. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 92, p. 608-627, 2018.
- BEJAN, A. **Advanced engineering thermodynamics**. 4. ed. Durham, North Carolina: John Wiley & Sons, 2016.
- BENOIT, H. *et al.* Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: properties and heat transfer coefficients. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 55, p. 298-315, 2016.
- BOHRER FILHO, S. L. **Estudo de Integração de Energia Heliotérmica em uma Termelétrica de Ciclo Combinado**. Thesis—[s.l.] UNISINOS, São Leopoldo, 2015.
- BORETTI, A.; AL-ZUBAIDY, S. A case study on combined cycle power plant integrated with solar energy in Trinidad and Tobago. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 32, p. 100–110, 1 abr. 2019.

BRANCO, F. P. **Análise termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado.** [S. l.: s. n.], 2005. 179 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, abril de 2021.** Brasília, DF, 2021, p. 1–19.

BURIN, E.; GIUDICE, P. LO; BAZZO, E. Paper mill cogeneration power plant assisted by Linear Fresnel solar collectors. **O Papel**, [s. l.], v. 79, n. 5, p. 86–89, 2018.

BURIN, E. K. *et al.* Boosting power output of a sugarcane bagasse cogeneration plant using parabolic trough collectors in a feedwater heating scheme. **Applied Energy**, Oxford, v. 154, p. 232–241, 15 set. 2015.

BURIN, E. K. *et al.* Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. **Energy**, London, v. 117, p. 416–428, 15 dez. 2016.

CARAZAS, F. J. G.; SALAZAR, C. H.; SOUZA, G. F. M. Availability analysis of heat recovery steam generators used in thermal power plants. **Energy**, London, v. 36, n. 6, p. 3855–3870, 2011.

CAVALCANTI, E. J. C.; LIMA, M. S. R.; DE SOUZA, G. F. Comparison of carbon capture system and concentrated solar power in natural gas combined cycle: Exergetic and exergoenvironmental analyses. **Renewable Energy**, Oxford, v. 156, p. 1336–1347, 2020.

ÇENGEL, Y. A. **Heat and Mass Transfer. A Practical Approach.** 3. ed. [S. l.] McGraw-Hill, 2007. v. 18.

CHENNAIF, M. *et al.* Tri-objective techno-economic sizing optimization of Off-grid and On-grid renewable energy systems using Electric system Cascade Extended analysis and system Advisor Model. **Applied Energy**, Oxford, v. 305, n. June 2021, p. 117844, 2022.

DE SÁ, A. B. *et al.* Direct steam generation in linear solar concentration: Experimental and modeling investigation: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 90, p. 910–936, 2018.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** 4. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013. v. 9

ELMOHLAWY, A. E.; OCHKOV, V. F.; KAZANDZHAN, B. I. Thermal performance analysis of a concentrated solar power system (CSP) integrated with natural gas combined cycle (NGCC) power plant. **Case Studies in Thermal Engineering**, Amsterdam, v. 14, p. 100458, 1 set. 2019.

ELMORSY, L.; MOROSUK, T.; TSATSARONIS, G. Comparative exergoeconomic evaluation of integrated solar combined-cycle (ISCC) configurations. **Renewable Energy**, Oxford, v. 185, p. 680–691, 2022.

EZEANYA, E. K. *et al.* System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data. **Cogent Engineering**, Abingdon, v. 5, n. 1, p. 1–26, 2018.

FRANCHINI, G. *et al.* A comparative study between parabolic trough and solar tower technologies in Solar Rankine Cycle and Integrated Solar Combined Cycle plants. **Solar Energy**, Oxford, v. 98, n. PC, p. 302–314, 1 dez. 2013.

GNIELINSKI, V. New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flow. **International Journal of Chemical Engineering**, London, v. 16, p. 359–367, 1976.

GONZÁLEZ-ROUBAUD, E.; PÉREZ-OSORIO, D.; PRIETO, C. Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: steam vs. molten salts. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 80, p. 133–148, 2017.

HEFNI, B. EL; BOUSKELA, D. **Modeling and simulation of thermal power plants with thermosyspro**. Chatou: Springer Nature Switzerland AG, 2019.

IPCC. **Alterações Climáticas 2014: Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade - Resumo para Decisores. Contribuição do Grupo de Trabalho II para o Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas**. Genebra, Suíça: [s.n.], 2014. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ar5_wg2_spmport-1.pdf. Acesso em: 27 abr. 2021.

ISLAM, M. T. *et al.* A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: current status and research trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 91, p. 987–1018, 2018.

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering, Processes and systems**. 2. ed. Londn: Elsevier, 2014.

KHANDELWAL, N. *et al.* Recent Developments in Integrated Solar Combined Cycle Power Plants. **Journal of Thermal Science**, Beijing, v. 29, n. 2, p. 298–322, 2020.

KHANDELWAL, N. *et al.* Comparative evaluation of Integrated Solar combined cycle plant with cascade thermal storage system for different heat transfer fluids. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 353, p. 131519, 2022.

LIANG, H.; YOU, S.; ZHANG, H. Comparison of different heat transfer models for parabolic trough solar collectors. **Applied Energy**, Oxford, v. 148, p. 105–114, 5 jun. 2015.

LLORENTE GARCÍA, I.; ÁLVAREZ, J. L.; BLANCO, D. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data. **Solar Energy**, Oxford, v. 85, n. 10, p. 2443–2460, 1 out. 2011.

MANENTE, G. High performance integrated solar combined cycles with minimum modifications to the combined cycle power plant design. **Energy Conversion and Management**, London, v. 111, p. 186–197, 1 mar. 2016.

MANENTE, G.; RECH, S.; LAZZARETTO, A. Optimum choice and placement of concentrating solar power technologies in integrated solar combined cycle systems. **Renewable Energy**, Oxford, v. 96, p. 172–189, 1 out. 2016.

- MANZOLINI, G. *et al.* Development of an innovative code for the design of thermodynamic solar power plants part A: Code description and test case. **Renewable Energy**, Oxford, v. 36, n. 7, p. 1993–2003, 1 jul. 2011.
- MCADAMS, W. H. **Heat transmission**. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 1954.
- MONTES, M. J. *et al.* Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. **Solar Energy**, Oxford, v. 83, n. 12, p. 2165–2176, 1 dez. 2009.
- MONTES, M. J. *et al.* Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. **Applied Energy**, Oxford, v. 88, n. 9, p. 3228–3238, 1 set. 2011.
- MORAN, M. J. **Availability analysis: a guide to efficient energy use**. New York: ASME Press, 1989.
- MORENO-GAMBOA, F.; ESCUDERO-ATEHORTUA, A.; NIETO-LONDOÑO, C. Performance evaluation of external fired hybrid solar gas-turbine power plant in Colombia using energy and exergy methods. **Thermal Science and Engineering Progress**, Amsterdam, v. 20, p. 100679, 2020.
- MUÑOZ, M.; ROVIRA, A.; MONTES, M. J. Thermodynamic cycles for solar thermal power plants: A review. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment**, Hoboken, v. 11, n. 2, p. 1–19, 2022.
- NEELAM, K. *et al.* Thermo-economic analysis of an integrated solar thermal cycle (ISTC) using thermal storage. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 320, n. May 2020, p. 128725, 2021.
- NREL. **System Advisor Model (SAM) Case Study: Andasol-1**. [S. l.: s. n.]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam_case_csp_physical_trough_andasol-1_2013-1-15.pdf. Acesso em: 27 abr. 2021.
- OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. **SkyTrough Parabolic Solar Collector**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/skytrough-parabolic-solar-collector>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- PADILLA, R. V. *et al.* Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver. **Applied Energy**, Oxford, v. 88, n. 12, p. 5097–5110, 1 dez. 2011.
- PATNODE, A. M. **Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power systems**. Ph.D. thesis—[S. l.], University of Wisconsin- Madison, 2006.
- PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: [s. n.]. Disponível em: https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf. Acesso em: 27 abr. 2021.
- PETERSEIM, J. H. *et al.* Concentrating solar power hybrid plants: enabling cost effective synergies. **Renewable Energy**, Oxford, v. 67, p. 178–185, 1 jul. 2014.

PIGOZZO, V. C. P. *et al.* Experimental and numerical analysis of thermal losses of a parabolic trough solar collector. *Energy Procedia*. **Anais** [...] Elsevier, 2014. Acesso em: 6 abr. 2021.

POWELL, K. M. *et al.* Hybrid concentrated solar thermal power systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 80, p. 215-237, 2017.

PRAMANIK, S.; RAVIKRISHNA, R. V. A review of concentrated solar power hybrid technologies. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, v. 127, p. 602-637, 2017.

RAMORAKANE, R. J.; DINTER, F. Evaluation of parasitic consumption for a CSP plant. **AIP Conference Proceedings**, Melville, v. 1734, n. May 2016, p. 1–9, 2016.

RATZEL, A. C.; HICKOX, C. E.; GARTLING, D. K. Energy Loss by Thermal Conduction and Natural Convection in Annular Solar Receivers. *In: Thermal Conductivity*. Boston: Springer, 1978. p. 423–432.

REDDY, V. S.; KAUSHIK, S. C.; TYAGI, S. K. Exergetic analysis and performance evaluation of parabolic trough concentrating solar thermal power plant (PTCSTPP). **Energy**, Oxford, v. 39, n. 1, p. 258–273, 2012.

SACHDEVA, J.; SINGH, O. Thermodynamic analysis of solar powered triple combined Brayton, Rankine and organic Rankine cycle for carbon free power. **Renewable Energy**, Oxford, v. 139, p. 765–780, 2019.

SHARMA, C. *et al.* Identifying optimal combinations of design for DNI, solar multiple and storage hours for parabolic trough power plants for niche locations in India. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 79, p. 61-66, 2015.

SHARMA, V. M.; NAYAK, J. K.; KEDARE, S. B. Shading and available energy in a parabolic trough concentrator field. **Solar Energy**, Oxford, v. 90, p. 144–153, 1 abr. 2013.

SHEU, E. J. *et al.* A review of hybrid solar-fossil fuel power generation systems and performance metrics. **Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME**, New York, v. 134, n. 4, p. 1–17, 2012.

SODHA, M. S.; MATHUR, S. S.; MALIK, M. A. S. Solar concentrators. *In: Reviews of Renewable Energy Resources*. New Delhi: Wiley Eastern, 1984.

SWINBANK, W. C. Longwave radiation from clear skies. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, Oxford, v. 89, p. 339–348, 1963.

THE BABCOCK & WILCOX COMPANY. **Steam Its Generation and Use**. 41. ed. Barberton, Ohio: The Babcock & Wilcox Company, 2005.

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica**. 6. ed. São Paulo: Editora Edigard Blucher, 2003.

WAGNER, M. J.; GILMAN, P. Technical manual for the SAM physical trough model, by National Renewable Energy Laboratory (NREL, U.S. Department of Energy). **National Renewable Energy Laboratory**, v. 303, n. June, p. 275–3000, 2011.

WEI, S. *et al.* A simplified dynamic model of integrated parabolic trough concentrating solar power plants: Modeling and validation. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, v. 169, p. 114982, 2020.

XU, C. *et al.* Energy and exergy analysis of solar power tower plants. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, v. 31, n. 17–18, p. 3904–3913, 2011.