



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CÍCERO EDUARDO DE MELO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA
HELIOTÉRMICA NA CIDADE DE MOSSORÓ/RN**

MOSSORÓ

2025

CÍCERO EDUARDO DE MELO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA
HELIOTÉRMICA NA CIDADE DE MOSSORÓ/RN**

Dissertação apresentada Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Victor de Paula Brandão Aguiar

Coorientador: Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes

MOSSORÓ

2025

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

M517a Melo, Cícero Eduardo de.
Análise Técnico-econômica e otimização de uma usina heliotérmica na cidade de Mossoró/RN / Cícero Eduardo de Melo. - 2025.
89 f. : il.

Orientador: Victor de Paula Brandão Aguiar.
Coorientador: Ricardo Silva Thé Pontes.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Energia solar térmica. 2. Armazenamento térmico. 3. Sal fundido. 4. Custo nivelado de energia. 5. Geração de energia. I. Aguiar, Victor de Paula Brandão, orient. II. Pontes, Ricardo Silva Thé, co-orient. III. Título.

Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

CÍCERO EDUARDO DE MELO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA
HELIOTÉRMICA NA CIDADE DE MOSSORÓ/RN**

Dissertação apresentada Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Defendida em: 30 / 05 / 2025.

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **VICTOR DE PAULA BRANDAO AGUIAR**
Data: 31/05/2025 08:01:17-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Victor de Paula Brandão Aguiar – UFERSA/Mossoró
Orientador/Presidente

Documento assinado digitalmente
 **RICARDO SILVA THE PONTES**
Data: 03/06/2025 09:42:40-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes – UFC/Fortaleza
Coorientador

Documento assinado digitalmente
 **JULIANO COSTA LEAL DA SILVA**
Data: 01/06/2025 21:33:14-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Juliano Costa Leal da Silva – IFRN/Mossoró
Membro Externo

Documento assinado digitalmente
 **ROMENIA GURGEL VIEIRA**
Data: 02/06/2025 07:17:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof^a. Dra. Romênia Gurgel Vieira – UFERSA/Mossoró
Membro Interno

*À minha família, que é a minha base,
especialmente aos meus pais Antônio
Francisco e Maria Vanilda.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por me permitir alcançar mais um objetivo na minha vida, mesmo diante de todos os obstáculos que surgiram ao longo dessa trajetória.

Aos meus pais, Antônio Francisco e Maria Vanilda, que sempre estiveram presentes e me acolheram em todos os momentos em que precisei.

Aos meus irmãos, que não medem esforços para contribuir, de alguma forma, para que eu alcance os meus objetivos.

Aos meus orientadores, professor Dr. Victor de Paula Brandão Aguiar e professor Dr. Ricardo Silva Thé Pontes, por toda dedicação, paciência e apoio ao longo desse trabalho.

Aos professores membros da banca, pela disponibilidade e por todas as contribuições agregadas ao presente trabalho.

Ao corpo docente da UFERSA, principalmente aos que compõem o PPGEE, que colaboraram com todos os conhecimentos transmitidos.

Ao Projeto de PD ANEEL PD-00061-0063/2022 e ao Projeto de PD ANEEL PD-06921-0524/2024, por todo apoio técnico e financeiro. A participação nos projetos foi fundamental para auxiliar no desenvolvimento da minha formação acadêmica e para a realização deste trabalho, permitindo que eu aprofundasse meus conhecimentos e contribuísse para o avanço da pesquisa na área.

A todos que fazem o IDEN, especialmente Jonas Gazoli e Nelson Ponce, por todo apoio e disponibilidade durante a realização deste trabalho.

Aos meus amigos e a todos, que de forma direta ou indireta contribuíram para a conclusão desta jornada.

“Nosso futuro é decidido pelas decisões que
tomamos e não pelas desculpas que damos”.

Tiago Brunet

RESUMO

A crescente demanda energética e as preocupações ambientais relacionadas ao uso de combustíveis fósseis têm impulsionado a transição para fontes renováveis. Nesse contexto, a energia solar térmica, especificamente as usinas heliotérmicas (*Concentrated Solar Power* - CSP), apresenta-se como uma alternativa promissora para a diversificação da matriz energética, especialmente quando associada a sistemas de armazenamento térmico (*Thermal Energy Storage* - TES). Este estudo tem como objetivo avaliar as vantagens técnicas e econômicas de uma usina heliotérmica em Mossoró/RN, com o objetivo de identificar a configuração mais eficiente e viável, por meio da análise de diferentes arranjos de armazenamento térmico sensível e fluidos de transferência de calor no campo solar e no sistema de armazenamento. As simulações também incluíram a cidade de Bom Jesus da Lapa/BA, com o intuito de comparar o desempenho entre regiões com distintos níveis de irradiância solar direta normal (*Direct Normal Irradiance* - DNI). Foram consideradas quatro configurações principais: (i) CSP com óleo sintético como fluido de transferência de calor (*Heat Transfer Fluid* - HTF) e sal fundido como meio de armazenamento térmico; (ii) CSP com sal fundido como HTF e como meio de armazenamento térmico; (iii) CSP sem armazenamento térmico, utilizando óleo sintético como HTF; e (iv) CSP sem armazenamento térmico, utilizando sal fundido como HTF. A metodologia adotada baseou-se em simulações realizadas no software *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para analisar o desempenho das usinas sob diferentes cenários. Os parâmetros considerados incluíram o custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE), a eficiência energética e o fator de capacidade (*Capacity Factor* - CF). Os resultados indicam que as configurações com armazenamento térmico apresentam maior competitividade e viabilidade econômica, reduzindo o LCOE e aumentando a produção anual de energia. A configuração com sal fundido como HTF e TES (planta ii) apresentou os melhores resultados, com menor LCOE (23,44 €/kWh em Bom Jesus da Lapa e 24,64 €/kWh em Mossoró) e maior produção anual (até 435,4 GWh em Bom Jesus da Lapa), alcançando um CF de 49,7%. Apesar do investimento inicial elevado, a economia proporcionada pela maior eficiência energética compensa os custos adicionais. Em contraste, as configurações sem armazenamento térmico demonstraram menor eficiência e viabilidade econômica, apresentando um LCOE mais alto (29–34 €/kWh) e uma redução de até 15% na produção de energia. Desse modo, compreende-se que o uso de sistemas de armazenamento térmico é essencial para tornar a tecnologia CSP mais competitiva no Brasil, garantindo maior flexibilidade e confiabilidade na geração de energia. Além disso, a utilização de um mesmo fluido de transferência de calor tanto no campo solar quanto no sistema de armazenamento térmico, especialmente quando se trata de sal fundido, possibilita maior eficiência térmica e redução de custos operacionais. Esses resultados reforçam a importância do desenvolvimento e da implementação de usinas CSP no país, contribuindo para a diversificação da matriz energética e a promoção de um sistema energético mais sustentável.

Palavras-chave: energia solar térmica; armazenamento térmico; sal fundido; custo nivelado de energia; geração de energia.

ABSTRACT

The growing energy demand and environmental concerns related to the use of fossil fuels have driven the transition to renewable sources. In this context, solar thermal energy, specifically Concentrated Solar Power (CSP) plants, emerges as a promising alternative for diversifying the energy matrix, especially when combined with Thermal Energy Storage (TES) systems. This study aims to assess the technical and economic advantages of a CSP plant in Mossoró/RN, in order to identify the most efficient and feasible configuration through the analysis of different sensible thermal storage arrangements and heat transfer fluids in the solar field and storage system. Simulations also included the city of Bom Jesus da Lapa/BA, with the goal of comparing performance between regions with different levels of direct normal irradiance (DNI). Four main configurations were considered: (i) CSP using synthetic oil as heat transfer fluid (HTF) and molten salt as thermal storage medium; (ii) CSP using molten salt as both HTF and thermal storage medium; (iii) CSP without thermal storage, using synthetic oil as HTF; and (iv) CSP without thermal storage, using molten salt as HTF. The adopted methodology was based on simulations performed using the System Advisor Model (SAM) software, developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL), to analyze the performance of the plants under different scenarios. The evaluated parameters included the levelized cost of energy (LCOE), energy efficiency, and capacity factor (CF). The results indicate that configurations with thermal storage offer greater competitiveness and economic viability by reducing LCOE and increasing annual energy production. The configuration with molten salt as both HTF and TES (plant ii) showed the best performance, with the lowest LCOE (23.44 US\$ ¢/kWh in Bom Jesus da Lapa and 24.64 US\$ ¢/kWh in Mossoró) and the highest annual production (up to 435.4 GWh in Bom Jesus da Lapa), reaching a CF of 49.7%. Despite the high initial investment, the savings provided by higher energy efficiency offset the additional costs. In contrast, configurations without thermal storage demonstrated lower efficiency and economic feasibility, with higher LCOEs (29–34 US\$ ¢/kWh) and up to 15% reduction in energy production. Thus, it is understood that the use of thermal storage systems is essential to make CSP technology more competitive in Brazil, ensuring greater flexibility and reliability in power generation. Moreover, the use of a single heat transfer fluid in both the solar field and thermal storage system especially when using molten salt enables greater thermal efficiency and reduction in operational costs. These results reinforce the importance of developing and implementing CSP plants in the country, contributing to the diversification of the energy matrix and promoting a more sustainable energy system.

Keywords: solar thermal energy; thermal storage; molten salt; levelized cost of energy; power generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais Tecnologias CSP.....	16
Figura 2 - Mapa de irradiação direta no Brasil.....	24
Figura 3 - Esquema de funcionamento de uma planta CSP.	26
Figura 4 - Tecnologia de coletores solares cilindro parabólicos.	27
Figura 5 - Tecnologia de coletores torre solar.....	28
Figura 6 - Tecnologia de coletores Linear Fresnel.....	29
Figura 7 - Tecnologia de coletores Disco Stirling.....	30
Figura 8 - (a) Esquema do ciclo Rankine; (b) diagrama da curva Temperatura - entropia (T - s).	31
Figura 9 - Etapas para a realização da pesquisa.	44
Figura 10 - Interface inicial do software SAM.....	46
Figura 11 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Mossoró (caso base).	59
Figura 12 - VPL analisado durante o período de estudo em Mossoró para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base).	60
Figura 13 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Mossoró (caso otimizado).	62
Figura 14 - VPL analisado durante o período de estudo em Mossoró para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso otimizado).	63
Figura 15 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base).....	67
Figura 16 - VPL analisado durante o período de estudo em Bom Jesus da Lapa para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base).....	68
Figura 17 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Bom Jesus da Lapa (caso otimizado).	71
Figura 18 - VPL analisado durante o período de estudo em Bom Jesus da Lapa para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso otimizado).....	72
Figura 19 - Custo nivelado de eletricidade (LCOE) em função das horas de armazenamento térmico (TES) e do múltiplo solar (SM) para as cidades de Bom Jesus da Lapa (a) e Mossoró (b).....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Distribuição das plantas Cilindro parabólico e torre solar conforme a NREL.....	17
Tabela 2 – Biblioteca de fluidos de transferência de calor disponíveis no SAM.	36
Tabela 3 - Tipologias de CSP e geração de energia total no mundo.	39
Tabela 4 - Usinas Heliotérmicas em estudo no Brasil.	40
Tabela 5 – Dados da localização e do clima das cidades de Bom Jesus da Lapa e Mossoró. ...	48
Tabela 6 - Parâmetros financeiros adotados.	55
Tabela 7- Principais dados técnicos das plantas CSP simuladas para Mossoró e Bom Jesus da Lapa.	57
Tabela 8 - Custos específicos utilizados na análise econômica para Mossoró e Bom Jesus da Lapa.	58
Tabela 9 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Mossoró (caso base).	61
Tabela 10 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP (caso otimizado) para Mossoró.	64
Tabela 11 - Resumo das simulações e comparação do caso base e otimizado em Mossoró.	65
Tabela 12 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Bom Jesus da Lapa (caso base).	69
Tabela 13 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Bom Jesus da Lapa (caso otimizado).	73
Tabela 14 - Resumo das simulações e comparação do caso base e otimizado em Bom Jesus da Lapa.	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GEE	Gases de efeito estufa
CO ₂	Dióxido de carbono
CSP	Energia Solar Concentrada, do inglês <i>Concentrated Solar Power</i>
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
TES	Armazenamento de Energia Térmica, do inglês <i>Thermal Energy Storage</i>
HTF	Fluido de Transferência de Calor, do inglês <i>Heat Transfer Fluid</i>
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis, do inglês <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SETP	Programa de Tecnologia Solar
DOE	Departamento de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SAI	<i>Solar Energy Initiative for America</i>
DNI	Radiação Normal Direta, do inglês <i>Direct Normal Irradiance</i>
IEA	Agência Internacional de Energia
LCOE	Custo Nivelado de Energia, do inglês <i>Levelized Cost of Energy</i>
SM	Múltiplo Solar, do inglês <i>Solar Multiple</i>
O&P	Operação e manutenção
NaNO ₃	Nitrato de sódio
KNO ₃	Nitrato de potássio
CF	Fator de capacidade, do inglês <i>Factor Capacity</i>
CP	Cilindro parabólico
TS	Torre solar
LF	Linear Fresnel
DS	Disco Stirling
CAPEX	Despesas de capital, do inglês <i>Capital Expenditure</i>
OPEX	Despesas operacionais, do inglês <i>Operational Expenditure</i>
VPL	Valor Presente Líquido, do inglês <i>Net Present Value</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
IPP	<i>Independent Power Producer</i>
TIR	Taxa interna de Retorno

MW	<i>Megawatt</i>
US\$	Dólares dos Estados Unidos
c/kWh	Dólar centavo por quilowatt-hora
kWh	<i>Kilowatt-hora</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

LCOE	Custo Nivelado de Energia
C_0	Capital próprio do projeto
C_n	Custo anual do projeto ao longo de n anos
n	Período de estudo do projeto em anos
Q_n	Energia fornecida pelo sistema durante n anos
d_r	Taxa real de desconto
d_n	Taxa nominal de desconto
FC_t	Fluxo de caixa no instante de tempo t inicial
t	Tempo de geração de energia elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivo geral.....	20
1.2	Objetivos específicos.....	21
2	TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.1	Recurso solar.....	22
2.1.1	Radiação solar	22
2.1.2	Potencial solar brasileiro	23
2.2	Energia heliotérmica	25
2.2.1	Diferentes tecnologias CSP	26
2.2.2	Cilindro Parabólico.....	27
2.2.3	Torre Solar.....	28
2.2.4	Linear Fresnel.....	29
2.2.5	Disco Stirling.....	30
2.2.6	Ciclo <i>Rankine</i>	31
2.2.7	Maturidade da tecnologia CSP	32
2.2.8	Possíveis desafios na operação de usinas CSP	32
2.2.9	Múltiplo solar	33
2.2.10	Fator de capacidade	34
2.2.11	Fluido de transferência de calor	35
2.2.12	Sal fundido ou sal solar	36
2.2.13	Armazenamento de energia	37
2.3	Plantas híbridas	38
2.4	Panorama mundial	38
2.5	Custo da energia heliotérmica.....	41
2.5.1	Custo nivelado de energia	41
2.5.2	Valor presente líquido	42
3	PROCEDIMENTO METODOLÓGICO	44
3.1	System Advisor Model (SAM).....	45
3.2	Escolha da tecnologia CSP	47
3.3	Escolha da localidade	47

3.3.1	Irradiância de projeto.....	48
3.4	Design do sistema.....	49
3.4.1	Potência da planta.....	49
3.4.2	Múltiplo solar	49
3.4.3	Temperaturas máxima e mínima de operação do HTF	50
3.4.4	Horas de armazenamento	51
3.5	Campo Solar.....	51
3.6	Coletores.....	52
3.7	Receptores	52
3.8	Ciclo de potência.....	52
3.9	Sistema armazenamento de energia térmica.....	53
3.10	Limites da rede	53
3.11	Custos de instalação	54
3.12	Custos de operação	54
3.13	Parâmetros financeiros	55
3.14	Receita, incentivos e depreciação	55
3.15	Compras de eletricidade	56
4	SIMULAÇÕES DE PLANTAS CSP	57
4.1	Planta CSP em Mossoró - RN.....	57
4.1.1	Resultados e discussões.....	58
4.1.2	Otimização dos resultados para a cidade de Mossoró	61
4.1.3	Resultados para Mossoró - RN: caso base x caso otimizado	65
4.2	Planta CSP em Bom Jesus da Lapa - BA	66
4.2.1	Resultados e discussões.....	66
4.2.2	Otimização dos resultados para Bom Jesus da Lapa	70
4.2.3	Resultados para Bom Jesus da Lapa - BA: caso base x caso otimizado	74
5	Conclusões e propostas de trabalhos futuros.....	77
	REFERÊNCIAS.....	80

1 INTRODUÇÃO

A mudança na matriz energética em direção às fontes renováveis está se intensificando devido ao aumento da demanda por energia e às preocupações ambientais associadas aos combustíveis fósseis. A dependência de fontes não renováveis está gerando preocupações significativas devido às emissões de gases de efeito estufa (GEE) e aos impactos ambientais relacionados (Trama, 2023). Estima-se que 80% da fonte de energia no mundo é proveniente de combustíveis fósseis, como por exemplo gás natural, petróleo líquido e carvão, sendo estas as principais fontes de emissão de dióxido de carbono (CO₂) e outras emissões de gases de efeito estufa. Com o objetivo de sanar esses desafios e promover o desenvolvimento sustentável, há uma crescente necessidade de modificar a forma como a energia elétrica é gerada e utilizada. Para isso, a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), estabeleceu como meta que a geração renovável seja responsável por 66% do fornecimento total de energia primária até 2050 (IRENA, 2018).

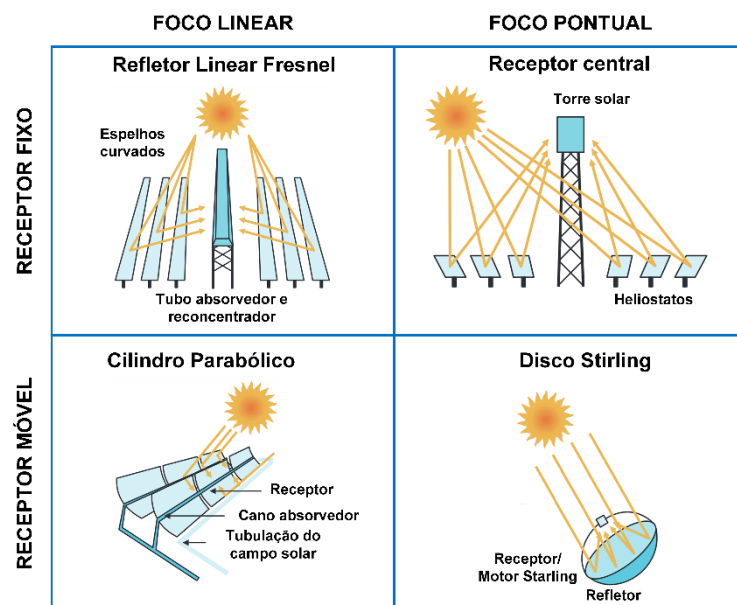
Desse modo, por se tratar de uma fonte verde, de baixo custo e sustentável, a energia solar surge então como uma excelente opção competitiva entre as fontes renováveis para atender a essa crescente demanda por eletricidade (Milani, 2016). Além de ser economicamente viável, a energia solar contribui para o crescimento social, a partir da redução das emissões de gases de efeito estufa (Tahir *et al.*, 2021).

Entre as diversas formas de geração baseadas em energia solar, a radiação solar é comercialmente aproveitada por meio de sistemas fotovoltaicos solares e sistemas de energia solar concentrada (*Concentrated Solar Power* - CSP). A CSP, por sua vez, destaca-se como uma tecnologia capaz de produzir energia despachável em escala de utilidade, especialmente quando combinada com sistemas de armazenamento de energia térmica (*Thermal Energy Storage* - TES) (Islam *et al.*, 2018).

As usinas CSP ou também conhecidas como heliotérmicas, são responsáveis por realizar o processo de conversão da energia térmica em eletricidade, e estão ganhando incentivos na sua implementação justamente pelas suas características de despachabilidade em comparação as demais fontes renováveis (Paschoalotto, 2018). As tecnologias CSP utilizam um coletor (espelhos ou lentes) para receber e concentrar a radiação solar em uma área menor (denominadas de receptores), que transportam o fluido de transferência de calor (*Heat Transfer Fluid* - HTF). Assim, a energia elétrica é então produzida quando o calor, resultante da luz concentrada, aciona a turbina a vapor de um gerador elétrico (Islam *et al.*, 2018).

Existem quatro tecnologias de CSP disponíveis segundo o tipo de coletor solar utilizado e sua conversão em energia térmica, como é mostrado na Figura 1: cilindro parabólico, torre solar, linear Fresnel e disco Stirling (Hafeez *et al.*, 2020). Os sistemas com cilindros parabólicos e linear Fresnel rastreiam o sol ao longo de um único eixo, com foco linear. Já os sistemas com torre solar e disco Stirling rastreiam o sol ao longo de dois eixos, com foco pontual (Tolmasquim, 2016).

Figura 1 - Principais Tecnologias CSP.



Fonte: Adaptado de IEA (2014).

Na tecnologia cilindro parabólico os raios solares são refletidos ao longo de tubos no ponto focal dos espelhos, onde estes se movimentam guiados pela projeção solar. É considerada a tecnologia mais madura por controlar os processos de construção, manutenção e operação (Tolmasquim, 2016). Entretanto, por possuir foco linear, não atinge temperaturas muito elevadas, alcançando cerca de 400 °C, o que proporciona que o HTF mais utilizado sejam óleos, minerais ou orgânicos (à base de bifenilo e óxido difenílico) (Tian; Zhao, 2013).

A tecnologia de torre solar consiste em um receptor central instalado na parte superior de uma torre rodeada por espelhos (heliostatos) fixados no solo, que se movimentam em dois eixos para rastrear a luz do sol e refletir ela até o receptor na torre. Devido a sua capacidade térmica de operar em até 550 °C e podendo o HTF utilizado ser do tipo sal fundido, ar ou água, a torre central é considerada a mais econômica para altas potências (Paschoalotto, 2018).

Assim como o cilindro parabólico, o sistema linear Fresnel possui foco linear, no entanto, seus receptores são fixos e planos ou levemente côncavos, o que torna fácil a sua instalação e consequentemente se torna uma tecnologia mais barata comparadas às demais. Além disso, o sistema apresenta menores temperaturas de operação, cerca de 300 °C, e o HTF mais utilizado é o vapor (Tolmasquim, 2016).

Por último, a tecnologia disco Stirling geralmente opera com gás como HTF, possui foco pontual e os receptores são móveis para rastrear o sol em dois eixos, o que permite apresentar o maior fator de concentração solar, com operação de 100 °C até 1500 °C. Entretanto, essa tecnologia apresenta o menor nível de maturidade entre as tecnologias CSP (Kalogirou, 2009).

De acordo com o Laboratório Nacional de Energias Renováveis - *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (2024), dentre as 23 plantas em desenvolvimento em solo internacional, considerando apenas as tecnologias cilindro parabólico e torre solar, 85% da capacidade instalada corresponde a tecnologia cilindro parabólico e 12% correspondem a tecnologia torre solar. Em construção, 60% são do tipo torre solar e 38% do tipo cilindro parabólico. Já em desenvolvimento, 61% são do tipo torre solar e 33% do tipo cilindro parabólico. A Tabela 1 apresenta o resumo deste cenário.

Tabela 1- Distribuição das plantas Cilindro parabólico e torre solar conforme a NREL.

Planta	Capacidade Instalada (%)	Em construção (%)	Em desenvolvimento (%)
Cilindro Parabólico	85	38	33
Torre solar	12	60	61

Fonte: NREL (2024).

Diante desse cenário, as usinas com tecnologia cilindro parabólico se apresentam como as mais difundidas, com a maior capacidade instalada. Por outro lado, as usinas de torre solar mostram maior número de projetos em construção e desenvolvimento, o que indica uma tendência de expansão em médio e longo prazo.

Dentre as possibilidades de armazenamento de energia, os sistemas de armazenamento de energia térmica (*Thermal Energy Storage* - TES) apresentam grande potencial de desenvolvimento por se tratarem de uma tecnologia de baixo custo de implementação, reduzido impacto ao meio ambiente e fácil integração às plantas heliotérmicas, o que detém um papel

imprescindível para facilitar o acesso cada vez mais acentuado de fontes intermitentes de energia na geração de eletricidade (IRENA, 2018).

Desse modo, a viabilidade técnica e financeira do uso da tecnologia CSP em um projeto comercial é um fator importante a ser avaliado antes de sua implantação em uma localização específica. Os principais parâmetros de desempenho técnico que devem ser analisados incluem: Irradiância Direta Normal no ponto de projeto (*Direct Normal Irradiance* - DNI), Fluido de Transferência de Calor, Múltiplo Solar (*Solar Multiple* – SM) e horas de Armazenamento de Energia Térmica (Tahir *et al.*, 2024).

O *System Advisor Model* (SAM) é um *software* criado pelo NREL. Inicialmente, o mesmo foi projetado com o objetivo de fornecer suporte ao Programa de Tecnologia Solar (SETP) do Departamento de Energia (DOE). Entretanto, ao longo do tempo, por meio de vários estudos realizados nos EUA, foram estabelecidos programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), e, a partir disso, o DOE promoveu o uso do SAM a um programa maior, a *Solar Energy Initiative for America* (SAI). Desde então, o *software* se encontra disponível gratuitamente no site do NREL, em que uma nova versão é lançada a cada seis meses para então auxiliar à comunidade técnico-científica da indústria solar (Blair *et al.*, 2008).

Desse modo, o simulador SAM é uma alternativa para analisar o desempenho de sistemas de geração conectados ou não à rede. O mesmo permite modelar muitos tipos de sistemas de geração de energias renováveis como: sistemas de concentração de energia solar; sistemas fotovoltaicos; energia geotérmica; energia eólica; aquecimento solar de água; entre outros. Com isso, a partir das informações fornecidas pelo usuário em relação a localização, alguns dados meteorológicos, custos de instalação, custos de operação e manutenção (O&M) e outras especificações necessárias, é obtido o custo de geração de eletricidade (SAM, 2024).

Quando se trata de unidades geradoras de energia, uma análise importante que deve ser considerada é o cálculo do Custo Nivelado de Energia Elétrica (*Levelized Cost of Energy* - LCOE), caracterizado pelo preço da eletricidade por unidade geradora quando o capital investido é recuperado. A partir disso, é possível comparar diferentes unidades geradoras, conforme suas características de custos de capital, operação e manutenção, bem como o fator de capacidade. Sendo assim, o valor do LCOE para as tecnologias CSP varia conforme o tipo da planta e a sua localização (IRENA, 2018).

Nos últimos anos, a energia solar fotovoltaica e CSP registraram reduções significativas de custos, especialmente, decorrentes de inovações de design, otimização de manufatura e melhoria de eficiência (Baba *et al.*, 2020). Entre 2010 e 2022, o Custo Nivelado de Energia diminuiu 43% para projetos solares fotovoltaicos e 37% para projetos CSP. As usinas CSP são

preferidas em relação às fotovoltaicas devido à sua capacidade de armazenar energia térmica e operar na ausência de luz solar. Elas apresentam fator de capacidade (*Capacity Factor* – CF) e geração anual de energia superiores, além de exigirem menos área para gerar a mesma quantidade de energia (Tahir *et al.*, 2024).

Entretanto, embora a energia solar seja atualmente uma das abordagens mais maduras, ainda existem muitos desafios a serem estudados. Para a energia solar térmica, a fim de resolver o problema da produção instável, causado pela variação temporal da radiação solar, a tecnologia de armazenamento térmico foi desenvolvida e estudada nas últimas décadas (Wang; Wang; Han, 2022).

A análise tecnoeconômica de sistemas CSP, especialmente para tecnologias de coletores parabólicos e torres solares, tem sido amplamente relatada na literatura recente em diversas partes do mundo, principalmente nos EUA, Canadá, Espanha, Europa e Índia. Ikhef e Larbi (2020), realizaram uma análise tecnoeconômica de uma usina de coletores parabólicos de 25 MW para uma localidade na Argélia, utilizando diferentes HTFs e variando o SM de 1,0 a 3,2, obtiveram um LCOE mínimo de 5,83 ¢/kWh e CF máximo de 60%. Agyekum *et al.* (2021), avaliaram parâmetros técnicos e econômicos para uma usina de torre solar de 100 MW utilizando dois HTFs no Tibete, China e obtiveram um LCOE mínimo de 16 ¢/kWh e CF máximo de 40% para um HTF selecionado. (Tahir *et al.*, 2021), realizaram uma análise tecnoeconômica de uma usina de torre solar de 50 MW utilizando nove HTFs em nove localidades do Paquistão, relatando um LCOE mínimo de 7 ¢/kWh e CF máximo de 81%.

Malagueta (2013), realizou um estudo sobre avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira. O principal foco foram as usinas cilindro parabólicos, considerando diferentes arranjos com armazenamento e hibridização com gás natural; hibridização com ciclo *Rankine* ou ciclo combinado; e um estudo de caso de uma planta de tri-geração (eletricidade, refrigeração e calor) anexa a um hospital proposto para BJL. No entanto, as simulações indicaram que os custos nivelados de cada planta ainda não são comercialmente competitivos. Mantilla (2017), propôs usinas com tecnologias de disco Starling e cilíndrico parabólico nas condições climatológicas do Brasil, avaliando o potencial em regiões características (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste) com diferentes valores de radiação solar direta. Para isso, foram consideradas diferentes configurações das usinas, em que, dentre os resultados analisados, o melhor correspondeu ao modelo com concentradores cilíndricos parabólicos operando com ciclo *Rankine* convencional, híbrido com caldeira auxiliar e armazenamento térmico para a cidade de Icapuí, no estado do Ceará. O menor LCOE obtido

para a usina com cilindro parabólico foi de 12,82 ¢/kWh para um CF de 72,2% e, para a tecnologia motor Stirling, o LCOE foi de 16,15 ¢/kWh para um CF de 23,1%.

A revisão bibliográfica evidenciou que a maioria dos estudos brasileiros concentra-se na análise de diferentes regiões do país, com ênfase nas plantas de coletores cilíndrico-parabólicos, dado o maior grau de maturidade tecnológica em relação às demais. Observa-se também que, no contexto nacional, a maior parte das pesquisas adota um mesmo fluido de transferência de calor (HTF) em distintas localidades, sem explorar de forma comparativa o impacto da variação desse parâmetro. Em contrapartida, em estudos internacionais, as análises tecnoeconômicas têm incorporado a variação do múltiplo solar (SM) e do armazenamento de energia térmica (TES), resultando em diferentes valores de LCOE e fator de capacidade (CF) para distintos HTFs, possibilitando a classificação do mais adequado para cada região.

Nesse sentido, o presente estudo busca preencher essa lacuna ao propor uma avaliação do potencial técnico e econômico de diferentes arranjos de armazenamento em usinas heliotérmicas no Brasil, considerando diferentes HTFs, variando-se o SM e TES, contribuindo para uma análise mais abrangente e alinhada às necessidades de diversificação e otimização do uso da tecnologia CSP no país. Para isso, devido à grande capacidade instalada, construção e desenvolvimento, tem-se como objetivo simular o modelo da planta cilindro parabólico na cidade de Mossoró - RN e comparar os valores a cidade de Bom Jesus da Lapa – BA, ambas localizadas na região nordeste do Brasil, através do *software* SAM, considerando a análise dos parâmetros de projeto de instalação para quatro cenários: (i) CSP com óleo sintético como HTF e sal fundido como meio de armazenamento de calor; (ii) CSP com sal fundido como HTF e como meio de armazenamento de calor; (iii) CSP simples com óleo sintético como HTF; e (iv) CSP simples com sal fundido como HTF. Dessa forma, será realizada a análise para cada cidade de qual proposta apresenta melhor viabilidade técnica e econômica, conforme a influência do tipo de fluido de transferência de calor integrado ao sistema de armazenamento.

1.1 Objetivo geral

Avaliar as vantagens técnicas e econômicas de uma usina heliotérmica na cidade de Mossoró/RN, visando identificar a configuração mais eficiente e economicamente viável por meio da avaliação de diferentes arranjos de sistemas de armazenamento de calor sensível, considerando diferentes tipos de fluidos de transferência de calor no campo solar e no armazenamento térmico de centrais heliotérmicas.

1.2 Objetivos específicos

Para conseguir alcançar o objetivo geral, foi necessário realizar os seguintes passos:

- Realizar a revisão bibliográfica sobre as tecnologias de CSP disponíveis e os potenciais para sua instalação;
- Simular o desempenho de usinas heliotérmicas com tecnologia de cilindro parabólico nas cidades de Mossoró – RN e Bom Jesus da Lapa – BA, considerando diferentes configurações de armazenamento térmico;
- Avaliar a influência do tipo de fluido de transferência de calor (HTF) e do meio de armazenamento de calor na eficiência e viabilidade técnica da usina;
- Verificar as configurações mais competitivas a partir da análise de diferentes dimensões de campo solar e capacidade de armazenamento de energia;
- Comparar os cenários simulados em termos de custo nivelado de energia (LCOE), fator de capacidade e retorno econômico.
- Identificar qual configuração apresenta melhor viabilidade técnica e econômica para cada localidade, contribuindo para futuras implementações de usinas CSP no Brasil.

2 TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta a importância histórica da energia solar na satisfação das necessidades humanas, destacando as principais características da tecnologia CSP, suas condições favoráveis para instalação, princípios de funcionamento, componentes, diferentes tipos de receptores e classificações, atuação com armazenamento e/ou híbridas, além do panorama mundial e custos para sua implementação.

2.1 Recurso solar

Ao longo da história da humanidade, a energia proveniente do sol é aproveitada pelo homem para suprir diversas necessidades básicas. Entretanto, somente a partir do século passado o mesmo passou a utilizar o sol como fonte direta para a geração de eletricidade, destacando duas tecnologias: a fotovoltaica, cujo processo de geração incide na conversão direta da luz em eletricidade; e heliotérmica, que consiste em uma forma de geração termelétrica, onde um fluido é aquecido pela energia solar para gerar vapor (Tolmasquim, 2016).

A combinação das duas tecnologias representa uma parcela pequena da matriz energética global, no entanto, nos últimos anos ambas vêm se tornando atrativas em relação à considerável redução dos custos, o grande potencial técnico de aproveitamento e por não emitirem poluentes durante a sua operação (Tolmasquim, 2016). Assim, por se tratar de um recurso natural praticamente ilimitado, a energia solar apresenta potencial para suprir a demanda de energia no mundo, de modo que as tecnologias utilizadas possuam viabilidade técnica e econômica, ao mesmo tempo que suas implementações permitam a redução dos impactos ambientais (Mantilla, 2017).

2.1.1 Radiação solar

De toda energia solar que atinge a Terra, estima-se que apenas metade chega à superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano (Tolmasquim, 2016). A finalidade do uso dessa energia depende da trajetória aparente do sol e do período de exposição solar. Logo, a intensidade da radiação é definida pelo ângulo de incidência de radiação solar enquanto a duração de exposição solar depende da trajetória aparente do sol (Islam *et al.*, 2018).

Desse modo, toda a radiação solar que chega à superfície da Terra pode ser decomposta em dois planos: horizontal e inclinado. No plano horizontal, a radiação global compreende a soma das componentes: direta, que atinge o solo sem interferências de reflexões e a difusa que resulta da dispersão da luz por elementos presentes na atmosfera como nuvens, poeiras e entre outros. Já no plano inclinado, são consideradas as radiações diretas, difusas e mais uma parcela refletida na superfície e nos elementos envolta. Para a geração de eletricidade devido às heliotérmicas a Irradiação Global Horizontal é a parcela de maior importância, também conhecida como Radiação Normal Direta (*Direct Normal Irradiance* - DNI) (Tolmasquim, 2016).

Durante a presença de nuvens e sombras, a radiação solar direta diminui consideravelmente, o que se faz necessário realizar estudos locais onde se pretende instalar uma usina heliotérmica. Os valores da DNI variam constantemente conforme as condições climáticas, principalmente em locais que apresentam altas taxas de nebulosidade. Assim, as regiões que apresentam climas predominantemente árido e semiárido, usualmente apresentam as melhores medidas de DNI para a instalação dessas usinas, com destaque para o Norte e Sul da África, Oriente Médio, Sudoeste dos Estados Unidos, Noroeste da Índia, Chile, Peru, Ocidente da China e Austrália (IEA, 2014).

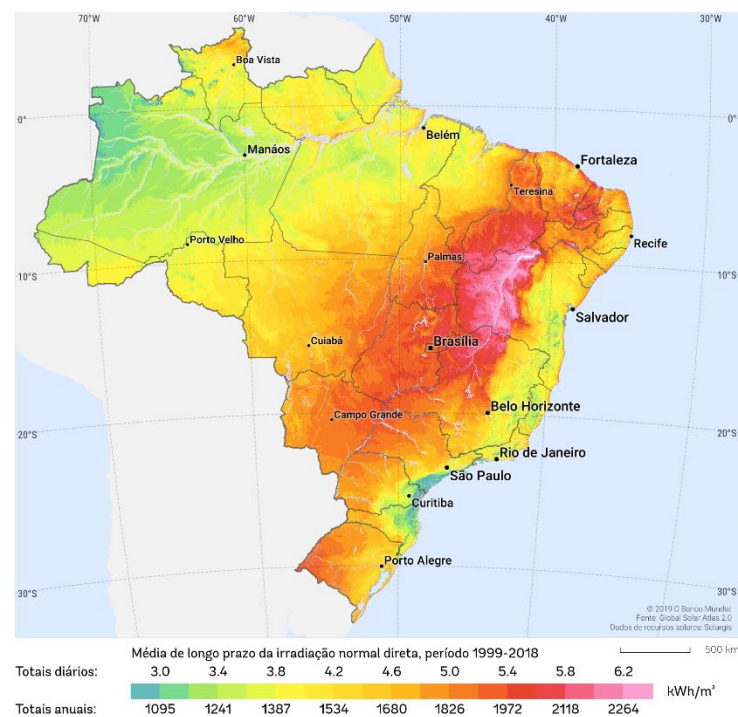
Com base nessas características, no Brasil, a região nordeste é a que mais se aproxima das condições climáticas necessárias para obter ótimas medidas de DNI para o estudo de potenciais de instalação de plantas heliotérmicas. Segundo Pereira *et al.* (2014), estudos realizados mostram faixas de valores de irradiação normal direta entre 2200 kWh/m²/ano a 2400 kWh/m²/ano em grande parte do oeste da Bahia, que se estende ao norte de Minas Gerais e sul do Piauí. Tais valores estimam o potencial para o uso de concentradores solares no território nacional, principalmente nessas regiões em que o DNI é mais elevado.

2.1.2 Potencial solar brasileiro

Para identificar o potencial de instalação de plantas heliotérmicas no Brasil é fundamental medir o recurso disponível em todo o território nacional, visto que nem toda radiação solar possui qualidade suficiente para ser concentrada, capaz de gerar calor necessário para ser transformado em trabalho e consequentemente em eletricidade. Alguns estudos apontam que o nível mínimo de DNI para tornar os projetos de CSP viáveis é de 6,0 kWh/m²/dia, ou 2190 kWh/m²/ano (Arvizu *et al.*, 2011; Bloem *et al.*, 2010; IEA, 2010).

Tais condições climáticas estão mais presentes no semiárido nordestino, devido a região ser menos afetada por nuvens e alta umidade (Pereira *et al.*, 2017). Mesmo assim, estudos presentes em Malagueta *et al.*, (2013); Malagueta *et al.*, (2014); Soria; Schaeffer; Szklo, (2014); Soria *et al.*, (2015), apresentam resultados de simulações que comprovam que apesar do Brasil apresentar em boa parte do seu território valores de DNI inferiores aos encontrados nas regiões desérticas, pode-se concluir que ainda é viável instalar plantas CSP competitivas, principalmente se hibridizá-las com outra fonte. O mapa da Figura 2 apresenta a DNI do território brasileiro.

Figura 2 - Mapa de irradiação direta no Brasil.



Fonte: Global Solar Atlas 2.0, dados de recursos solares: Solargis (2020).

Diante disso, é possível observar que os maiores níveis de DNI encontram-se no estado da Bahia e no norte de Minas Gerais. Já no Norte do país, os valores são consideravelmente abaixo das outras regiões, justamente pelo fato da presença de altos níveis de precipitações e da densa floresta amazônica.

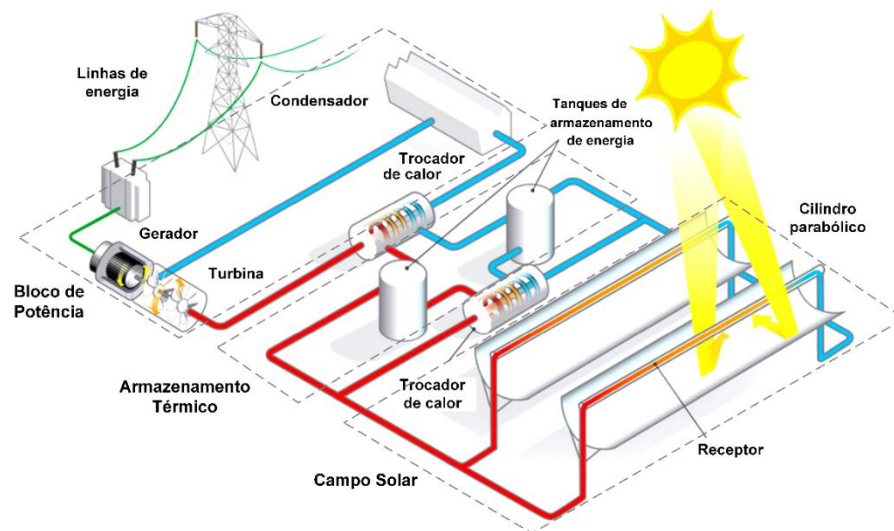
2.2 Energia heliotérmica

A tecnologia heliotérmica ou *Concentrated Solar Power* (CSP), inicialmente consiste na conversão da energia solar em energia térmica, onde em seguida esta é convertida em eletricidade. Para isso, são utilizadas superfícies refletoras, geralmente espelhos, responsáveis pela concentração da irradiação solar normal direta (DNI) em um ponto focal, onde se encontra presente um receptor de alta absorvência, convertendo a energia solar em térmica. Neste receptor, passa um fluido absorvedor, também conhecido como fluido de transferência de calor (HTF), normalmente um fluido sintético ou sal fundido, que irá retirar calor do receptor e posteriormente ativar um ciclo de potência (usualmente *Rankine* ou *Brayton*) (Dunham; Iverson, 2014), podendo operar em duas etapas distintas: com um arranjo de circuito primário-secundário ou incluindo uma etapa de armazenamento. (MIT, 2015).

No primeiro caso, quando o fluido passa pelo receptor, ele é direcionado ao reservatório quente do ciclo termodinâmico de potência. A partir disso, o processo de operação da CSP ocorre de forma semelhante ao de uma usina termelétrica convencional. Entretanto, quando a CSP inclui uma etapa de armazenamento, o fluido de trabalho armazena uma parcela do calor absorvido no receptor. Esse armazenamento pode ocorrer através de dois tanques, sendo um frio e o outro quente, em que a energia armazenada pode facilmente ser utilizada quando houver falta do recurso solar, tornando o fator de capacidade da planta maior e possibilitando o seu controle de operação (Milani, 2016).

De modo geral, as plantas CSP são constituídas por três sistemas: campo solar, armazenamento térmico e o bloco de potência. O campo solar é formado pelos espelhos, o receptor e o fluido térmico. Já o armazenamento térmico são os tanques com ou sem o fluido de transferência de calor, enquanto o bloco de potência consiste na turbina, gerador e condensador (Pereira *et al.*, 2014). A Figura 3 mostra os três sistemas citados.

Figura 3 - Esquema de funcionamento de uma planta CSP.



Fonte: Adaptado de NREL (2024).

Todos os blocos que constituem a usina são interligados por tubos onde circula o HTF. Em uma planta CSP, o princípio de conversão de energia térmica em energia elétrica utiliza os mesmos ciclos termodinâmicos das termelétricas convencionais (IEA, 2010a). No entanto, uma das principais características que as diferem das termelétricas convencionais está presente nas etapas de concentração da CSP, visto que, esta possui diferentes tecnologias. Existem quatro tecnologias de concentradores, que são classificadas conforme o tipo de refletor e coletor: cilindro parabólico, torre solar, linear Fresnel e disco Stirling (Tolmasquim, 2016).

2.2.1 Diferentes tecnologias CSP

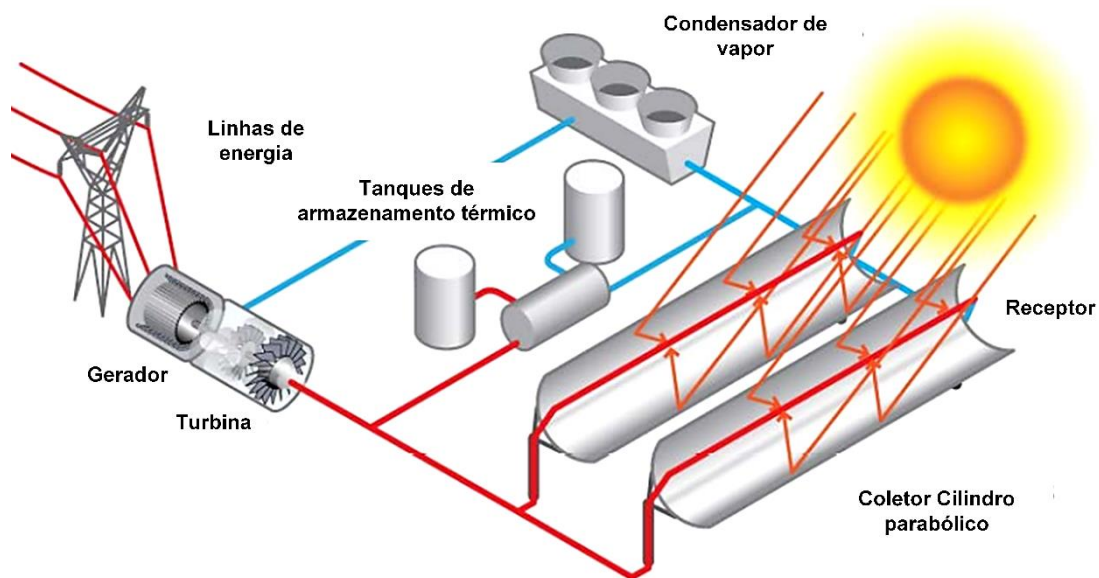
A tecnologia CSP, assim como também é adotada pela Agência Internacional de Energia (IEA), costuma ser definida de acordo com o seu receptor (fixo ou móvel) e foco (linear ou pontual). Os receptores fixos compreendem os dispositivos que sua posição não depende do movimento dos concentradores, sendo eles a tecnologia torre solar e linear Fresnel. Já os receptores móveis se deslocam conforme o movimento dos concentradores em relação a posição do sol, é o caso da tecnologia de cilindro parabólico e disco Stirling (IEA, 2010a).

Na perspectiva de foco linear, os concentradores das plantas linear Fresnel e cilindro parabólico rastreiam o sol em apenas um eixo, enquanto no foco pontual, os concentradores das plantas de torre solar e disco Stirling rastreiam o sol em dois eixos, o que permite que o foco seja em um ponto (IEA, 2010a). Além dessas características, é fundamental conhecer outras definições presentes em cada uma dessas tecnologias para identificar suas melhores aplicações.

2.2.2 Cilindro Parabólico

A tecnologia de cilindro parabólico é a mais utilizada dentre as usinas CSP apresentando cerca de 96% da capacidade instalada no mundo (ANEEL, 2015). Sua estrutura consiste em espelhos em forma de parábolas e um receptor em forma de tubos com foco linear adequadamente conectado aos coletores, os quais são posicionados no campo solar de maneira paralela, rastreando o movimento do sol ao longo de apenas um eixo, podendo ser Leste-Oeste ou Norte-Sul (Pereira *et al.*, 2014). A Figura 4 apresenta o esquema da planta de coletor cilindro parabólico.

Figura 4 - Tecnologia de coletores solares cilindro parabólicos.



Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy (2014).

Desse modo, quando os espelhos são posicionados no sentido Leste-Oeste, estes possuem menor movimentação durante o dia e ficam diretamente focados para o sol de meio dia. Já quando os mesmos são dispostos no eixo Norte-Sul, recebem maior radiação durante o início do dia e fim da tarde, enquanto ao meio dia se torna menor pois não possui foco direto (Islam, 2018).

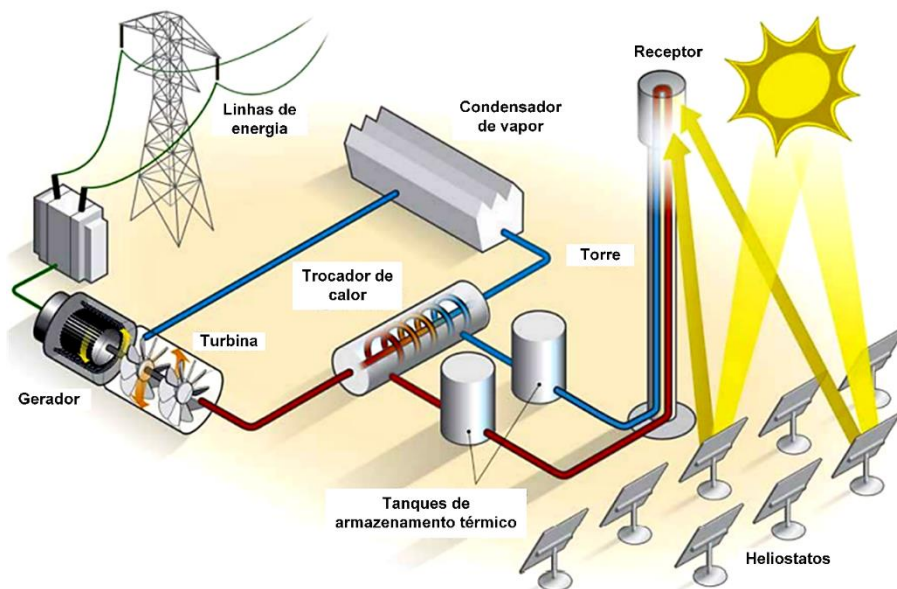
Além disso, a maior parte das instalações atualmente em funcionamento possui uma capacidade de potência situada na faixa de 50 MW, acompanhada de eficiências elétricas que variam entre 14% e 16% (Pereira *et al.*, 2014). O fluido de trabalho mais comumente empregado nesse tipo de tecnologia é um óleo sintético, operando dentro da faixa de temperatura de 300

°C a 400 °C. Entretanto, em algumas instâncias, o vapor também é utilizado (Miller; Lumby, 2012).

2.2.3 Torre Solar

Na tecnologia de torre solar, um receptor central com foco pontual é instalado no topo de uma torre, cercada por espelhos móveis (heliostatos) fixados no solo, conforme destacado na Figura 5. Estes heliostatos são equipados com um sistema de rastreamento solar de dois eixos, Norte-Sul e Leste-Oeste, sendo responsáveis por direcionar e concentrar a irradiação solar no receptor localizado na torre (Islam *et al.*, 2018; Paschoalotto, 2018).

Figura 5 - Tecnologia de coletores torre solar.



Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy (2014).

As plantas de torre solar apresentam um sistema de coletor central com um fator de concentração maior, o que permite que essa tecnologia opere com temperaturas mais elevadas (Behar; Khellaf; Mohammedi, 2013). Estima-se que é possível atingir valores de temperaturas de 390 °C utilizando água, e 565 °C quando o fluido de transferência de calor é o sal fundido (Pereira *et al.*, 2014).

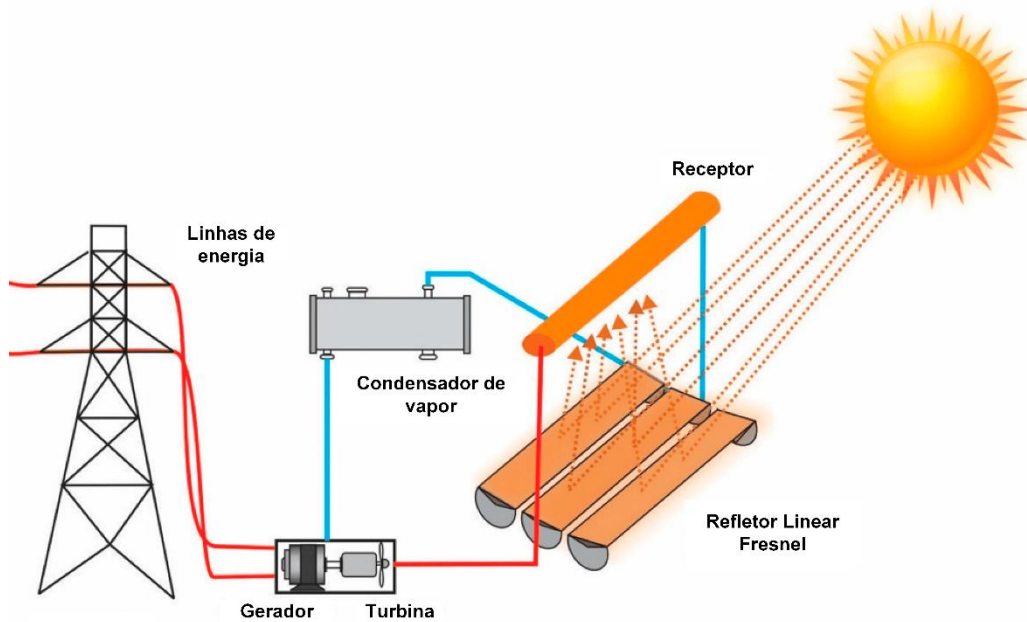
Segundo Pitz-Paal (2017), essa tecnologia pode ainda atingir temperaturas mais altas na faixa de 1000 °C, sendo assim, a mais elevada entre os outros tipos de plantas. Com isso, essa característica é o principal motivo para a tendência global de instalação de usinas que empregam

a tecnologia de torres solares, o que pode resultar em eficiência solar-elétrica entre 25% e 30%, com uma capacidade de 200 MW.

2.2.4 Linear Fresnel

A tecnologia linear Fresnel emprega segmentos longos e estreitos de espelhos planos ou levemente curvados para focalizar a irradiância normal direta em um receptor fixo posicionado ao longo de uma linha focal que se estende a vários metros de distância do campo refletor (Pereira *et al.*, 2014). São utilizados concentradores secundários logo acima do receptor para otimizar a eficiência do tubo absorvedor (Heimsath *et al.*, 2014). Contudo, por apresentar uma parábola facetada, resulta em maiores perdas de eficiência em comparação a tecnologia cilindro parabólico, estimando cerca de 8% a 10% de eficiência solar-elétrica (Islam *et al.*, 2018). A Figura 6 mostra o esquema de funcionamento da tecnologia de receptor Linear Fresnel.

Figura 6 - Tecnologia de coletores Linear Fresnel.



Fonte: Adaptado de Mahlia *et al.* (2014).

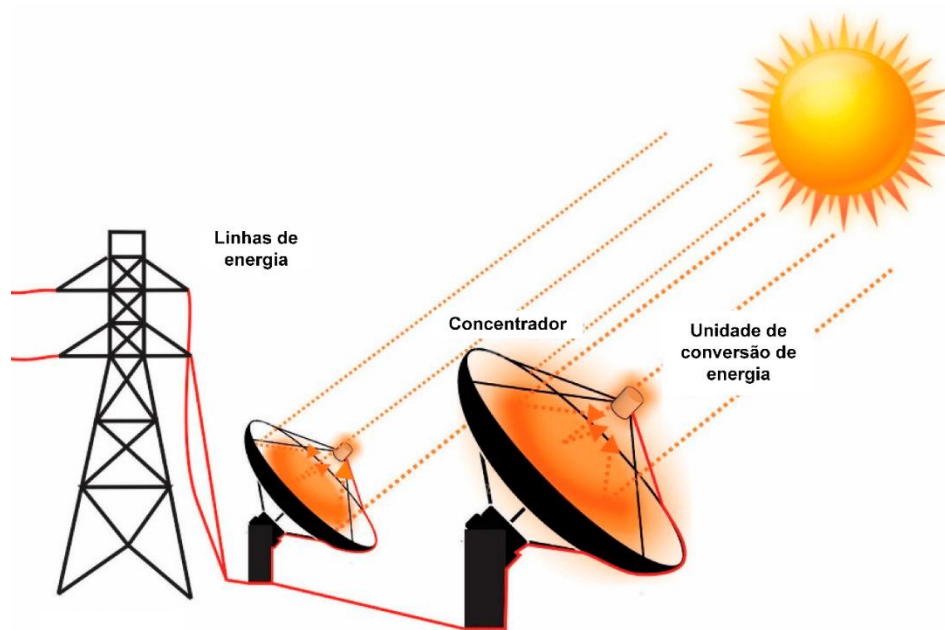
O refletor linear Fresnel é considerado uma opção de baixo custo dentre as demais plantas, devido ao simples *design* e fácil construção. No entanto, apresenta temperaturas de operação mais reduzidas, aproximadamente em torno de 300 °C (Eletrosul, 2018). Logo, por

ser a tecnologia que alcança menores valores de temperatura em seu receptor, o HTF mais utilizado é água (Vignarooban *et al.*, 2015).

2.2.5 Disco Stirling

A tecnologia de disco Stirling possui foco pontual e receptor móvel, permitindo que o receptor rastreie o sol juntamente com o coletor, em dois eixos Norte-Sul e Leste-Oeste. Por sua vez, o disco Stirling destaca-se pela tecnologia que possui o maior fator de concentração de radiação solar, possibilitando operações com temperaturas de até 1000 °C em seu receptor (Baharoon *et al.*, 2015).

Figura 7 - Tecnologia de coletores Disco Stirling.



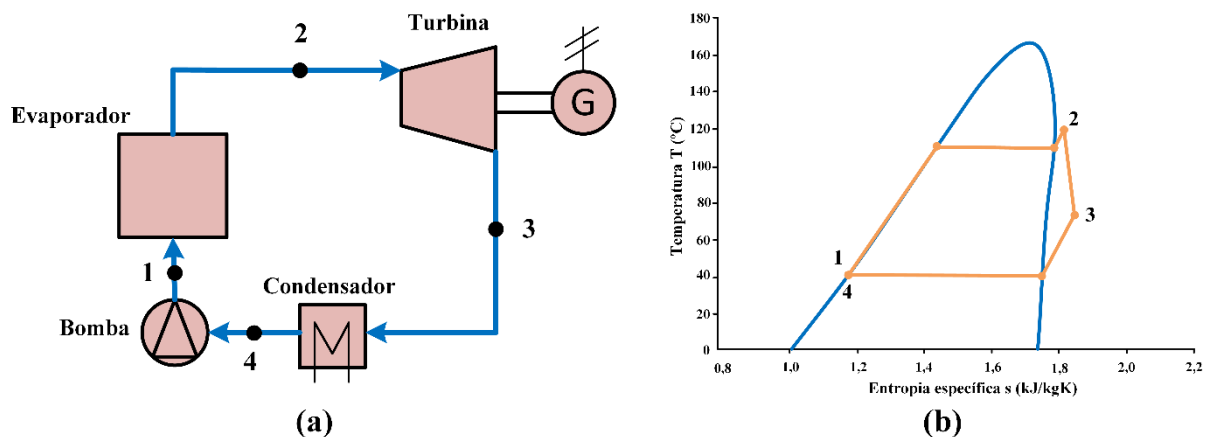
Fonte: Adaptado de Mahlia *et al.* (2014).

É válido destacar que, diferente das outras tecnologias, o disco Stirling pode atuar como uma planta isolada utilizando o motor Stirling no seu ponto focal (Hafez *et al.*, 2016). Além disso, para a realização do seu ciclo termodinâmico, o gás opera como fluido de transferência de calor, podendo alcançar uma eficiência de até 30% (Coventry; Andraka, 2017).

2.2.6 Ciclo Rankine

Para gerar eletricidade, os quatro modelos de plantas heliotérmicas utilizam princípios de conversão de energia por meio de ciclos termodinâmicos (Pitz-Paal, 2017). Entre esses, destacam-se os ciclos *Rankine*, *Brayton* e *Stirling*, sendo o ciclo *Rankine* o mais empregado nesse tipo de tecnologia, devido à sua estabilidade, confiabilidade e ampla adaptabilidade (Li; Cai, 2025). A Figura 8, mostra de maneira esquemática o funcionamento do ciclo Rankine convencional e as variações de energia, conforme a curva Temperatura (T) x Entropia (s).

Figura 8 - (a) Esquema do ciclo Rankine; (b) diagrama da curva Temperatura - entropia (T - s).



Fonte: Adaptado de Bellos (2025).

O ciclo de *Rankine* a vapor usa uma extração de dois estágios com reaquecimento e regeneração de vapor para ajudar a aquecer a água de alimentação. O HTF já aquecido proveniente do campo solar da CSP entra em uma câmara de transferência de calor (evaporador), que fornece energia térmica ao fluido de trabalho do ciclo *Rankine* (etapa 1–2). O vapor gerado é direcionado para a turbina de alta pressão para a geração de energia. Com isso, a força resultante da expansão nas pás, origina um movimento rotacional no eixo da turbina, fazendo com que a energia térmica proveniente da fonte de calor seja convertida em trabalho mecânico, e posteriormente em energia elétrica, através de um gerador conectado a turbina (etapa 2–3). Em seguida o vapor de alta pressão, transformado em vapor de baixa pressão, é redirecionado para um condensador, onde o mesmo é convertido em líquido por água de resfriamento. Desse modo, o fluido de trabalho é bombeado de volta para o evaporador e o ciclo está terminado e pronto para iniciar um novo ciclo (etapa 3-4) (Ren *et al.*, 2019).

2.2.7 Maturidade da tecnologia CSP

A geração de eletricidade por meio de usinas heliotérmicas ainda está em fase de maturação, mesmo com a operação de algumas plantas comerciais. O alto custo associado à produção de energia por essa tecnologia é um fator determinante para sua implementação. No entanto, nos últimos anos, pesquisas e desenvolvimentos focados em melhorar o desempenho das plantas CSP, com base em estudos de caso de instalações já existentes, têm contribuído de forma assídua para a redução dos custos de produção (Santos, 2019).

Nessa perspectiva, entre as quatro tecnologias de CSP disponíveis, a cilindro parabólico apresenta maior solução de escala comercial para a geração de energia elétrica, onde vem sendo utilizada desde o ano de 1983. A torre solar é mais uma tecnologia que vem ganhando espaço contando com projetos comerciais em andamento, como a Usina Solar Ivanpah, com uma capacidade bruta planejada de 392 MW, que permanece em operação desde 2014. A tecnologia linear Fresnel também passou a ser utilizada comercialmente, no entanto, em uma menor escala. Um dos seus maiores projetos entrou em operação no ano de 2014, a Usina Solar Dhursar, com capacidade de 125 MW. Já a tecnologia disco Stirling, não se desenvolveu comercialmente em larga escala, encontrando-se em fase experimental e de pesquisa (Sulyok, 2014).

O nível de maturidade de desenvolvimento tecnológico de uma planta CSP, influencia diretamente na sua economia de implantação. Quanto maior o seu amadurecimento, menor será o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE). Estima-se que as tecnologias cilindro parabólico, torre solar e linear Fresnel, tendem a atingir maturidade em escala comercial, principalmente a torre solar por alcançar temperaturas operacionais mais elevadas (Sulyok, 2014).

2.2.8 Possíveis desafios na operação de usinas CSP

Embora as usinas solares concentradas apresentem grande potencial como fonte de energia renovável, diversos desafios ainda limitam sua implementação em larga escala. Um dos principais entraves está nos elevados custos de capital, que tornam o investimento inicial superior ao de outras tecnologias renováveis. Além disso, a viabilidade financeira desses projetos geralmente depende de incentivos governamentais e políticas de apoio específicas, o que pode comprometer sua expansão em países com menor estabilidade regulatória (Rasul; Yasar; Chowdhury, 2025).

Do ponto de vista técnico, a operação das usinas CSP exige altos níveis de irradiância solar direta (DNI), limitando a sua instalação a regiões que detenham elevado potencial solar. Geralmente, as localidades que apresentam tais características, se encontram em regiões áridas, sendo um desafio recorrente o uso intensivo de água para abastecer os sistemas de resfriamento das CSP. Com isso, somam-se as complexidades de operação e manutenção, que demandam mão de obra especializada, encarecendo os custos e reduzindo a confiabilidade operacional (Rasul; Yasar; Chowdhury, 2025). Por exemplo, em sistemas de operação ativa direta de uma CSP que utiliza sal fundido como fluido de transferência de calor (HTF), os principais problemas que podem ocorrer são vazamentos e a solidificação do sal em pontos frios. Portanto, um bom projeto do traçado térmico e um isolamento adequado são fatores fundamentais para o sucesso da operação (González-Roubaud, Pérez-Osorio e Prieto, 2017; Peiró *et al.*, 2018).

Além disso, outros fatores operacionais como o rompimento de espelhos, a toxicidade do óleo térmico, e o ofuscamento causado pela concentração de luz no local, representam sérios perigos à saúde humana durante a operação e manutenção das usinas. Esses riscos podem ser mitigados com a utilização de equipamentos de proteção individual (EPIs) adequados e protocolos de segurança rigorosos, mas exigem atenção constante e investimento em treinamento especializado, o que adiciona complexidade e custos ao projeto (Yadav; Kumar; Sinha, 2024).

Por fim, a competitividade de mercado representa uma barreira significativa, já que a queda contínua nos preços da energia fotovoltaica e dos sistemas de armazenamento em baterias torna mais difícil justificar economicamente a adoção das CSPs em determinados contextos (Rasul; Yasar; Chowdhury, 2025).

2.2.9 Múltiplo solar

O campo solar de uma usina CSP deve ser projetado de modo que a quantidade de energia térmica seja suficiente para que o sistema de geração de energia elétrica forneça a potência de projeto necessária para uma determinada irradiação. Quando o campo solar é dimensionado apenas a partir da máxima DNI, a planta atingirá a sua potência elétrica nominal algumas vezes durante o ano. Por outro lado, quando o campo solar é superdimensionado, a potência nominal será alcançada mais vezes. Desse modo, quando houver excesso de energia térmica em razão da elevada DNI, esta deverá ser descartada retirando os concentradores do foco, reduzindo a taxa de absorção térmica, no caso de não haver um sistema de armazenamento ou este se encontrar totalmente carregado (Gazoli *et al.*, 2018). Assim, trata-se de manter um

equilíbrio entre operar mais horas a plena carga e tirar parte do foco dos coletores para manter o controle da usina.

Para realizar o superdimensionamento do campo solar, é utilizado o múltiplo solar (*Solar Multiple* – SM), que representa o número de vezes que o campo solar se torna maior que o seu valor de projeto. Com isso, quando se tem um SM igual a 1, a área de coletores é suficiente para operar o bloco de potência a plena carga, conforme a DNI do projeto. Enquanto isso, quando o SM for equivalente a 1,50, significa que o campo solar irá fornecer 50% a mais da energia térmica necessária para o sistema de potência operar na sua capacidade nominal (Gazoli *et al.*, 2018; Madaeni *et al.*, 2011; Malagueta, 2013).

É importante ressaltar que, à medida que o campo solar se expande, pode alcançar um ponto em que os custos de instalação, operação e manutenção (O&M) se tornam mais expressivos. Para evitar que isso ocorra, é essencial que o ponto ótimo do campo solar não seja ultrapassado. Dessa forma, o campo deve ser dimensionado de modo a fornecer energia térmica suficiente para operar o bloco de potência em sua capacidade nominal pelo maior tempo possível, otimizar os custos totais de instalação e O&M, e utilizar o sistema de armazenamento de energia térmica (TES) da maneira mais eficiente, resultando no menor custo nivelado de energia (LCOE) (Soria, 2016).

2.2.10 Fator de capacidade

O fator de capacidade (*Capacity Factor* – CF) indica o quanto uma usina elétrica gerou de energia ao longo de um período de tempo (t) em relação ao valor máximo que ela poderia ter gerado se operasse de forma contínua na sua capacidade nominal. Geralmente, o período de análise é de um ano e a equação do CF pode ser expressa conforme apresentada na Equação (1) (Tahir *et al.*, 2024).

$$CF = \frac{\text{Energia gerada anual}}{\text{Capacidade nominal} \cdot t} \cdot 100 \quad (1)$$

Desse modo, quanto mais próximo de 100% o valor do CF for, maior será a eficiência de uso da usina. Nesse contexto, o estudo de Tahir *et al.*, (2024), teve como objetivo realizar uma análise de viabilidade técnico-econômica e otimizar parâmetros de desempenho para uma usina de energia solar concentrada do tipo linear Fresnel. Para isso, variou-se o múltiplo solar em relação a quantidade de horas do sistema de armazenamento, obtendo valores de LCOE e

CF que detém os melhores fluidos de transferência de calor para as respectivas localidades de estudo. No presente estudo, também foram realizadas variações no múltiplo solar e na quantidade de horas de armazenamento, visando obter o menor LCOE possível, sendo então determinados os respectivos valores de fator de capacidade em cada caso analisado.

2.2.11 Fluido de transferência de calor

O Fluido de transferência de calor, mais conhecido como *Heat Transfer Fluid* (HTF) é considerado o elemento chave de uma CSP. O mesmo é responsável por retirar o calor do campo solar e direcionar este para o armazenamento ou para o bloco de potência onde ocorre a geração de eletricidade. Ao chegar ao bloco de potência ou armazenamento, o HTF pode também ser denominado de fluido de trabalho. A utilização do tipo de fluido para cada usina, depende principalmente da tecnologia CSP adotada, uma vez que essas atuam em diferentes faixas de temperatura. Por isso, é necessário que os fluidos mantenham sua estabilidade térmica, sem que haja degradação e assim obter o melhor aproveitamento do sistema (Eletrosul, 2018).

O HTF pode ser utilizado na planta CSP por meio de dois princípios de operação: direto, quando é necessário apenas um circuito primário, ou seja, o mesmo fluido que é utilizado no campo solar é também o fluido utilizado no campo de potência; e indireto, por meio de trocadores de calor atuando com um circuito primário-secundário, em que é possível ter um fluido de transferência de calor no circuito primário diferente do fluido de trabalho no circuito secundário. Atualmente, o segundo princípio é o mais atualizado, principalmente na tecnologia cilindro parabólico (Baharoon *et al.* 2015).

Segundo Xu *et al.* (2016), dentre os principais tipos de HTF para plantas CSP, destacam-se: ar, água, óleos térmicos, óleos orgânicos (óleo sintético) e sais fundidos. Existe uma tendência de crescimento do uso de sal fundido como HTF para as tecnologias CSP, tanto para os projetos em operação quanto em construção e desenvolvimento. (IRENA, 2018). Na Tabela 2, encontram-se os HTFs disponíveis na biblioteca do *System Advisor Model* (SAM), bem como suas principais propriedades de operação.

Tabela 2 – Biblioteca de fluidos de transferência de calor disponíveis no SAM.

Nome	Tipo	Temperatura de operação (°C)		Ponto de solidificação (°C)
		mínima	máxima	
Solar Salt	Sal fundido	260	600	220
Caloria	Óleo mineral	-20	300	-40
Hitec XL	Sal de nitrato	150	500	120
Therminol VP-1	Óxidos bifenil e difenil	50	400	12
Hitec	Sal de nitrato	175	500	140
Dowtherm Q	Óleo sintético	-30	330	-50
Dowtherm RP	Óleo sintético	-20	350	-40

Fonte: Malagueta (2013).

Como visto anteriormente, as quatro tecnologias de CSP apresentam o mesmo princípio de funcionamento, porém cada uma possui características técnicas distintas, e por isso, devem utilizar o fluido de transferência de calor e o fluido de trabalho mais adequado (Soria, 2016). Por exemplo, as usinas de torre solar por alcançarem maiores temperaturas em seu receptor, tendem a utilizar como fluido de trabalho o vapor, sais fundidos e ar. Desse modo, como o óleo sintético tende a se degradar nas temperaturas de operação da torre solar, logo o seu uso não é recomendado (Miller; Lumby 2012).

2.2.12 Sal fundido ou sal solar

Atualmente, tanto as usinas cilindro parabólicas quanto as de torre solar utilizam a mesma mistura de sais fundidos para armazenamento - uma mistura de 60% em peso de nitrato de sódio (NaNO_3) e 40% em peso de nitrato de potássio (KNO_3) conhecida como Sal Solar (Dunn; Hearps; Wright, 2012). Este tipo de fluido quando combinado aos sistemas de armazenamento das plantas CSP, costumam apresentar maiores vantagens em relação as outras tecnologias (Liu *et al.*, 2015).

Devido a sua capacidade de atingir maiores temperaturas de trabalho (superior a 500°C), o sal fundido permite que a planta opere com maior eficiência, bem como, apresenta uma ótima estabilidade térmica e química, baixo custo, boas propriedades térmicas e físicas quando submetida a temperaturas elevadas e baixa pressão de vapor e propriedade corrosiva (Zhang *et al.*, 2017; Vignarooban *et al.*, 2015). Por outro lado, o sistema que utiliza sais fundidos requer o uso de trocadores de calor e de um sistema de *back-up* para evitar que a temperatura dos sais caia abaixo do ponto de fusão, que é de 220°C (Soria, 2016).

2.2.13 Armazenamento de energia

O sistema de armazenamento térmico - *Thermal Energy Storage* (TES), é um componente opcional em uma planta de CSP que tem a função de armazenar energia sob a forma de calor durante as horas em que a radiação solar está disponível e liberar essa energia durante as horas em que o recurso solar não está presente. Nessa perspectiva, tal sistema já é considerado uma solução comercial, visto que a sua eficiência pode atingir 95% ou mais (MIT, 2015).

O armazenamento de energia térmica pode ocorrer através de três princípios fundamentais: de calor sensível, de calor latente e químico. O armazenamento de calor sensível consiste em aquecer um material sólido ou líquido e isolá-lo do ambiente até o momento em que a energia térmica armazenada esteja pronta para ser utilizada. Por outro lado, o armazenamento de calor latente ocorre pelo aquecimento de um material que passa por uma mudança de fase (geralmente do sólido para o líquido), mantendo sua temperatura constante e armazenando uma grande quantidade de energia quando conservada em devido isolamento. Já no armazenamento químico, o calor aplicado na produção ou dissociação de um certo material (metano, amônia, entre outros) pode ser de fácil armazenamento através da reação endotérmica, e exotérmica, onde nessa última, o mesmo será liberado com perdas mínimas para a geração de eletricidade. Entretanto, mesmo apresentando eficiência para armazenamento de longo prazo ou sazonal, o armazenamento químico ainda apresenta pouco desenvolvimento nessa área (Barlev *et al.*, 2011).

Para realizar o armazenamento de calor, pode-se utilizar um único tanque ou dois tanques (um quente e outro frio), sendo o armazenamento de calor por dois tanques capaz de ocorrer de forma direta ou indireta. Na forma direta, o fluido de transferência de calor utilizado no campo solar é o mesmo utilizado no sistema de armazenamento, enquanto no modo indireto é necessário o uso de trocadores de calor para realizar a transferência de energia entre o HTF e o meio de armazenamento de calor, podendo estes serem fluidos distintos (Fang; Zhao; Li, 2018).

O TES atualmente mais utilizado comercialmente é fundamentado no arranjo de dois tanques (um operando em baixas temperaturas e outro em altas temperaturas), trocadores de calor, um fluido de transferência de calor, um meio de armazenamento de energia térmica e um sistema de controle adequado (Baharoon *et al.*, 2015). Assim, no período do dia o calor do sol pode ser armazenado através de sistemas térmicos, como óleos sintéticos e sais fundidos, e à

noite o calor armazenado é extraído para ativar o ciclo de potência e realizar a conversão da energia térmica em elétrica (Baharoon *et al.*, 2015; IEA, 2014).

Desse modo, esse tipo de armazenamento permite uma vantagem da tecnologia CSP em relação às plantas fotovoltaicas e eólicas. Geralmente as fontes renováveis armazenam energia na forma de eletricidade, fazendo com que a densidade de armazenamento seja menor, a partir de um custo mais elevado (Tolmasquim, 2016). Por outro lado, o TES realiza o armazenamento na forma de calor, reduzindo as perdas, apresentando flexibilidade de operação da planta e despachabilidade da energia elétrica, a partir de menores perdas e custo (Pereira *et al.*, 2014).

2.3 Plantas híbridas

O sistema *back-up* está presente na maioria das plantas CSP. Em algumas plantas este sistema é utilizado exclusivamente para fins operacionais, quando é necessário prevenir a solidificação de sais fundidos durante os períodos sem radiação solar. Em outras plantas, além de funcionar para fins operacionais, tais sistemas são utilizados como fonte secundária para complementar a geração de eletricidade, sendo estas chamadas de plantas hibridizadas (Arvizu, Balaya e Cabeza, 2011).

O sistema de *back-up* ou de hibridização (BUS) é um método para fornecer à planta despachabilidade e segurança operacional, quando a DNI não houver ou for baixa. Na maioria dos casos é utilizado um combustível de *back-up*, no caso de uma hibridização por meio de combustíveis fósseis, geralmente o combustível utilizado é o gás natural, ou em outros casos como quando a hibridização é pela biomassa, faz-se o uso de madeira, resíduos agroindustriais, biogás ou biodiesel como combustível (Soria *et al.* 2016).

Conforme apresentado anteriormente, a hibridização de plantas CSP se mostra como uma alternativa eficiente para o desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil. Estudos como Milani *et al.*, (2017) e Soria *et al.*, (2015) alcançaram resultados significativos quanto a hibridização de CSP com biomassa, em que os valores simulados chegaram a custos nivelados de geração de energia menores do que os custos internacionais considerando plantas com armazenamento (Soria *et al.* 2015).

2.4 Panorama mundial

As usinas heliotérmicas desde o princípio apresentaram grande dificuldade na sua disseminação, dependendo de aplicações de grande escala. A partir da década de 1980 as

primeiras usinas comerciais foram instaladas, porém nos 15 anos seguintes passaram por um período de estagnação. Em 2006, os EUA e a Espanha voltaram a investir na tecnologia CSP, contudo o mercado ainda se mostra inferior ao mercado fotovoltaico (REN21, 2015).

Em 2021, as plantas CSP em construção na China, Chile, Emirados Árabes Unidos e África do Sul registraram a capacidade de mais de 1 GW de eletricidade, sendo a maioria baseada na tecnologia cilindro parabólico. Além disso, até o final do ano, 23 GWh de sistemas de armazenamento térmico em conjunto com as plantas CSP encontravam-se em operação em cinco continentes, assumindo 40% da capacidade global de armazenamento de energia, desconsiderando as hidrelétricas (REN21, 2022).

De acordo com a NREL (2024), as plantas heliotérmicas são classificadas conforme o estágio em que se encontram: operacional, em construção ou em desenvolvimento. No estágio operacional, as plantas estão gerando eletricidade. No estágio de construção, os projetos estão na fase de construção da infraestrutura. Já as plantas em desenvolvimento são os projetos que possuem um acordo assinado, mas ainda não iniciaram a construção da infraestrutura. A Tabela 3 apresenta a distribuição das usinas CSP no mundo, considerando o tipo de tecnologia linear Fresnel (LF), torre solar (TS), cilindro parabólico (CP) e disco Stirling (DS), a capacidade de geração e o estágio de operação, construção e desenvolvimento.

Tabela 3 - Tipologias de CSP e geração de energia total no mundo.

País	Nº de Proj.	Tecnologia				Capacidade de geração de energia (MW)				Operação (MW)	Const. e desen. (MW)	Total (MW)
		LF	TS	CP	DS	LF	TS	CP	DS			
Espanha	50	2	3	45		30,4	50	2223,6		2304	0	2304
USA	24	1	3	18	2	5	492	1257,8	3	1743,8	14	1757,8
China	23	4	12	7		200	956	464		220	1400	1620
Índia	10	2	1	7		139	2,5	379		228,5	292	520,5
Marrocos	7	2	1	4		2	150	383		535	0	535
África do Sul	7		2	5			150	450		500	100	600
Austrália	5	1	4			3	155,6			2,6	156	158,6
Chile	4		4				1210			0	1210	1210
Itália	3	1		2		1		5,35		6,35	0	6,35
UAE	3		1	2			100	700		100	700	800
França	2	2				21				9	12	21
Israel	2		1	1			121	121		242	0	242
Arábia Saudita	2			2				93		0	93	93
Argélia	1			1				20		20	0	20
Canadá	1			1				1,1		1,1	0	1,1
Dinamarca	1			1				16,6		16,6	0	16,6
Egito	1			1				20		20	0	20
Alemanha	1		1				1,5			1,5	0	1,5
Grécia	1		1				52			0	52	52
Kuwait	1			1				50		50	0	50
México	1			1				14		0	14	14
Tailândia	1			1				5		5	0	5
Turquia	1		1				1,4			1,4	0	1,4
Total	152	15	35	100	2	401,4	3442	6203,45	3	6006,85	4043	10049,85

Fonte: Hamanah *et al.* (2023)

Como pode ser observado na Tabela 3, a Espanha, os Estados Unidos e a China destacam-se como os países que detêm o maior número de usinas de energia solar concentrada, somando um total de 152 plantas em todo o mundo. Além disso, o tipo cilindro parabólico é ainda a

tecnologia mais utilizada, com um total de 100 projetos, apresenta a maior parcela de geração de energia entre as CSPs, estimando cerca de 6203,45 MW. Em seguida, aparece a tecnologia torre solar com 35 projetos e com capacidade de geração de energia de 3442 MW. Por fim, as tecnologias linear Fresnel e disco Stirling possuem, respectivamente, 15 e 2 projetos em escala global, com capacidades de geração de 401,4 MW e 3 MW.

A tecnologia CSP ainda não é muito difundida no Brasil, no entanto, atualmente é possível encontrar alguns estudos de pesquisa e desenvolvimento que vêm sendo realizados objetivando analisar a viabilidade de sua inserção na matriz energética brasileira, conforme seguem apresentados na Tabela 4 (Santos; Leite; Reis, 2017).

Tabela 4 - Usinas Heliotérmicas em estudo no Brasil.

Região	Tecnologia	Potência (kW)	Estágio
Itajubá (MG)	Disco Stirling	1	Operação
Itajubá (MG)	Cilindro Parabólico	10	Operação
Petrolina (PE)	Cilindro Parabólico	1000	Em construção
Pirassununga (SP)	Torre Solar	100	Em desenvolvimento
Caiçara do Rio do Vento (RN)	Torre Solar	100	Em desenvolvimento
Vale do Açu (RN)	Torre Solar	3000	Em desenvolvimento
Rosana (SP)	Cilindro Parabólico	500	Operação

Fonte: Santos; Leite; Reis (2017), Rezende; Charbel (2020), Eudora Energia (2020).

Com o avanço da tecnologia de coletores cilindro parabólicos, o Brasil acompanha a tendência global, concentrando a maioria dos seus projetos de pesquisa e desenvolvimento nessa área específica. No entanto, a tecnologia de torre solar também está alcançando um maior nível de maturidade, contando com a participação de alguns projetos atualmente em desenvolvimento, assim como indicado na Tabela 4 (Rezende; Charbel, 2020).

Nos últimos anos, tem-se observado o aumento do uso de fontes renováveis para a geração de energia elétrica. Consequentemente, o número de estudos voltados à análise do custo dessas tecnologias também aumentou, objetivando verificar a competitividade entre elas no mercado energético. Nesse sentido, são utilizadas diferentes análises técnico-econômicas para avaliar o desempenho e a viabilidade dessas fontes.

2.5 Custo da energia heliotérmica

Os custos referentes a uma unidade geradora de energia elétrica podem ser representados de diferentes formas. A análise dos custos pode considerar estes de forma individual, dividindo-os por equipamentos, financiamento, custos totais de instalação, custos com manutenção e operação, custos fixos e variáveis, bem como também podem ser utilizadas análises mais completas como o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE) (IRENA, 2012). Entre essas opções, o método mais conveniente para apresentar os custos de uma planta geradora de energia é o LCOE, pois ele não apenas leva em consideração os custos de capital, mas também analisa os custos de operação e manutenção da planta (Musi *et al.*, 2017).

2.5.1 Custo nivelado de energia

O LCOE é essencialmente o custo médio por unidade de eletricidade produzida ao longo da vida útil de uma instalação de geração de energia. Ele representa o preço mínimo necessário para cobrir os custos de capital, custos operacionais e custos de manutenção da planta, levando em conta a taxa de desconto e a vida útil do projeto, de forma a igualar as receitas e os custos ao longo do tempo (IRENA 2012). A Equação (2) mostra como o LCOE pode ser calculado, onde C_0 é o capital próprio do projeto (11% do custo instalado), C_n é o custo anual do projeto ao longo de n anos (30 anos), Q_n é a energia fornecida pelo sistema nesses n anos, d_r é a taxa real de desconto (10%) e d_n é a taxa nominal de desconto (10%) (Tahir *et al.*, 2024).

$$LCOE = \frac{-C_0 - \frac{\sum_1^n C_n}{(1+d_n)^n}}{\frac{\sum_1^n Q_n}{(1+d_r)^n}} \quad (2)$$

As despesas de Capital – *Capital Expenditure* (CAPEX) resultam do valor total de custos relacionados à construção de uma usina como equipamentos, instalações e infraestrutura. Já as despesas operacionais – *Operational Expenditure* (OPEX) são os custos contínuos associados à operação e manutenção de um negócio ou projeto (Martins, 2021). Dentre estas, nas plantas CSP, cerca de 80% do LCOE está no CAPEX, enquanto os demais custos são decorrentes do OPEX (IRENA, 2015).

Mesmo que os custos de instalação das CSP ainda sejam superiores a outras fontes renováveis como fotovoltaica, eólica, biomassa e hidráulica, entre os anos de 2010 e 2021, o

valor do seu LCOE reduziu aproximadamente 68%. Isso ocorreu principalmente, devido a diminuição dos custos de investimento e de O&M e aumento do fator de capacidade das usinas heliotérmicas (IRENA, 2022). Outro fator significativo, foi o aumento da capacidade das plantas, principalmente a partir de sistemas de armazenamento mais eficientes, tornando a tecnologia CSP despachável e consequentemente atrativa (Passos, 2020).

Para o presente trabalho, o valor do LCOE será obtido conforme os dados de entrada inseridos no SAM, onde será apresentado no resultado da simulação, juntamente com o fator de capacidade, energia gerada anual e entre outros parâmetros. Quanto aos demais métodos, serão calculados conforme os valores de entrada considerados e com os valores encontrados nos resultados das simulações.

2.5.1.1 Custo nivelado de energia para os sistemas fotovoltaicos e eólica no Brasil

Nos últimos anos, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira vem crescendo de forma acelerada, com destaque para a expansão da energia solar fotovoltaica e da eólica, impulsionadas não apenas por compromissos ambientais, mas principalmente pela sua competitividade econômica cada vez mais acentuada. No Brasil, seus custos nivelados de energia (LCOE) apresentam-se como os mais baixos entre todas as fontes de geração, refletindo ganhos de escala e avanços tecnológicos. No leilão de energia Nova A-5 de 2022 ocorrido no país, o menor preço de contratação foi praticado pela fonte solar fotovoltaica, de R\$ 171,51/MWh, o que corresponde a aproximadamente US\$ 33,11/MWh considerando a cotação de fevereiro de 2022. Em seguida, a fonte eólica apresentou valor de R\$ 176,00/MWh, equivalente a cerca de US\$ 33,98/MWh (EPE, 2022).

De acordo com dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2024), os custos nivelados médios de geração elétrica no Brasil para as principais fontes renováveis apresentam-se bastante competitivos. A energia eólica *onshore* alcançou um valor em torno de US\$ 29/MWh, enquanto a solar fotovoltaica ficou próxima de US\$ 34/MWh, ambos inferiores à média mundial, que no mesmo período girava em torno de US\$ 40/MWh para essas tecnologias.

2.5.2 Valor presente líquido

Geralmente para analisar a viabilidade econômica de um projeto de investimento, são utilizados métodos de medição de rentabilidade. O Valor Presente Líquido (*Net Present Value* - VPL) é o método mais utilizado para avaliação de projeto, que concentra todos os valores

esperados do fluxo de caixa na data zero, descontando-os a uma taxa de juros apropriada (Moreira, 2021). Segundo o manual do *software* SAM (2006), o VPL pode ser obtido conforme a Equação (3), em que FC_t é o fluxo de caixa no instante de tempo inicial t , n é o período de análise em anos e d_n é a taxa de desconto que representa o custo de oportunidade do capital empregado.

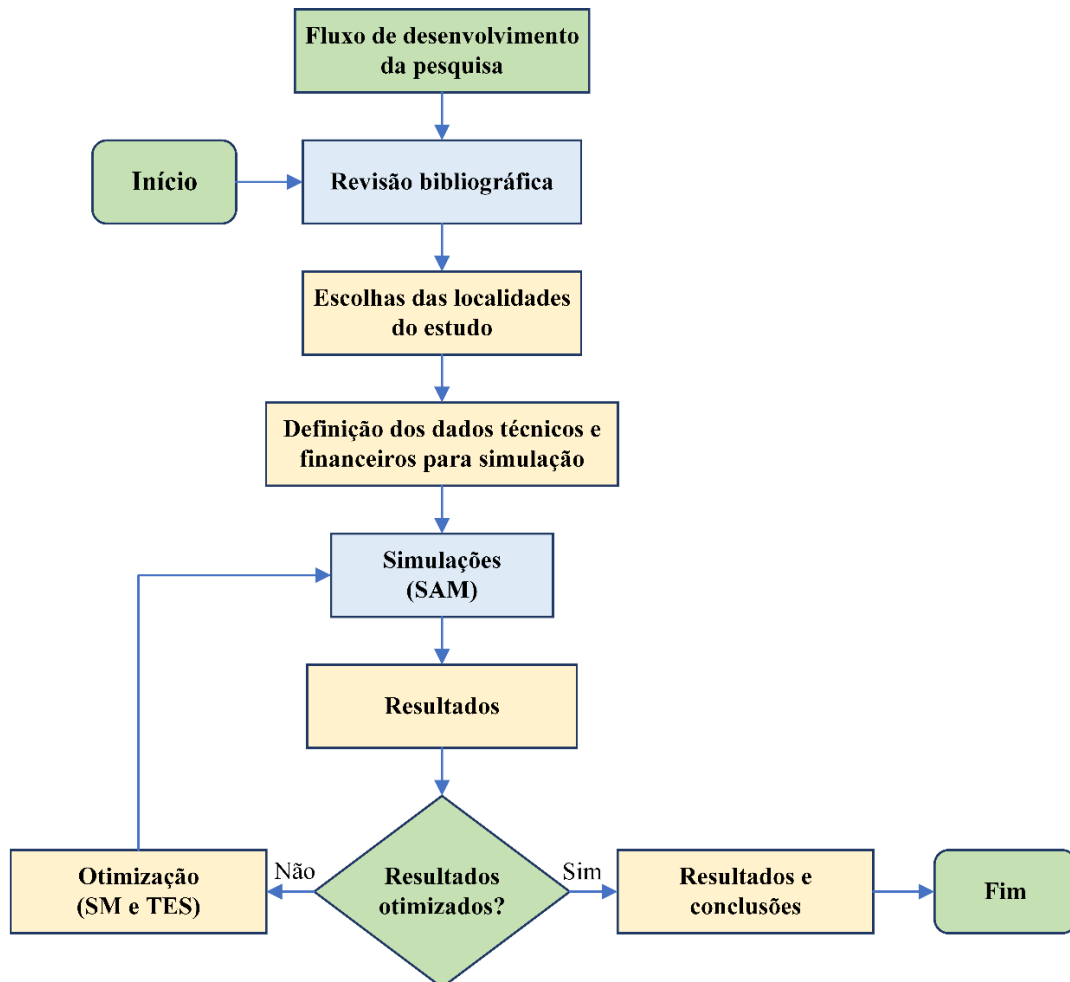
$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + d_n)^t} \quad (3)$$

Com isso, tendo-se um VPL igual ou maior que zero, existe viabilidade de implementação do projeto, caso contrário o projeto deverá ser descartado. Além disso, é recomendado avaliar o VLP em paralelo com outras métricas econômicas, como por exemplo a taxa de retorno interna, o preço de contrato de compra de energia, entre outros.

3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Nesse capítulo, são apresentadas as etapas de realização do presente estudo, sendo estas especificadas na Figura 9.

Figura 9 - Etapas para a realização da pesquisa.



Autoria própria (2025).

A primeira etapa da pesquisa consistiu na revisão bibliográfica abrangendo os conceitos fundamentais relacionados a tecnologia CSP. Em seguida, definidos os objetivos de estudo, foram escolhidas as localidades e posteriormente os dados técnicos e financeiros para a realização das simulações. Assim, utilizando o *software* SAM, os cenários propostos no estudo foram simulados, onde, em seguida, através da variação do múltiplo solar com o sistema de armazenamento, foi possível otimizar as plantas obtendo menores valores de LCOE.

3.1 System Advisor Model (SAM)

O *System Advisor Model* (SAM) é um *software* que foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para a análise e comparação de custos de energia e desempenho de sistemas de diversos tipos de tecnologias de energia solar. No modelo financeiro, ele calcula o fluxo de caixa para cada ano ao longo do período de análise, utilizando os parâmetros definidos pelo projetista. Já no modelo de desempenho, é calculada a geração de energia hora a hora durante a operação da usina, utilizando dados do recurso solar local especificado pelo projetista (Freeman *et al.*, 2014).

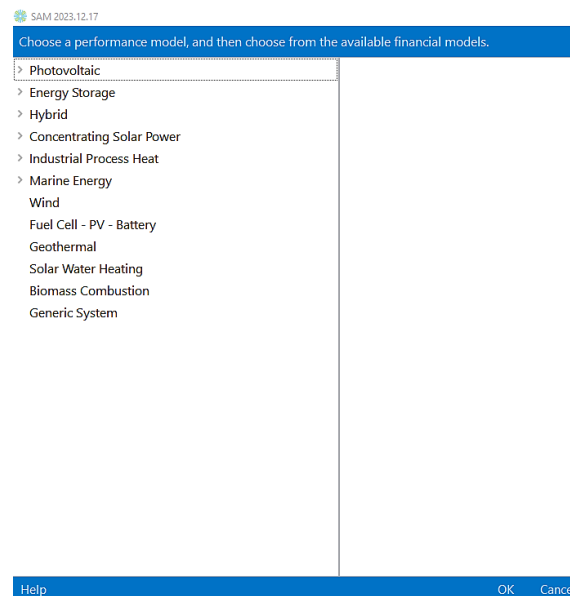
Por se tratar de uma tecnologia capaz de simular sistemas de energia conectados à rede (como eólica, solar fotovoltaica, solar concentrada, aquecimento solar de água e geotérmica), o SAM é uma ferramenta que facilita a análise técnica e econômica de projetos de energia renovável, tornando-se uma metodologia valiosa de tomada de decisão para diversos profissionais, inclusive para desenvolvedores de projetos e pesquisadores na área de energia (Freeman *et al.*, 2014).

Existem vários estudos em que o SAM foi utilizado para a simulação de plantas CSP. Na literatura, podem ser citados por exemplo os trabalhos de Patnode (2006), cujo título é *Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*, no qual o autor desenvolveu uma modelagem detalhada para avaliar o desempenho de usinas de cilindro parabólico, tendo o SAM como ferramenta principal de simulação; Mantilla (2017), com o trabalho intitulado “Avaliação técnica-econômica das tecnologias de geração heliotérmica para o caso brasileiro, considerando sistemas de armazenamento térmico e hibridização”, em que o autor utilizou o SAM para identificar o potencial de instalação de usinas CSP em diferentes regiões do país, considerando modelos de plantas do tipo cilindro parabólico e disco Stirling, quando no modelo simples (sem armazenamento), com um sistemas de armazenamento e no sistema híbrido; Malagueta (2013), em seu estudo “Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira”, por meio de simulações no SAM, analisou o modelo de planta cilindro parabólico, considerando arranjos com armazenamento e hibridização com gás natural, hibridização com ciclo Rankine ou ciclo combinado e realizou um estudo de caso de uma planta de tri-geração instalada a um hospital em Bom Jesus da Lapa (BA); e Tahir *et al.* (2024), no seu trabalho intitulado “*Techno-economic analysis and optimization of 50 MWe linear fresnel reflector solar thermal power plant for different climatic conditions*”, teve como objetivo realizar uma análise técnico-científica e otimizar parâmetros de desempenho para uma usina do tipo linear Fresnel de 50 MW, para nove

localidades distintas e, por meio do SAM, foi calculado o LCOE e o CF para selecionar o HTF mais adequado para cada região, variando-se o SM e o TES.

Para a modelagem de um projeto de energia renovável no SAM, é importante destacar que a versão mais atual, SAM 2023.12.17, está disponível para download gratuito no site da NREL. A interface do *software*, reconhecida por sua acessibilidade e intuição, oferece uma experiência simplificada aos usuários. Com isso, ao iniciar, basta selecionar entre as diversas opções de fontes renováveis o modelo de desempenho desejado para o sistema, assim como o modelo financeiro correspondente à estrutura financeira do projeto. (Freeman *et al.*, 2014). A Figura 10 apresenta a interface inicial do software.

Figura 10 - Interface inicial do software SAM.



Fonte: SAM 2023.12.17

A interface do programa é organizada em abas que abrangem os diversos subsistemas da tecnologia selecionada. Esses subsistemas podem incluir coletores, receptores, bloco de potência, parâmetros financeiros, entre outros. Embora nem todas as variáveis sejam editáveis diretamente, muitas delas são calculadas com base em dados previamente inseridos, simplificando a visualização e o processo de modelagem. Assim, ao concluir a simulação, a interface do SAM oferece resultados dos modelos de desempenho e financeiro por meio de tabelas e gráficos, uma série de ferramentas para manipulação de dados, comparação entre variáveis no mesmo gráfico e exportação de dados (Freeman *et al.*, 2014).

3.2 Escolha da tecnologia CSP

Até o ano de 2022, foram registradas 119 plantas de CSP em operação em todo o mundo. Dessas, 84 são do tipo cilindro parabólico, 25 de torre solar e 10 são do tipo Fresnel. Mesmo considerando um cenário futuro com um aumento no mercado da tecnologia de torre solar, as plantas de CSP do tipo cilindro parabólico apresentam menores riscos de investimento devido à sua grande capacidade instalada, construção e desenvolvimento. Além disso, elas alcançam temperaturas mais elevadas e uma eficiência superior em comparação com as plantas do tipo Fresnel (NREL, 2024). Portanto, o modelo de cilindro parabólico foi utilizado como a tecnologia para as simulações neste estudo.

Para simular uma planta CSP do tipo coletor parabólico, o SAM realiza dois modelos de análises: empírico e físico. No modelo empírico, a simulação baseia-se em dados coletados do projeto *Solar Electric Generating Systems* (SEGS) instalado nos Estados Unidos, podendo ser usado para simular plantas com características semelhantes às do projeto. Já no modelo físico, os modelos matemáticos dependem das características de transferência de calor e termodinâmica para caracterizar os componentes que compõem a planta (NREL, 2024). Desse modo, neste trabalho será considerado o modelo físico em todas as simulações, visto que, diferente do modelo empírico, é possível obter maior flexibilidade para trabalhar com diferentes plantas.

3.3 Escolha da localidade

O Brasil apresenta ótimos índices de irradiação direta normal, principalmente na região nordeste, sendo um potencial para instalação de plantas CSP competitivas. Entretanto, segundo o estudo realizado por Burgi (2013), esse não é o único fator decisivo para a tomada de decisão dessa tecnologia. Além de apresentar um nível mínimo de DNI de 2000 kWh/m²/ano, outras premissas devem ser adotadas como: o terreno não pode ultrapassar declividade de 3%; não pode ser instalada em áreas urbanas, áreas de reservatórios de hidrelétricas, áreas pertencentes a unidades de preservação e de terras indígenas; e disponibilidade hídrica (Burgi, 2013).

Desse modo, na simulação de usinas de geração de energia a partir de fontes renováveis, o primeiro passo é indicar o local de instalação. Uma vez determinado o local, o SAM fornece os dados meteorológicos correspondentes de algumas cidades, que refletem o recurso energético disponível na região. Entretanto, para realizar a simulação no território brasileiro, é necessário que dados meteorológicos referente a cidade escolhida estejam disponíveis nos

formatos suportados pelo software, podendo ser eles em: TMY2 (.tm2), TMY3 (.csv) e EPW (.epw). Assim, essa restrição limita as opções disponíveis para os usuários ao selecionar o local de simulação (NREL, 2024).

Portanto, considerando os diversos aspectos essenciais para a instalação de uma planta CSP, a cidade de Mossoró-RN, foi escolhida como ponto de análise, por estar situada em uma região com clima semiárido, que proporciona longos períodos de insolação e baixa pluviosidade, bem como também, é o maior polo salineiro do Brasil, o que favorece o uso de sal fundido como meio de armazenamento térmico, reduzindo custos logísticos e tornando o projeto ainda mais viável.

Adicionalmente, a cidade de Bom Jesus da Lapa-BA foi selecionada para compor o estudo comparativo, por apresentar o melhor valor de DNI (cerca de 6,20 kWh/m²/dia) entre as localidades com dados compatíveis ao *software* SAM. Dessa forma, sua inclusão permite não apenas avaliar o desempenho de uma planta CSP em condições climáticas distintas, mas também comparar os resultados obtidos em relação a Mossoró, trazendo contribuições relevantes para a análise.

3.3.1 Irradiância de projeto

Como destacado anteriormente, as características climáticas presentes na região nordeste apresentam as melhores condições para instalação de CSP. A Tabela 5 apresenta algumas características da localização e do clima das cidades escolhidas.

Tabela 5 – Dados da localização e do clima das cidades de Bom Jesus da Lapa e Mossoró.

Dados da localidade	Cidade	Bom Jesus da Lapa	Mossoró
	Estado	Bahia	Rio Grande do Norte
	Fuso horário	GMT-3	GMT-3
	Elevação	441.5 m	37.5 m
	Latitude	-13.2611°	-5.083°
	Longitude	-43.4115°	-37.367
Dados climatológicos	Irradiação Normal Direta (DNI)	6,20 KWh/m²/dia	5.69 KWh/m²/dia
	Irradiação Global Horizontal	5,83 KWh/m²/dia	5.85 KWh/m²/dia
	Temperatura de bulbo seco	26,4 °C	27,5 °C
	Velocidade do vento	1,8 m/s	3,6 m/s

Fonte: Autoria própria a partir do SAM 2023.12.17.

É válido destacar, na versão atual, o software geralmente não possui os dados georreferenciados, sendo necessário extraí-los da base de dados da *National Solar Resource Data Base* (NSRDB) desenvolvida pela NREL.

3.4 Design do sistema

Nesta subseção, são especificados os parâmetros do ponto de projeto que definem as classificações nominais de cada sistema de coletor parabólico. Para isso, é essencial determinar os valores de potência da planta, múltiplo solar, temperaturas de entrada e saída do fluido de transferência de calor (HTF), assim como o tempo de armazenamento térmico. Todos esses parâmetros são fundamentais para o dimensionamento e a eficiência do sistema, garantindo um desempenho adequado da planta CSP.

3.4.1 Potência da planta

Primeiramente, é fundamental definir a potência instalada da planta, cujos valores podem variar de 1 a 200 MW (KALOGIROU, 2009; IEA, 2010b; ARVIZU *et. al.*, 2011). Assim, dado que o SAM utiliza os estudos do NREL para plantas de coletor parabólico nos EUA de 100 MW como referência para sua base de custos, optou-se por empregar uma planta com potência de 100 MW para conduzir as simulações neste estudo.

3.4.2 Múltiplo solar

De acordo com Mantilla (2017), o Múltiplo Solar (SM) é definido como a relação entre a área de abertura do campo solar e a capacidade do ciclo de potência. Assim, quando o SM é igual a 1, indica que a área de abertura do campo solar fornece toda a energia térmica necessária para operar o ciclo de potência em suas condições nominais. Com isso, nas plantas com receptor cilindro parabólico, torna-se acessível otimizar o dimensionamento do campo solar em relação a uma dada capacidade de potência e local.

No entanto, devido às perdas térmicas consideráveis, o fator de utilização do SM deve ser maior que 1. Para o presente estudo, adotou-se inicialmente o valor 2 a fim de garantir segurança na análise, uma vez que posteriormente este valor será ajustado para o valor ótimo, obtido a partir das simulações e critérios de desempenho do sistema. Logo, o valor do MS adotado visou as respectivas análises:

- i. Planta CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, óleo sintético (Therminol VP-1) como HTF e sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como meio de armazenamento de calor, com TES de 6h;
- ii. Planta CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como HTF e como meio de armazenamento de calor, com TES de 6h;
- iii. Planta CSP com receptor cilindro parabólico, com óleo sintético (Therminol VP-1) como HTF, sem sistema de armazenamento;
- iv. Planta CSP com receptor cilindro parabólico, com sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como HTF, sem sistema de armazenamento.

É importante destacar, que o MS maior que o valor unitário em plantas sem o sistema de armazenamento térmico (TES) pode resultar em sobreprodução de calor que não será utilizada para a geração de eletricidade, resultando em investimento sem lucratividade (Montes *et al.*, 2009).

3.4.3 Temperaturas máxima e mínima de operação do HTF

As temperaturas mínima e máxima de operação do fluido devem seguir as recomendações do fabricante. Em alguns casos, a temperatura mínima pode ser a mesma que o ponto de congelamento, porém, é válido destacar, que nesse ponto, geralmente o fluido apresenta uma viscosidade diferente da que é projetada nas temperaturas de operação e, por isso, é provável que a temperatura mínima de operação do fluido seja superior ao ponto de congelamento. Já no caso da máxima temperatura de operação do HTF, como um valor de temperatura acima do seu valor de operação pode resultar na degradação do mesmo, é recomendado incluir uma margem de segurança e trabalhar com um valor ligeiramente menor de temperatura (SAM, 2025).

Em virtude disso, as temperaturas mínimas e máximas consideradas para realizar as simulações desse trabalho, seguiram o trabalho de Martins (2021), sendo respectivamente, 317 °C e 295 °C, para as situações em que utilizou-se óleo sintético como HTF (caso i e iii). Enquanto isso, as temperaturas mínimas e máximas de operação seguiram o trabalho de pesquisa de Malagueta (2013), onde os respectivos valores considerados foram 293 °C e 391 °C, para as simulações que utilizaram sal fundido como HTF (caso ii e iv).

3.4.4 Horas de armazenamento

A capacidade inicial de armazenamento térmico expressa em número de horas para os casos (i) e (ii) foi de 6h, assim como adotado no trabalho de Malagueta (2013). Os casos (iii) e (iv) como não possuem sistema de armazenamento, foram considerados 0h. Posteriormente, será possível observar que as horas de armazenamento dos casos (i) e (ii) foram incrementadas para obter a otimização das plantas, considerando a variação do SM e TES para obter o melhor LCOE.

3.5 Campo Solar

No *software* SAM a subseção de campo solar possui uma série de detalhes e parâmetros técnicos fundamentais para a simulação. Dentre eles pode-se destacar o fluido HTF de campo, temperatura máxima de operação do campo HTF, espaçamento entre linhas, rugosidade do tubo coletor, eficiência da bomba HTF, coeficiente de perda térmica da tubulação, tempo de atraso na inicialização do coletor, número de subseções do campo solar e entre outros. Todos os valores preenchidos seguem o padrão estabelecido pelo SAM, ficando a critério do usuário fazer a alteração. Destes, apenas o tipo de HTF do campo solar foi modificado.

Para a seleção do fluido de transferência de calor nos coletores do campo solar, o *software* disponibiliza uma biblioteca com os principais fluidos utilizados nas usinas instaladas. Dentre eles estão: *Sal solar Hitec* (ou sal fundido Hitec), Caloria HT 43, Hitec XL, Therminol VP-1, Dowtherm Q, Dowtherm RP, Therminol 59, Therminol 66, água pressurizada. Além disso, é possível inserir outros fluidos, desde que sejam informadas as características de temperatura, calor específico, densidade, viscosidade, viscosidade cinemática, condutividade térmica e entalpia (Mantilla, 2017).

Atualmente, o fluido Therminol VP-1 é o mais utilizado em sistemas CSP cilindro parabólico, conhecido como padrão para essa tecnologia. Nessa perspectiva, tal fluido será utilizado como o HTF nos coletores de campo das simulações nesse trabalho. Além disso, devido as suas características de operação em altas temperaturas, o que pode resultar em uma melhor eficiência, o Sal fundido Hitec também foi analisado nos modelos de plantas sugeridas nas simulações desse estudo.

3.6 Coletores

O SAM disponibiliza alguns modelos de coletores e os seus respectivos parâmetros técnicos, em que cada coletor de modo individual, apresenta um sistema de rastreamento solar, espelhos, estrutura de suporte e um receptor. Na biblioteca do software, os principais modelos disponíveis para simulação são: EuroTrough ET150, Luz LS-2, Luz LS-3, Solargenix SGX-1, Albiassa Trough AT150, Siemens SunField 6, SkyFuel Sky Trough (com receptor OD 80mm), FLABEG Ultimate Trough RP6 (com receptor OD 89 mm para óleo HTF) e FLABEG Ultimate Trough RP6 (com receptor OD 70 mm para HTF de sal fundido).

A Nevada Solar One é uma usina de energia solar localizada no deserto de Mojave, perto de Boulder City, Nevada, nos Estados Unidos. Foi inaugurada em 2007 e é uma das maiores usinas solares concentradas do mundo, com capacidade instalada de cerca de 64 megawatts (MW) (NREL, 2024). Os coletores utilizados nessa usina são do modelo Solargenix SGX-1. Sendo assim, bem como Malagueta (2013), o mesmo modelo também foi utilizado para as simulações do presente estudo.

3.7 Receptores

Assim como para os coletores, o *software* SAM disponibiliza uma série de dados de alguns modelos de receptores solares e seus respectivos parâmetros técnicos. Atualmente a biblioteca do software conta com oito modelos disponíveis: Schott PTR70, Schott PTR70 2008, Solel UVAC 3, Siemens UVAC 2010, Schott PTR80, Royal Tech CSP RTUVR 2014 (especificações do fabricante), Schott PTR80, Royal Tech CSP RTUVR 70M4 (especificações do fabricante), TRX-Solar TRX70-125 (especificações do fabricante).

Diante de tais receptores, para questões de simulação será adotado o modelo Schott PTR70 devido a sua alta aplicação no mercado, além de apresentar excelente eficiência, com menores perdas térmicas (Fernandez-Garcia *et al.*, 2010).

3.8 Ciclo de potência

Nesta seção, são avaliados os concentradores cilindro parabólicos a partir do ciclo de *Rankine*, cujos parâmetros compreendem: a potência nominal e o fator de conversão, a eficiência do ciclo, as temperaturas quentes e frias do HTF, controle da pressão de entrada da turbina (fixa ou deslizante), tipo de condensação (evaporativo, refrigerado a ar, híbrido e

radiativo), temperatura do ambiente no local do ciclo de potência e entre outras especificações. A maior parte dos dados são preenchidos com base nas seções anteriores e nos valores de referência disponíveis no SAM.

3.9 Sistema armazenamento de energia térmica

No presente estudo, os TES utilizados nas simulações serão avaliados tanto no sistema direto quanto no sistema indireto:

- Sistema Indireto: CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, óleo sintético (Therminol VP-1) como HTF e sal fundido (Hitec) como meio de armazenamento de calor, com TES de 6h;
- Sistema Direto: CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, sal fundido (Hitec) como HTF e como meio de armazenamento de calor, com TES de 6h.

Assim como nas demais seções, o SAM disponibiliza uma série de dados técnicos baseados nas características dos TES presentes em usinas nos Estados Unidos. Com isso, para dimensionar o TES a partir do *software*, é necessário apenas inserir o número de horas de armazenamento térmico que o bloco de potência possa operar com potência nominal. Feito isso e selecionado o tipo de HTF devido para o armazenamento, o SAM calcula o volume do fluido de armazenamento térmico, além de outras características necessárias para realizar a simulação. Como os parâmetros utilizados são referentes aos Estados Unidos, caso seja necessário, é possível alterar o tamanho do tanque solar variando o valor do múltiplo solar e consequentemente tem-se a mudança do tamanho do campo solar.

3.10 Limites da rede

De acordo com a guia de ajuda do SAM 2023.12.17, nessa seção são fornecidas entradas para delimitar a exportação de energia e do sistema para a rede. Nesse caso, são considerados os valores fornecidos pelo *software*. Entretanto, pressupõe-se que no sistema real exista um mecanismo que auxilie a saída de energia de modo que atenda aos limites da rede. Logo, deve-se considerar quaisquer valores de custos associados ao ajuste da sua saída na seção de custos de instalação.

3.11 Custos de instalação

Segundo a guia de ajuda do SAM 2023.12.17, os custos de instalação calculados a partir do SAM são apresentados em duas categorias: custos diretos de capital e custos indiretos de capital.

- Custos diretos de capital: são as despesas referentes a um equipamento específico ou serviço de instalação que se aplica ao ano zero do fluxo de caixa. No *software* SAM, tais custos se aplicam aos custos de melhorias no campo, campo solar, sistema HTF, armazenamento, *backup* de fóssil, planta de energia e contingência.
- Custos indiretos de capital: são os custos associados à engenharia e à localização do projeto. Os principais parâmetros nesse tópico são os custos dos EPC e custos do proprietário, custos do terreno e imposto sobre vendas.

Os dados de custos para a tecnologia CSP ainda não estão disponíveis nos parâmetros brasileiros, sendo que no SAM são utilizados custos provenientes dos EUA. No entanto, isso não inviabiliza as conclusões do estudo quando as simulações são realizadas considerando o contexto brasileiro, pois o objetivo principal do trabalho é conduzir uma análise comparativa entre as plantas modeladas.

O custo de contingência é empregado para lidar com as incertezas relacionadas à maturidade do projeto e é caracterizado como uma porcentagem do custo de instalação do projeto. Quanto menos experiente o mesmo, maior a porcentagem adotada para a contingência. Portanto, para garantir a adequada contingência nos modelos a serem simulados, este trabalho segue o estudo de Hoffmann (2010), que adotou o valor de 20% do custo de instalação do projeto.

3.12 Custos de operação

Os custos operacionais são as despesas anuais decorrentes de equipamentos e serviços depois que o sistema é instalado. O *software* SAM possibilita que estes custos sejam inseridos por meio de três maneiras: anual fixo, fixo por capacidade e variável por geração. Dentre estes, apenas os dois últimos foram definidos pelo SAM e também adotados os mesmos valores para as simulações do estudo.

3.13 Parâmetros financeiros

Como discutido anteriormente, a maioria dos dados utilizados no SAM são baseados em plantas dos EUA. Para projetar uma usina CSP, os custos e parâmetros financeiros são variáveis conforme a localização geográfica, mercado e tecnologia adotada. Desse modo, alguns parâmetros foram ajustados para refletir a realidade do cenário brasileiro. Para isso, devido à falta de pesquisas e projetos no Brasil, alguns dados financeiros foram selecionados a partir dos trabalhos de Soria (2011), Schaeffer *et al.* (2012) e Malagueta (2013). A Tabela 6 apresenta alguns dos parâmetros financeiros adotados.

Tabela 6 - Parâmetros financeiros adotados.

Parâmetros de análise	Período de análise	30 anos
	Inflação	0% a.a.
	Taxa real de desconto	10% a.a.
Taxas e garantias	Taxa Federal	34%
	Taxa Estadual	7%
	Imposto sobre vendas	5% do custo total instalado
	Taxa de Seguro	0,5% do custo total instalado
Valor Residual	Valor residual líquido	0%
Parâmetros do empréstimo	Prazo de amortização	16 anos
	Taxa de juros	7,4% a.a.
	Fração de dívida	70%
TIR mínima requerida		15% a.a.
Depreciação		15 anos

Fonte: Autoria própria (2024) a partir de Soria (2011), Schaeffer *et al.* (2012) e Malagueta (2013).

3.14 Receita, incentivos e depreciação

Como apresentado na subseção anterior, o valor da Taxa Interna de Retorno (TIR) foi uma das variáveis adotadas com base em outros trabalhos com características de projetos semelhantes. Assim, optou-se por um valor de TIR de 15% para o vigésimo ano de projeto.

Atualmente, um dos principais fatores que dificultam a comercialização de usinas CSP no país é a falta de incentivos governamentais. Por essa razão, essa subseção não será considerada nas análises de simulações, devido a maturidade de dados acerca de incentivos à essa tecnologia.

Geralmente, conforme os trabalhos analisados, costuma-se utilizar o valor de depreciação linear de 10 anos no Brasil, contudo tal valor não está disponível no SAM, tendo-se que optar pelo valor mais próximo, sendo no caso 15 anos.

3.15 Compras de eletricidade

Neste tópico a parte financeira do SAM é destinada ao mercado estadunidense, com duas opções de modelos econômicos: *Power Purchase Agreement* (PPA) e *Independent Power Producer* (IPP). A PPA representa o ambiente de contratação de grandes geradores, enquanto o IPP representa o ambiente dos produtores que também são consumidores e ganham benefícios fiscais ou apenas produtores independentes de energia elétrica. No entanto, nenhuma dessas opções representa a situação do mercado brasileiro, porém dentre estas, o IPP permite inserir uma maior quantidade de informações, o que possibilita aproximar a sua realidade (Malagueta, 2013).

4 SIMULAÇÕES DE PLANTAS CSP

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações realizadas para as duas cidades selecionadas, destacando os principais impactos econômicos decorrentes da combinação do tipo de fluido térmico (HTF) escolhido. Em seguida, é conduzida uma otimização do sistema, variando-se o múltiplo solar para diferentes horas de armazenamento térmico do sistema, com o objetivo de identificar a configuração que resulta no menor custo na energia elétrica gerada. Essa análise permite avaliar a viabilidade econômica e o desempenho do sistema sob diferentes condições operacionais, fornecendo *insights* valiosos para a tomada de decisões.

4.1 Planta CSP em Mossoró - RN

A cidade de Mossoró foi a localidade escolhida para realizar o procedimento metodológico deste trabalho. Seus dados climatológicos obtidos através do SAM, são apresentados na Tabela 5. Foram simuladas usinas padrão de 100 MW para as quatro configurações de plantas. Os principais dados técnicos justificados nas seções anteriores estão resumidos e apresentados na Tabela 7.

Tabela 7- Principais dados técnicos das plantas CSP simuladas para Mossoró e Bom Jesus da Lapa.

Irradiação direta normal do projeto		750 W/m ²			
Tipo de planta		i	ii	iii	iv
Fluido de transferência de calor		Therminol VP-1	Hitec Solar Salt	Therminol VP-1	Hitec Solar Salt
Coletor		Schott PTR70			
Receptor		Solargenix SGX-1			
Bloco de Potência	Potência nominal	100 MWe			
	Potência de Projeto	111,11 MWe			
	Eficiência do ciclo termodinâmico	35,6%			
Sistema de armazenamento	Horas de armazenamento	6h	6h	0h	0h
	Fluido de armazenamento	Hitec Solar Salt	Hitec Solar Salt	-	-

Fonte: Autoria própria (2025).

Os valores de custos operacionais e de instalação disponíveis no SAM representam parâmetros referenciais para plantas CSP nos Estados Unidos. Embora não existam dados

consolidados para instalações comerciais no Brasil, é possível adotar alguns valores utilizados em estudos acadêmicos, de modo que os mesmos se aproximem da realidade brasileira. A Tabela 8 apresenta alguns custos que foram extraídos de outros trabalhos para simular uma planta CSP no Brasil.

Tabela 8 - Custos específicos utilizados na análise econômica para Mossoró e Bom Jesus da Lapa.

Tipo de planta		i	ii	iii	iv
Custos diretos de capital	Obras de melhoria do sítio ⁵			25 US\$/m ²	
	Campo solar ⁵			150 US\$/m ²	
	Fluido de transferência de calor ⁵	60 US\$/m ²	47 US\$/m ²	60 US\$/m ²	47 US\$/m ²
	Armazenamento térmico ⁵	62 US\$/kWh	22 US\$/kWh	0 US\$/kWh	0 US\$/kWh
	Bloco de potência ⁵	910 US\$/kWe	1.040 US\$/kWe	910 US\$/kWe	1.040 US\$/kWe
	Contingência ^{1 e 5}			20%	
Custos indiretos de capital	EPC e custos do proprietário ^{3 e 4}			11%	
	Terra ⁶		10.000 US\$/acre (24.710 US\$/ha.)		
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por potência ²		70 US\$/kW-ano		
	Custo variável por geração ⁴		3 US\$/MWh		

Fonte: Autoria própria (2025) a partir de ¹Hoffmann (2010), ²Soria (2011), ³Turchi *et al.* (2010),

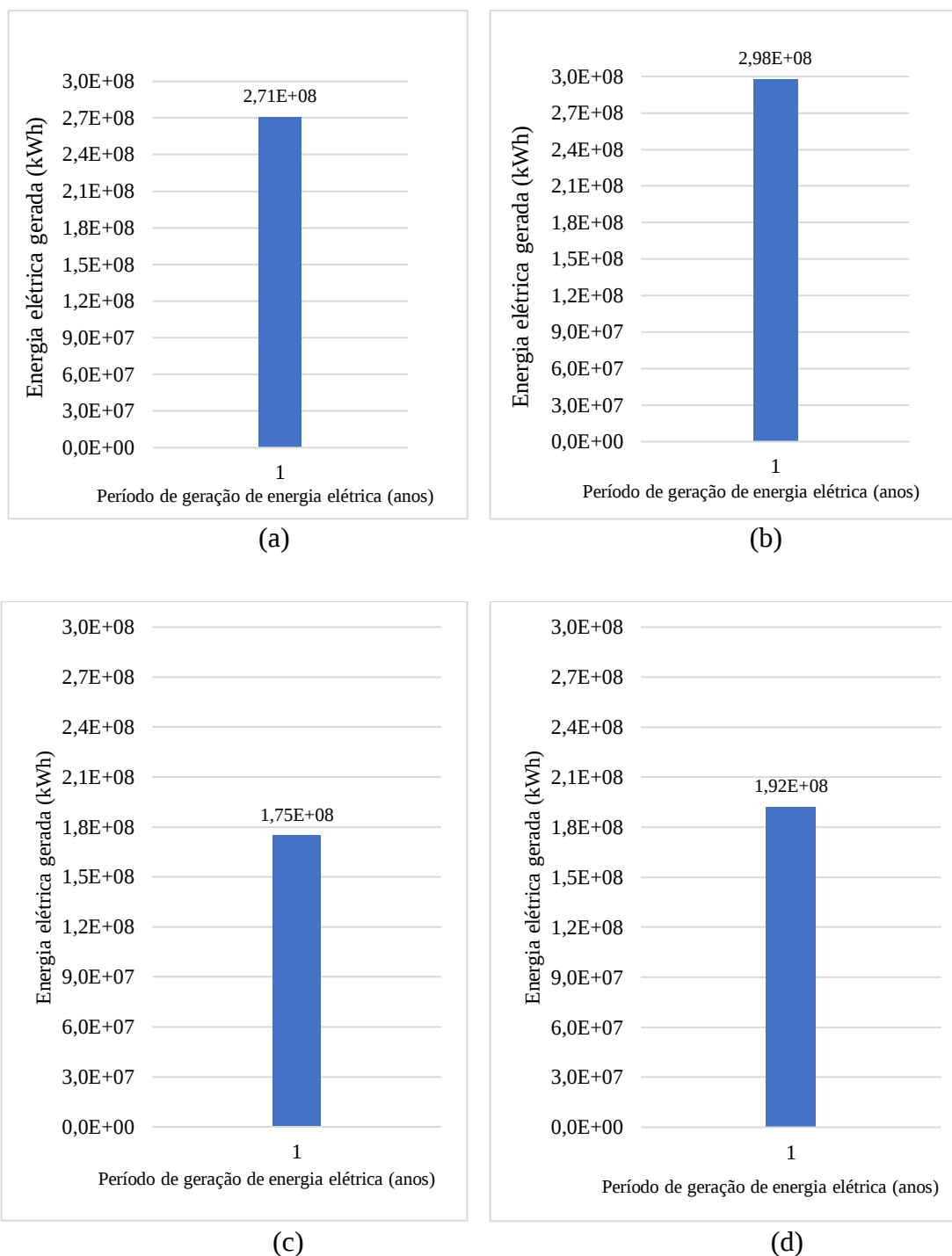
⁴Malagueta (2013), ⁵Martins (2021) e ⁶SAM 2023.12.17.

Desse modo, definidos todos os parâmetros de entrada do SAM, foram simulados e obtidos os respectivos resultados apresentados que se encontram divididos nos tópicos a seguir.

4.1.1 Resultados e discussões

Inicialmente, os valores de SM e número de horas do TES são considerados valores base para obter o menor LCOE entre as topologias das plantas. Nessa perspectiva, os mesmos foram simulados e os resultados obtidos de geração de energia elétrica para o primeiro ano de projeto para a planta (i) foi de aproximadamente 271,0 milhões kWh, para a planta (ii) 298,1 milhões kWh, para a planta (iii) 175,1 milhões kWh e para a planta (iv) foi uma geração anual de 192,2 milhões kWh. A Figura 11 apresenta tais valores encontrados.

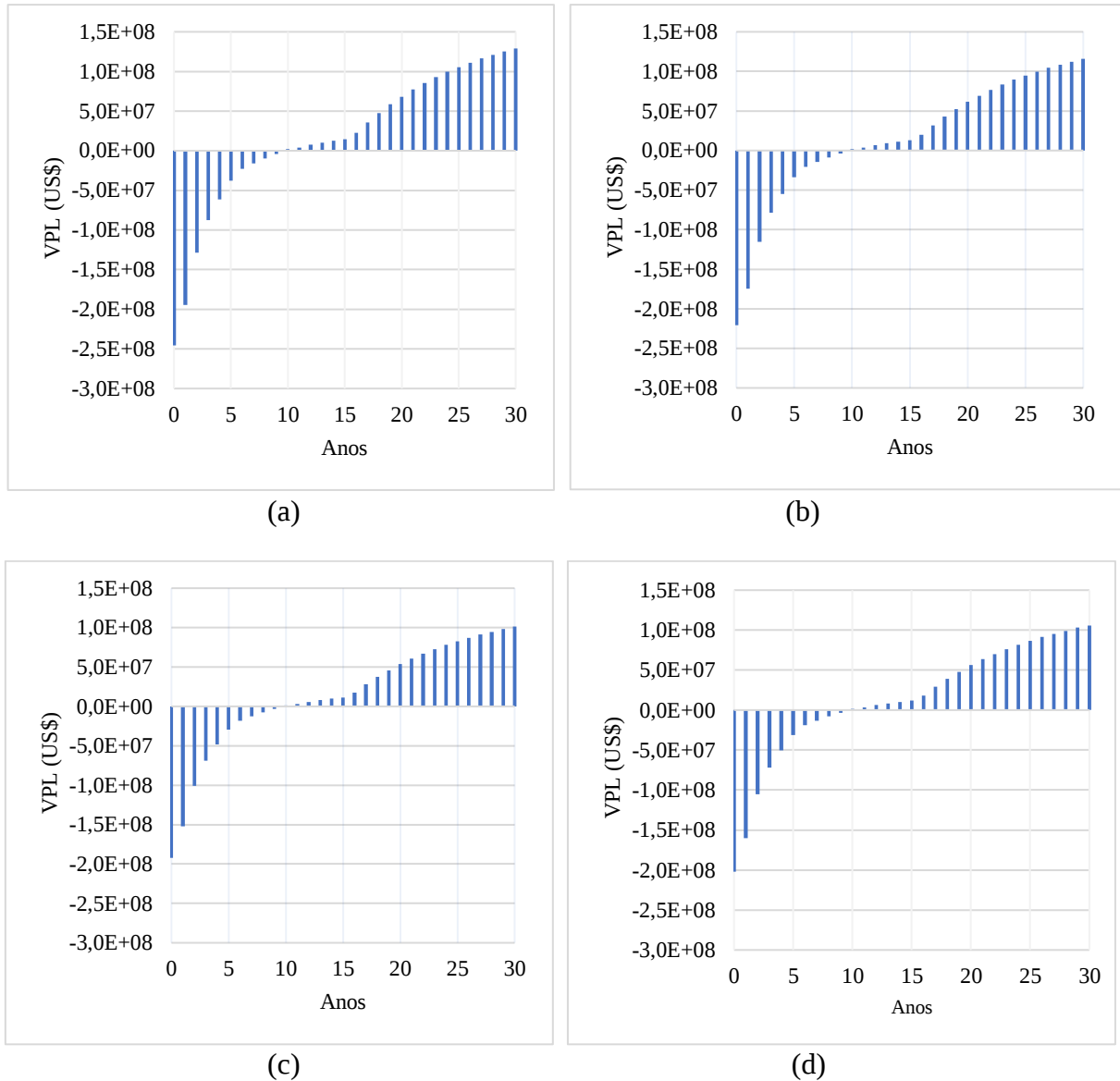
Figura 11 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Mossoró (caso base).



Fonte: Autoria própria (2025).

Além disso, outra análise realizada foi o Valor Presente Líquido (VPL) para os quatro cenários propostos. Na Figura 12, observa-se que o projeto inicia com o VPL negativo em todas as plantas, sendo o capital investido de US\$ 817,8 milhões para a planta (i), US\$ 734,4 milhões para a planta (ii), US\$ 640,9 milhões para a planta (iii) e US\$ 671,5 milhões para a planta (iv).

Figura 12 - VPL analisado durante o período de estudo em Mossoró para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base).



Fonte: Autoria própria (2025).

Assim, como nos demais casos, o VLP permaneceu negativo até alcançar o retorno do capital investido a partir do 10º ano de projeto, acumulando no final do período de estudo um valor de US\$ 129,2 milhões para a planta (i), US\$ 116,0 milhões para a planta (ii), US\$ 101,3 milhões para a planta (iii) e US\$ 106,1 milhões para a planta (iv). Os demais resultados obtidos nas simulações são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Mossoró (caso base).

Local	Mossoró			
Planta	i	ii	iii	iv
SM	2	2	2	2
TES (h)	6	6	0	0
CF (%)	30,9	34	20	21,9
LCOE (¢/kWh)	31,82	26,56	38,79	37,47
Produção anual (milhões kWh)	271,0	298,1	175,1	192,2
Custo líquido de capital (milhões US\$)	817,8	734,4	640,8	671,5
VPL (milhões US\$)	129,2	116,0	101,3	106,1

Fonte: Autoria própria (2025).

Na Tabela 9, considerando os mesmos valores base de SM e horas de TES para as duas primeiras configurações de plantas, observa-se que a planta (ii) foi a que apresentou o menor LCOE (26,56 ¢/kWh), com a maior geração anual de eletricidade (298,1 milhões kWh) através de um fator de capacidade 34%, com um custo moderado, sendo 11,4% (US\$ 83,3 milhões) mais barata que a planta (i). Tudo isso acontece, pois o HTF utilizado no campo solar da planta é também o mesmo no sistema de armazenamento (*Hitec Solar Salt*).

Nessa mesma análise, as plantas (iii) e (iv) não possuem TES e são simuladas com o mesmo valor base de SM. Nota-se que a planta (iv) com HTF de sal fundido, tem o custo de energia mais competitivo com um LCOE 3,4% menor, e gera quase 10% (17,0 milhões kWh) a mais de energia com um investimento de apenas 4,8% (30,6 milhões kWh) maior que a planta (iii), além de possuir o maior CF (21,9%).

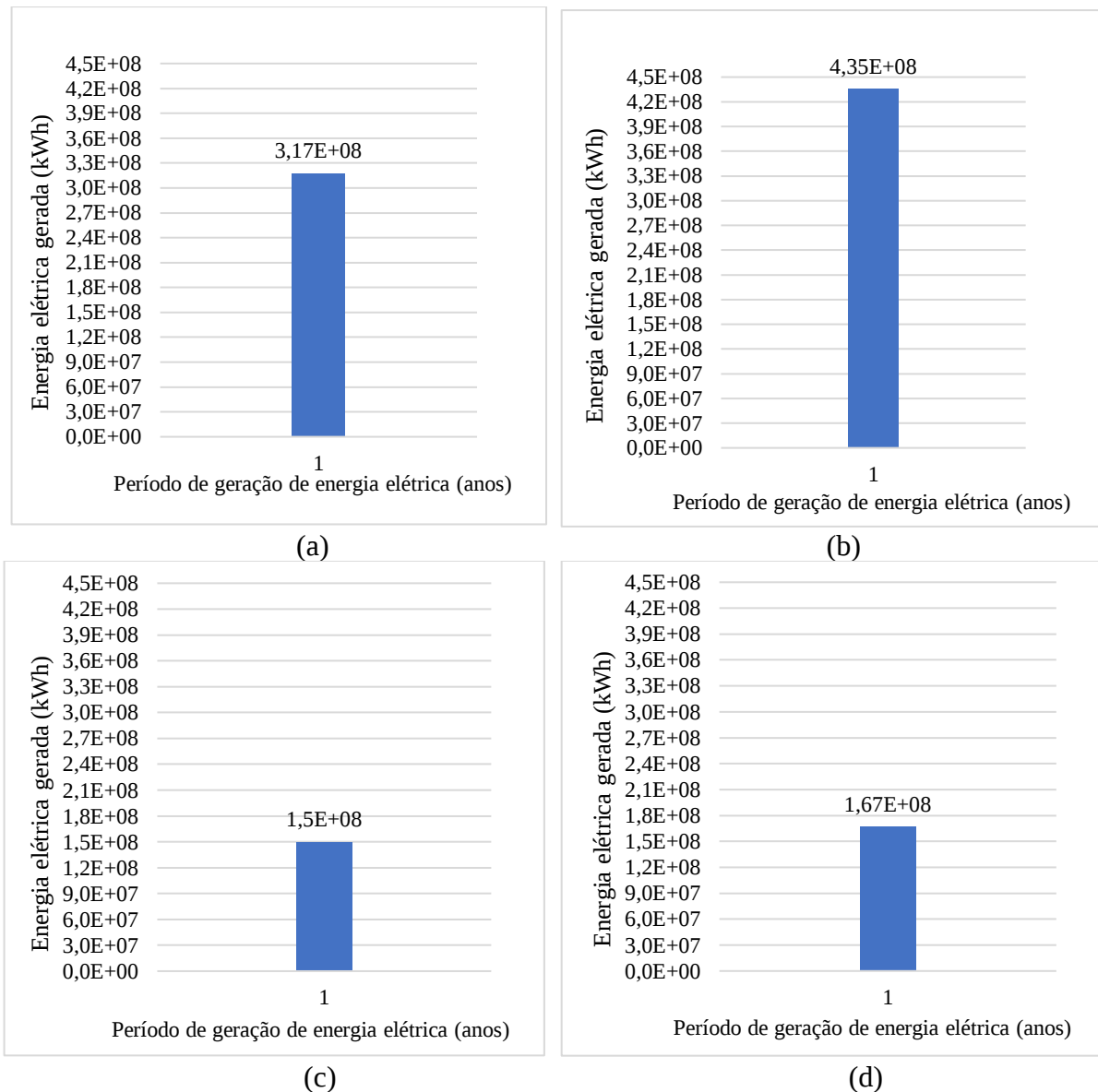
Outra observação que pode ser feita é entre a diferença significativa na produção de energia anual entre as plantas com sistema de armazenamento térmico de 6 horas (cenários i e ii) e as plantas que não possuem capacidade de armazenamento (cenários iii e iv). As plantas com TES apresentam cerca de 55% (105,8 milhões kWh) a mais na geração de energia, vantagem decorrente da capacidade de operação durante períodos sem irradiação solar direta. Entretanto, a implementação do sistema de armazenamento térmico (TES) na planta resulta em um incremento do custo líquido de capital. Contudo, essa configuração proporciona uma redução significativa no LCOE, compensando o maior investimento inicial.

4.1.2 Otimização dos resultados para a cidade de Mossoró

O *software* SAM inclui uma ferramenta de otimização paramétrica que permite minimizar o LCOE através da variação simultânea de dois parâmetros: o múltiplo solar (SM) e

a capacidade de armazenamento térmico (TES). Seguindo a metodologia empregada por Martins (2019), foram estabelecidos os seguintes intervalos de variação: para o múltiplo solar, faixa de 1 a 3 com incrementos de 0,25; enquanto para o sistema de armazenamento, faixa de 1 a 12 horas com incrementos de 1 hora. Assim, o conjunto de simulações conforme as combinações propostas, resultaram em 312 simulações: 144 para a topologia (i); 144 para a topologia (ii); 12 para a topologia (iii) e 12 para a topologia (iv). Com isso, foram simulados e obtidos os novos valores otimizados pelo *software* SAM da energia gerada durante o primeiro ano de estudo, para os quatro modelos de plantas analisadas, conforme apresentados na Figura 13.

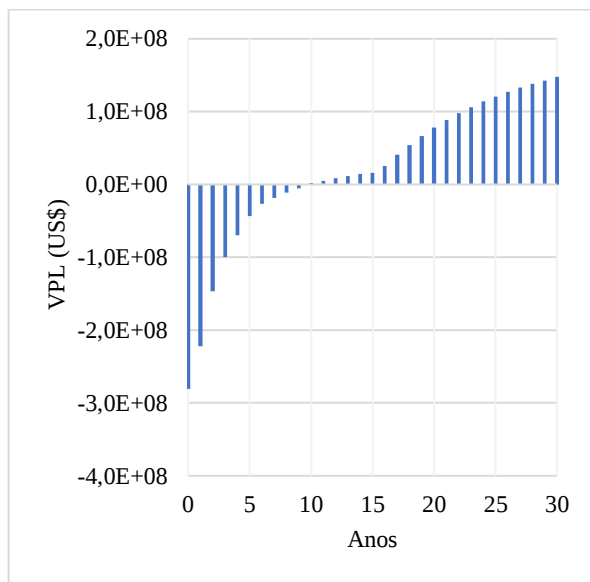
Figura 13 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Mossoró (caso otimizado).



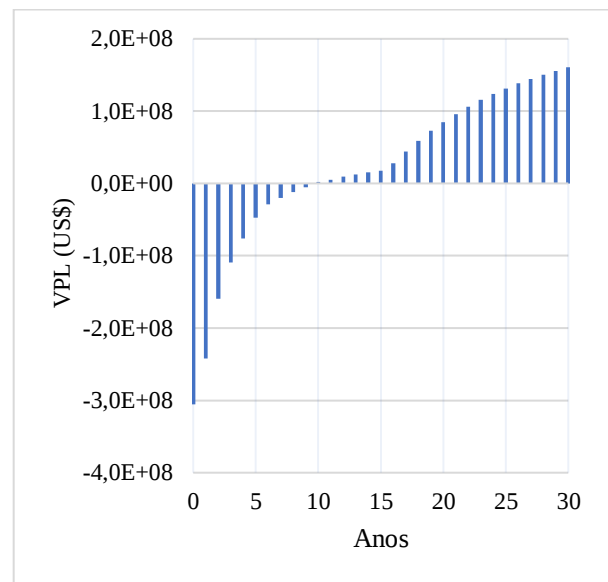
Fonte: Autoria própria (2025).

No primeiro ano de análise do projeto, a energia gerada para a planta (i) foi de aproximadamente 317,4 milhões kWh, para a planta (ii) 435,4 milhões kWh, para a planta (iii) 175,1 milhões kWh e para a planta (iv) foi uma geração anual de 167,0 milhões kWh. Na Figura 14, observa-se que a otimização das plantas causa também um aumento do investimento de capital do projeto, resultando em US\$ 934,84 milhões para a planta (i), US\$ 1017,2 milhões para a planta (ii), US\$ 465,5 milhões para a planta (iii) e US\$ 505,6 milhões para a planta (iv).

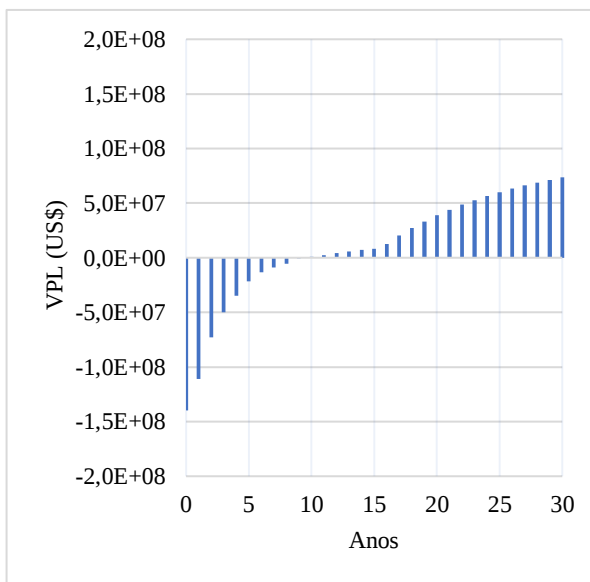
Figura 14 - VPL analisado durante o período de estudo em Mossoró para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso otimizado).



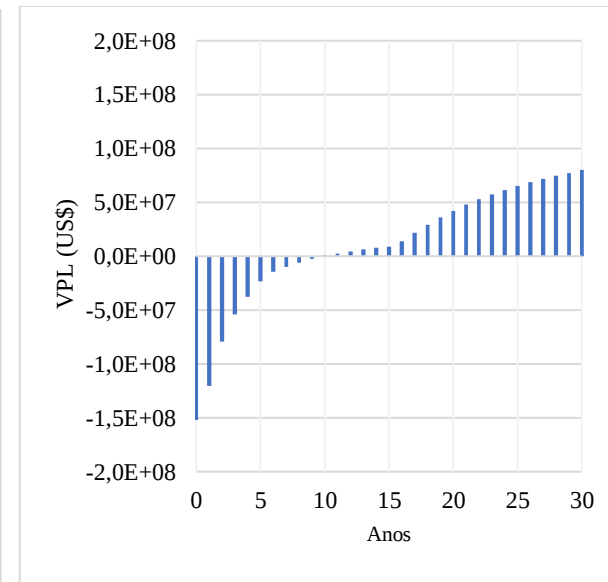
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: Autoria própria (2025).

O projeto inicia com o VPL negativo em todas as plantas, até o 10º ano, onde reverte o valor do capital investido no projeto, representando um investimento que se demora a pagar, mas é rentável a longo prazo. Logo, no final da vida útil do projeto, os valores do VPL acumulado serão de US\$ 147,6 milhões para a planta (i), US\$ 160,6 milhões para a planta (ii), US\$ 73,6 milhões para a planta (iii) e US\$ 79,9 milhões para a planta (iv). Os demais resultados obtidos nas simulações são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP (caso otimizado) para Mossoró.

Local	Mossoró			
Planta	i	ii	iii	iv
SM	2,5	3	1,25	1,25
TES (h)	6	12	0	0
CF (%)	36,2	49,7	17,1	19,1
LCOE (¢/kWh)	30,71	24,64	34,46	33,58
Produção anual (milhões kWh)	317,4	435,4	175,1	167,0
Custo líquido de capital (milhões US\$)	934,84	1017,2	465,5	505,6
VPL (milhões US\$)	147,6	160,6	73,6	79,9

Fonte: Autoria própria (2025).

Para os respectivos valores obtidos de SM e TES, a planta (ii) foi a que apresentou o menor LCOE (24,64 ¢/kWh), totalizando 20% a menos que a planta (i), além de possuir a maior geração anual de eletricidade (435,4 milhões kWh), sendo 37,2% (118,0 milhões kWh) a mais que a planta (i), 148,7% (285,8 milhões kWh) que a planta (iii) e 160,7% (268,4 milhões kWh) que a planta (iv). Como explicado anteriormente, isso acontece, pois o HTF utilizado no campo solar da planta é também o mesmo no sistema de armazenamento (*Hitec Solar Salt*).

Por apresentarem um sistema de armazenamento térmico, as plantas (i) e (ii) detém o fator de capacidade superior as demais plantas. A planta (ii) possui um CF de 2,9 vezes maior que as plantas (iii) e (iv) e 37% mais eficiente que a planta (i). Além disso, com o aumento do SM e TES, consequentemente houve um aumento considerável no custo do capital líquido investido. Por exemplo, a planta (ii) passou 8,8% (82,4 milhões US\$) a mais que o custo de capital investido na planta (i) e chegando a cerca de 118% (511,6 milhões US\$) nas plantas sem armazenamento. Contudo, o retorno por kWh é significativamente maior, sendo compensado por um LCOE mais competitivo, justificando o seu maior custo inicial.

4.1.3 Resultados para Mossoró - RN: caso base x caso otimizado

O resumo dos resultados técnico-econômicos das quatro topologias de plantas é apresentado na Tabela 11. Os resultados das análises apresentam os menores valores de LCOEs para cada configuração do presente estudo. Para as plantas com óleo sintético como HTF, topologias (i) e (iii), os menores valores de LCOEs foram respectivamente 30,71 e 34,46 ¢/kWh para os SMs de 2,5 e 1,25, com capacidade de armazenamento de 6 e 0 horas. Já para o caso onde as análises consideraram as plantas (ii) e (iv), cujo HTF é sal fundido, os menores LCOEs obtidos respectivamente foram 24,64 e 33,58 ¢/kWh para os SMs de 3 e 1,25, com capacidade de armazenamento de 12 e 0 horas.

Tabela 11 - Resumo das simulações e comparação do caso base e otimizado em Mossoró.

Local	Mossoró							
	i		ii		iii		iv	
Planta	Base	Ótimo	Base	Ótimo	Base	Ótimo	Base	Ótimo
SM	2	2,5	2	3	2	1,25	2	1,25
TES (h)	6	6	6	12	0	0	0	0
CF (%)	30,9	36,2	34	49,7	20	17,1	21,9	19,1
LCOE (¢/kWh)	31,82	30,71	26,56	24,64	38,79	34,46	37,47	33,58
Produção anual (milhões kWh)	271,0	317,4	298,1	435,4	175,1	149,6	192,2	167,0
Custo líquido de capital (milhões US\$)	817,8	934,84	734,4	1017,2	640,8	465,5	671,5	505,6
VPL (milhões US\$)	129,2	147,6	116,0	160,6	101,3	73,6	106,1	79,9

Fonte: Autoria própria (2025).

Na perspectiva econômica, quando optou-se por otimizar a planta heliotérmica na topologia (i), a partir da redução do LCOE em 3%, obteve-se um aumento de 14% (US\$ 117,0 milhões) do investimento de capital, entretanto, houve um aumento de 17% (46,4 milhões kWh) na geração de energia elétrica. Desse modo, a CSP otimizada nessa configuração pode ser viável, especialmente se os preços da energia no mercado local forem suficientemente altos para sustentar a operação.

Já na planta (ii), quando a planta é otimizada para uma redução de 7% do LCOE, tem-se um aumento de 39% (US\$ 282,80 milhões) do investimento de capital, ao mesmo tempo que a produção de energia elétrica aumenta 46% (137,3 milhões kWh). Assim, mesmo o investimento inicial sendo considerado maior, o aumento da geração de energia compensa em um nível superior, ao mesmo tempo que se tem um LCOE menor.

Para os casos onde a planta não possui armazenamento, na topologia (iii) quando a otimização gera uma redução de 11% do LCOE, o seu investimento de capital reduz cerca de 27% (US\$ 175,3 milhões), e tem-se uma redução de 15% (25,5 milhões kWh) da geração elétrica. Enquanto isso, na planta (iv) a otimização da planta permite reduzir 25% do capital investido (US\$ 165,9 milhões), obtendo-se uma redução de 13% (25,2 milhões kWh) da geração de energia elétrica. Em ambas condições, mesmo a redução do capital investido sendo superior as reduções na geração de energia, o que pode ser interessante para projetos com restrições de investimento inicial, tais reduções ainda podem apresentar desvantagens consideráveis, sendo possível comprometer o fornecimento de energia em momentos críticos.

4.2 Planta CSP em Bom Jesus da Lapa - BA

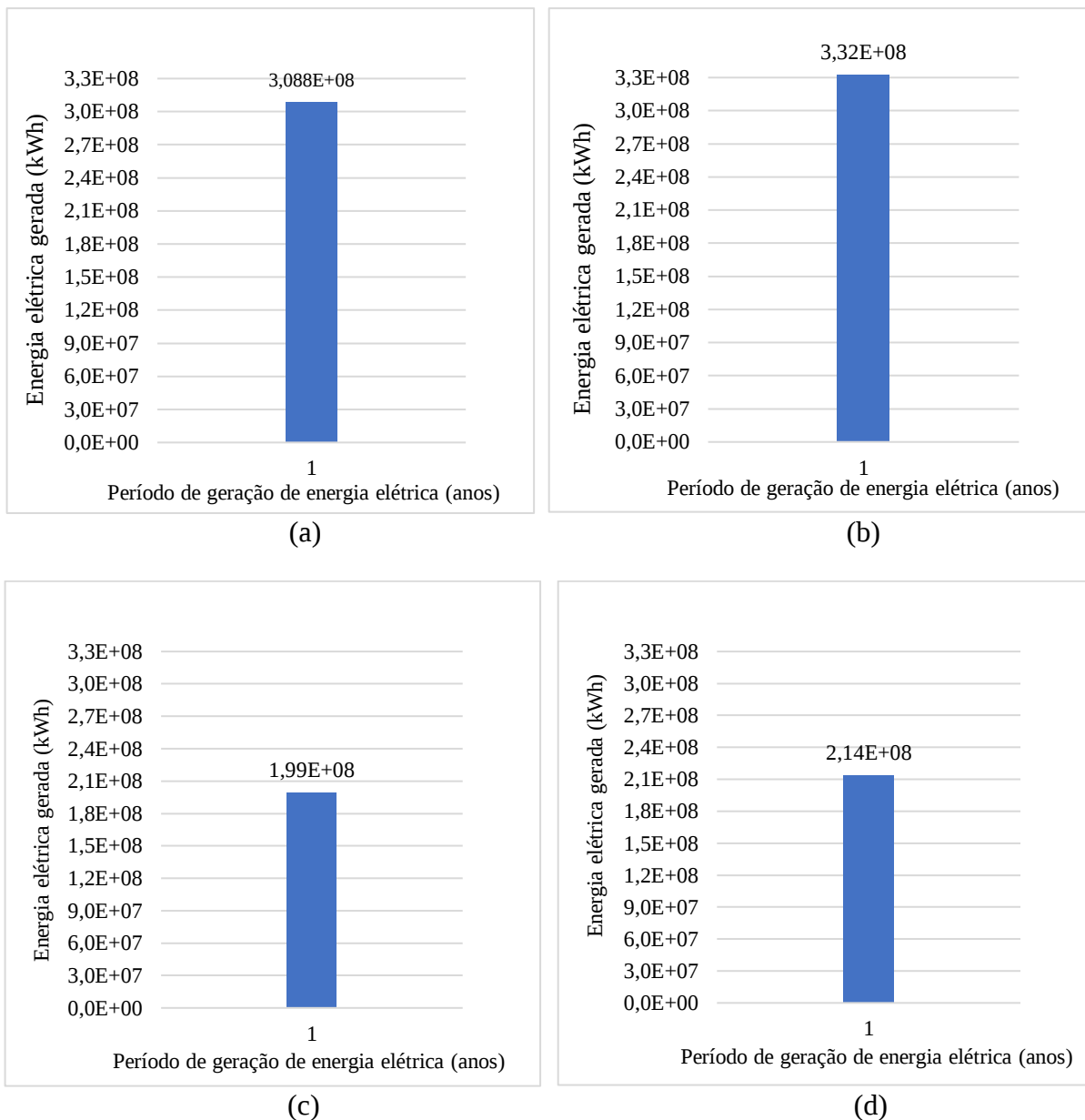
Conforme justificado, a cidade de Bom Jesus da Lapa foi escolhida como uma das cidades para realizar as simulações do presente estudo, principalmente pelo alto nível de irradiação solar. Seus dados climatológicos obtidos através do SAM, são apresentados na Tabela 5. Os demais valores de custos técnicos e econômicos adotados, seguem os mesmos propostos para a cidade de Mossoró, conforme apresentados nas Tabelas 8 e 9.

Uma vez definidos os parâmetros de entrada nas respectivas seções do *software* SAM, foram realizadas simulações para os quatro cenários em análise neste estudo. Os resultados obtidos são apresentados a seguir, com ênfase nas variáveis que mais influenciam o desempenho técnico e econômico das plantas heliotérmicas e nos custos associados à geração de energia elétrica.

4.2.1 Resultados e discussões

Nas simulações, os parâmetros iniciais adotados de múltiplo solar (SM) e horas do sistema de armazenamento (TES) de energia para cada planta, são considerados os valores bases para se obter o menor valor de LCOE, bem como também são obtidos valores de fator de capacidade (CF), a produção anual de energia elétrica o custo líquido de capital e o Valor Presente Líquido (VPL). Desse modo, a Figura 15 apresenta os valores obtidos no *softwarwe* SAM da energia gerada durante o primeiro ano de estudo do presente trabalho

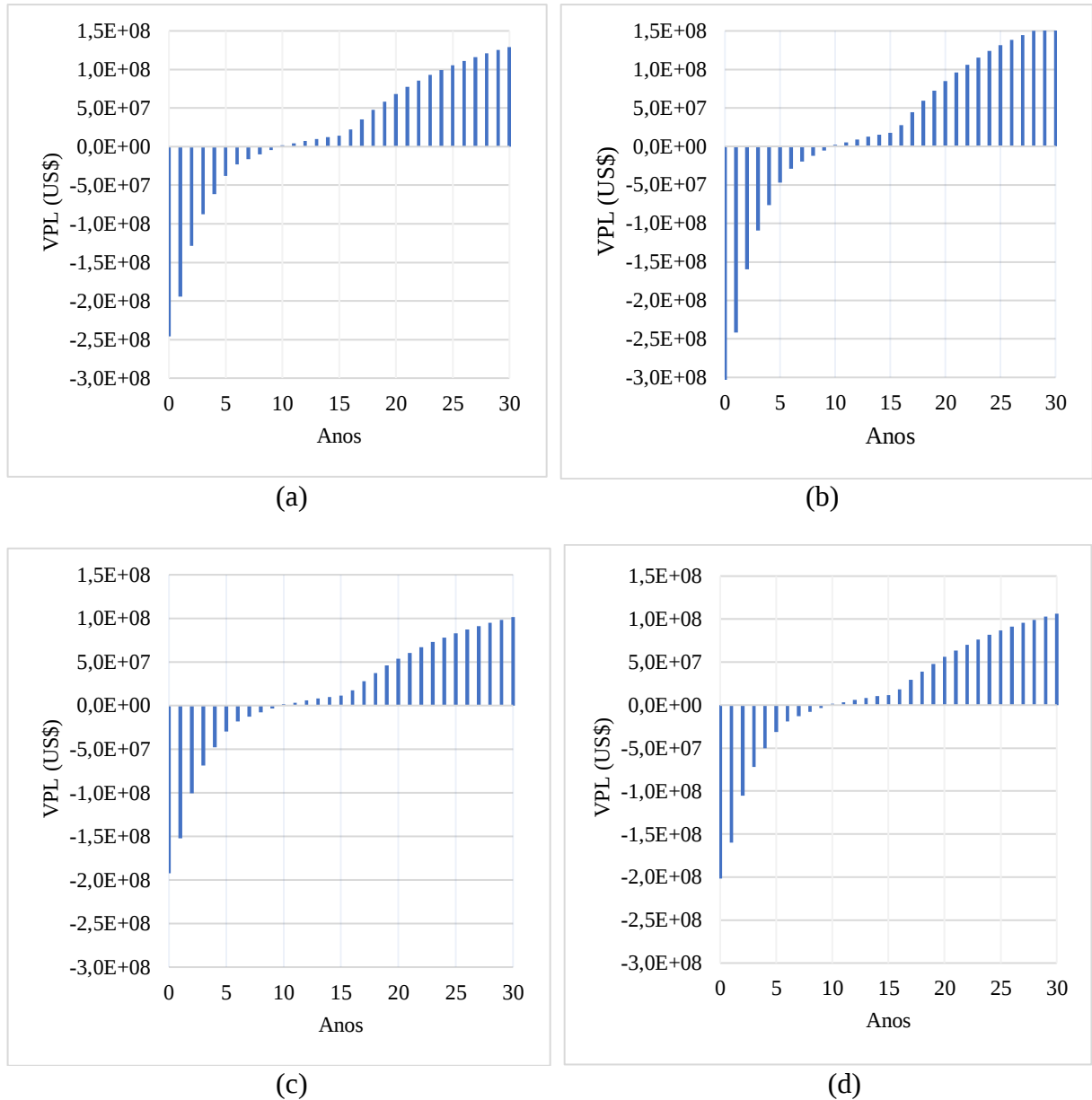
Figura 15 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base)



Fonte: Autoria própria (2025).

Na Figura 16, observa-se que o projeto inicia com o VPL negativo em todas as plantas, sendo o capital investido de US\$ 817,8 milhões para a planta (i), US\$ 734,4 milhões para a planta (ii), US\$ 640,9 milhões para a planta (iii) e US\$ 671,5 milhões para a planta (iv).

Figura 16 - VPL analisado durante o período de estudo em Bom Jesus da Lapa para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso base).



Fonte: Autoria própria (2025).

Em todos os cenários, o VPL permanece negativo até atingir o tempo necessário para que o valor inicialmente investido seja restituído ao projeto. Isso ocorre a partir do 10º ano, onde os valores do VLP acumulado ao final do período de análise foram de US\$ 129,2 milhões para a planta (i), US\$ 116,0 milhões para a planta (ii), US\$ 101,3 milhões para a planta (iii) e US\$ 106,1 milhões para a planta (iv). Os demais resultados obtidos nas simulações são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Bom Jesus da Lapa (caso base).

Local	Bom Jesus da Lapa			
Planta	i	ii	iii	iv
SM	2	2	2	2
TES (h)	6	6	0	0
CF (%)	35,3	38	22,8	24,4
LCOE (¢/kWh)	28,10	23,92	34,39	33,79
Produção anual (milhões kWh)	308,8	332,4	199,3	214,1
Custo líquido de capital (milhões US\$)	817,8	734,4	640,9	671,5
VPL (milhões US\$)	129,2	116,0	101,3	106,1

Fonte: Autoria própria (2025).

Na Tabela 10, considerando os mesmos valores base de SM e horas de TES para as duas primeiras configurações de plantas, observa-se que a planta (ii) foi a que apresentou o menor LCOE (23,92 ¢/kWh), além de possuir a maior geração anual de eletricidade (332,4 milhões kWh) por meio do maior fator de capacidade (38%). Isso acontece, pois o HTF utilizado no campo solar da planta é também o mesmo no sistema de armazenamento (*Hitec Solar Salt*). Logo, além de oferecer uma maior eficiência devido as suas características de operação em altas temperaturas, a planta dispensa o uso de trocadores de calor, tornando o seu custo líquido de capital investido 10% (83 milhões kWh) menor que a planta (i) que possui um HTF de óleo sintético (Therminol VP-1) no campo solar e de sal fundido (*Hitec Solar Salt*) no sistema de armazenamento.

Outro ponto importante é que na configuração das plantas (iii) e (iv), tendo-se o mesmo SM e sem um sistema de armazenamento, a planta (iv) que possui o sal fundido como fluido de transferencia de calor, também apresentou uma maior geração anual de eletricidade (214,1 milhões kWh) a partir de um menor LCOE (33,79 ¢/kWh) e maior CF (24,4%). O único ponto negativo da planta (iv) foi o custo líquido de capital investido ser 5% (30 milhões kWh) superior a planta (iii). No entanto, mesmo com esse índice, a produção de energia se torna superior, o que mostra que o sal fundido como HTF para plantas CSP cilindro parabólico, resulta em uma maior eficiência da planta.

Nota-se também que, independente do uso do sistema TES de armazenamento, o uso do sal solar como HTF no campo solar reduz o custo da energia elétrica produzida, mostrando todo o potencial deste sal na troca de calor na captação perante outros fluidos específicos para esta aplicação.

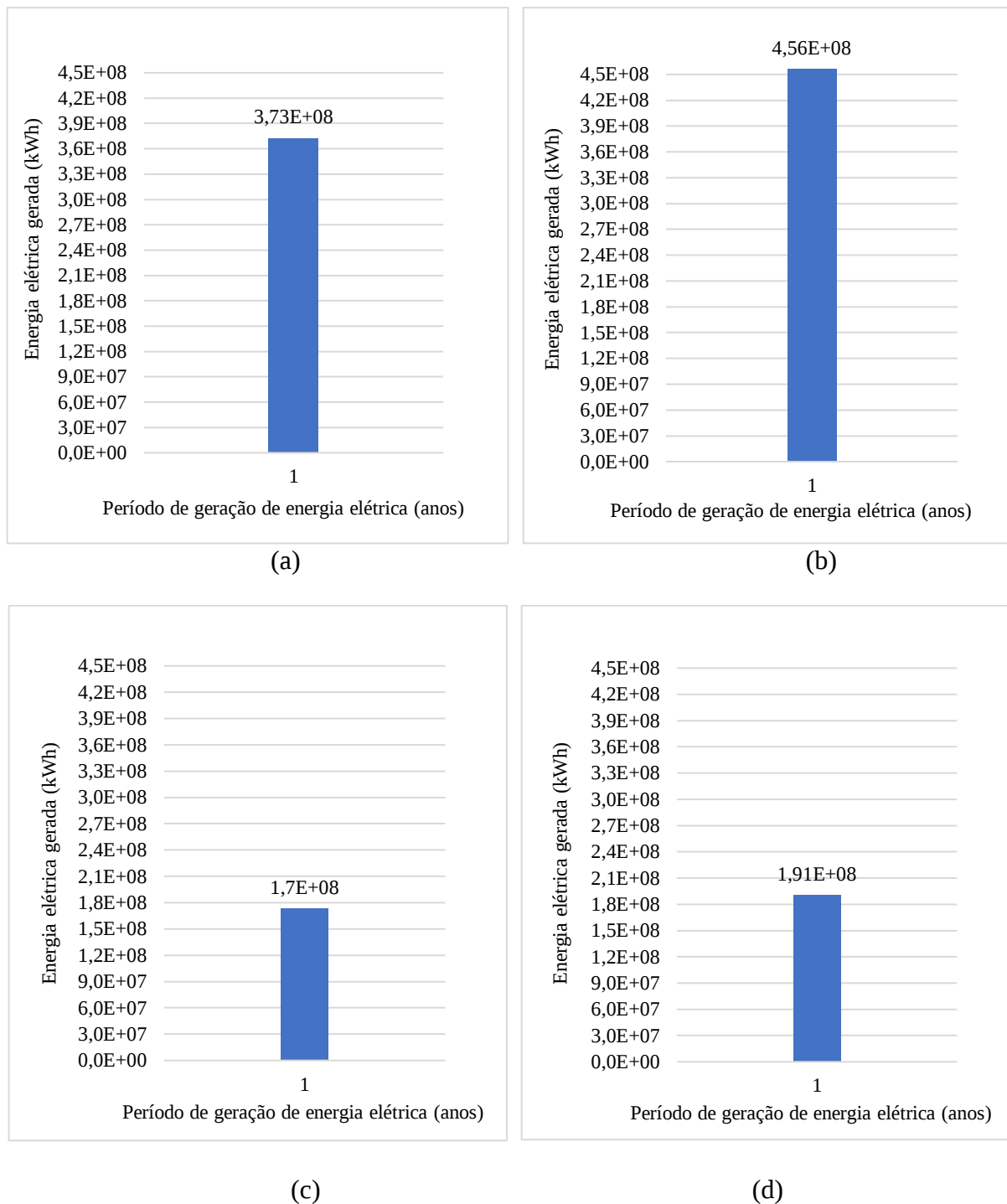
Observa-se ainda uma diferença significativa na produção de energia anual entre as plantas com sistema de armazenamento térmico de 6 horas (cenários i e ii) e aquelas sem capacidade de armazenamento (cenários iii e iv). As plantas equipadas com armazenamento apresentam um incremento médio de 35% na geração de energia, vantagem decorrente da capacidade de operação durante períodos sem irradiação solar direta. Entretanto, a implementação do sistema de armazenamento térmico (TES) na planta resulta em um incremento do custo líquido de capital. Contudo, essa configuração proporciona uma redução significativa no LCOE, compensando o maior investimento inicial.

4.2.2 Otimização dos resultados para Bom Jesus da Lapa

O processo de otimização das plantas, seguiu o mesmo modelo adotado para a cidade de Bom Jesus da Lapa. Seguindo a metodologia empregada por Martins (2019), foram estabelecidos os seguintes intervalos de variação: para o múltiplo solar, faixa de 1 a 3 com incrementos de 0,25; enquanto para o sistema de armazenamento, faixa de 1 a 12 horas com incrementos de 1 hora.

Vale destacar que, como o incremento do SM é de 0,25 enquanto o TES varia em intervalos de 1 hora, a combinação de parâmetros resultante abrange SM de 1 até 3,75 para cada configuração de TES entre 1 e 12 horas. Esta abordagem sistemática permite identificar a configuração ótima que minimiza o LCOE para cada topologia analisada. Assim, o conjunto de simulações conforme as combinações citadas, resultaram em 312 simulações: 144 para a topologia (i); 144 para a topologia (ii); 12 para a topologia (iii) e 12 para a topologia (iv). Com isso, conforme apresentados na Figura 17, foram simulados e obtidos os novos valores otimizados pelo *software* SAM da energia gerada durante o primeiro ano de estudo, para os quatro modelos de plantas analisadas.

Figura 17 - Energia gerada durante o primeiro ano para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) em Bom Jesus da Lapa (caso otimizado).

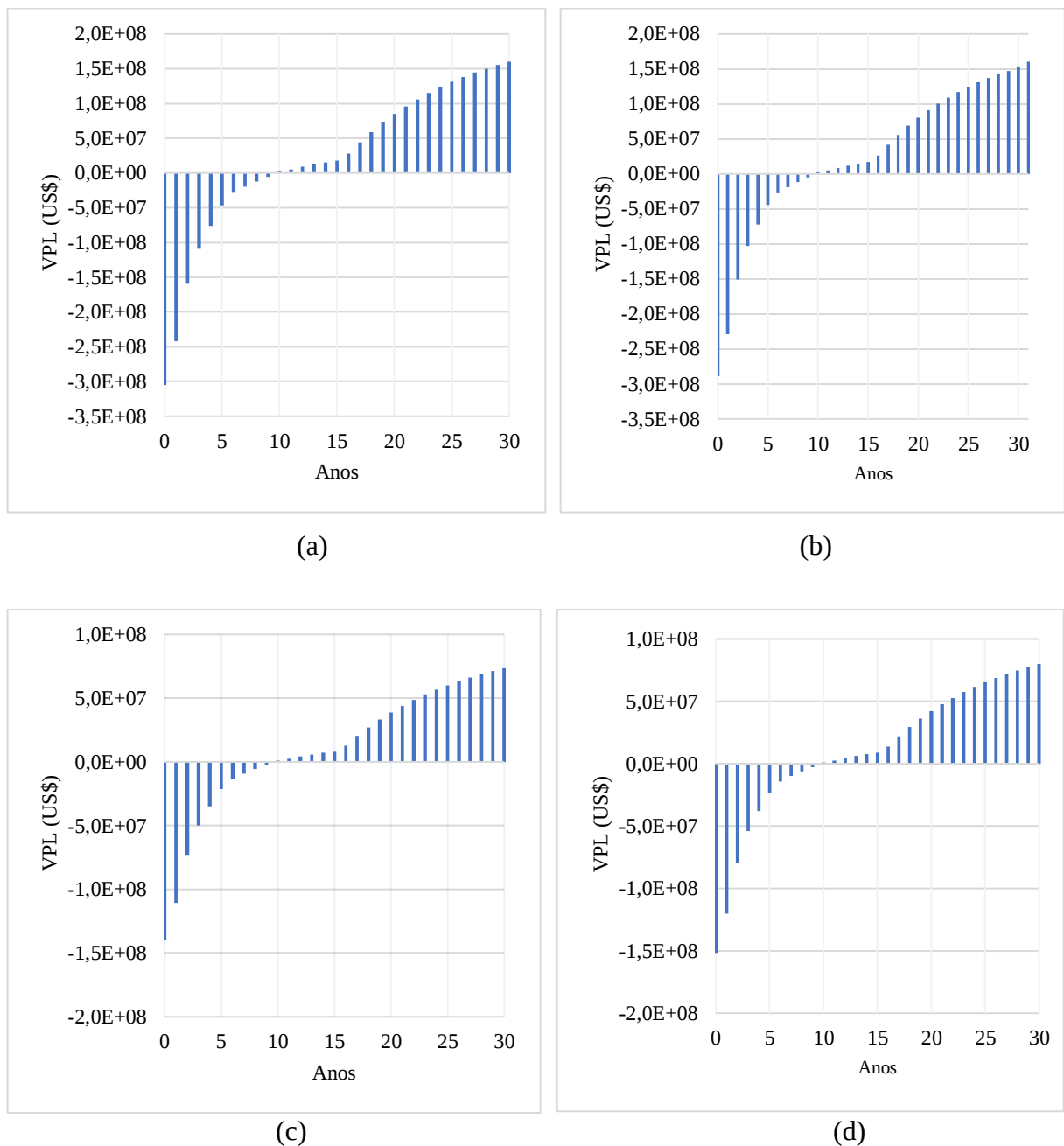


Fonte: Autoria própria (2025).

No primeiro ano de análise de projeto, a quantidade de energia gerada para a planta (i) foi de aproximadamente 373,8 milhões kWh, para a planta (ii) 456,4 milhões kWh, para a planta (iii) 173,3 milhões kWh e para a planta (iv) foi uma geração anual de 191,1 milhões kWh. Além disso, foi realizada a análise do Valor Presente Líquido (VPL) para os quatro cenários, onde é

possível identificar a sua evolução ao longo do tempo de estudo. Assim, no caso otimizado, o valor do capital investido aumentou nas plantas com armazenamento devidamente ao aumento do SM e do sistema de armazenamento TES, totalizando um capital investido de US\$ 993,8 milhões para a planta (i) e US\$ 963,3 milhões para a planta (ii). Já para o cenário sem armazenamento, o investimento inicial reduziu, uma vez que o SM diminuiu com a otimização das plantas, sendo US\$ 640,9 milhões para a planta (iii) e US\$ 505,6 milhões para a planta (iv).

Figura 18 - VPL analisado durante o período de estudo em Bom Jesus da Lapa para as plantas i (a), ii (b), iii (c) e iv (d) (caso otimizado).



Fonte: Autoria própria (2025).

Do mesmo modo que aconteceu no caso base, no caso otimizado o VLP permaneceu negativo até alcançar o retorno do capital investido a partir do 10º ano de projeto. No final do período de estudo, o valor do VLP acumulado foi de US\$ 156,9 milhões para a planta (i), US\$ 152,1 milhões para a planta (ii), US\$ 73,6 milhões para a planta (iii) e US\$ 79,9 milhões para a planta (iv). Os demais resultados obtidos nas simulações são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP em Bom Jesus da Lapa (caso otimizado).

Local	Bom Jesus da Lapa			
Planta	i	ii	iii	iv
SM	2,5	2,75	1,25	1,25
TES (h)	8	12	0	0
CF (%)	42,7	52,1	19,8	21,8
LCOE (¢/kWh)	27,81	22,43	29,97	29,49
Produção anual (milhões kWh)	373,8	456,4	173,3	191,1
Custo líquido de capital (milhões US\$)	993,8	963,3	465,5	505,6
VPL (milhões US\$)	156,9	152,1	73,6	79,9

Fonte: Autoria própria (2025).

Foram obtidos os valores otimizados de acordo com o menor custo do LCOE. Para os respectivos valores obtidos de SM e TES, a planta (ii) foi a que apresentou o menor LCOE (22,43 ¢/kWh), sendo 19,36% menor que a planta (i), além de possuir a maior geração anual de eletricidade (456,4 milhões kWh), somando 22,09% a mais, por meio do fator de capacidade de 52,1%. Como explicado anteriormente, isso acontece, pois o HTF utilizado no campo solar da planta é também o mesmo no sistema de armazenamento (*Hitec Solar Salt*), e oferece uma maior eficiência devido as suas características de operação em altas temperaturas.

Devido a capacidade de armazenamento, as plantas (i) e (ii) possuem o fator de capacidade cerca de duas vezes mais que as plantas (iii) e (iv), fazendo com que a planta (i) proporcione 115,63% a mais de energia gerada que a planta (iii) e que a planta (ii) produza 138,84% de eletricidade a mais que a planta (iv). Além disso, com o aumento do SM e TES, consequentemente houve um aumento considerável no custo do capital líquido investido. Por exemplo, a planta (ii) passou 3,07% a mais que o custo de capital investido na planta (i) e cerca 106,9% a mais que a planta (iii) e 90,5% a mais que na planta (iv). Contudo, o retorno por kWh é significativamente melhor, sendo compensado por um LCOE mais competitivo.

4.2.3 Resultados para Bom Jesus da Lapa - BA: caso base x caso otimizado

O resumo dos resultados técnico-econômicos das quatro topologias de plantas é apresentado na Tabela 14. Os resultados das análises mostram os menores valores de LCOEs para cada configuração do presente estudo. Para as plantas com óleo sintético como HTF, plantas (i) e (iii), os menores valores de LCOEs foram respectivamente 27,81 e 29,97 ¢/kWh para os SMs de 2,5 e 1,25, com capacidade de armazenamento de 8 e 0 horas. Já para o caso onde as análises consideraram as plantas (ii) e (iv), cujo HTF é sal fundido, os menores LCOEs obtidos respectivamente foram 22,43 e 29,49 US\$ c/kWh para os SMs de 2,75 e 1,25, com capacidade de armazenamento de 12 e 0 horas.

Tabela 14 - Resumo das simulações e comparação do caso base e otimizado em Bom Jesus da Lapa.

Local	Bom Jesus da Lapa							
	i		ii		iii		iv	
Planta	Base	Ótimo	Base	Ótimo	Base	Ótimo	Base	Ótimo
SM	2	2,5	2	2,75	2	1,25	2	1,25
TES (h)	6	8	6	12	0	0	0	0
CF (%)	35,3	42,7	38	52,1	22,8	19,8	24,4	21,8
LCOE (¢/kWh)	28,10	27,81	23,92	22,43	34,39	29,97	33,79	29,49
Produção anual (milhões kWh)	308,8	373,8	332,4	456,4	199,3	173,3	214,1	191,1
Custo líquido de capital (milhões US\$)	817,8	993,8	734,4	963,3	640,9	465,5	671,5	505,6
VPL (milhões US\$)	129,2	156,9	116,0	152,1	101,3	73,6	106,1	79,9

Fonte: Autoria própria (2025).

Na perspectiva econômica, quando optou-se por otimizar a planta heliotérmica na topologia (i), a partir da redução do LCOE em 1,03%, obteve-se um aumento de 21,52% do investimento de capital (US\$ 176 milhões), entretanto, houve um aumento de 21,52% (65,0 milhões kWh) na geração de energia elétrica. Isso indica que o custo adicional foi proporcionalmente compensado pela capacidade extra de geração de energia, mantendo uma relação favorável entre o investimento e a produção.

Já na topologia (ii), quando a planta é otimizada para uma redução de 6,23% do LCOE, tem-se um aumento de 31,17% (US\$ 228,9 milhões) do investimento de capital, ao mesmo tempo que a produção de energia elétrica aumenta 37,16% (124 milhões kWh). A planta (ii) apresenta uma melhor relação custo-benefício quando comparada à planta (i), com menor impacto no capital necessário e um ganho ligeiramente maior na geração de energia. Com base

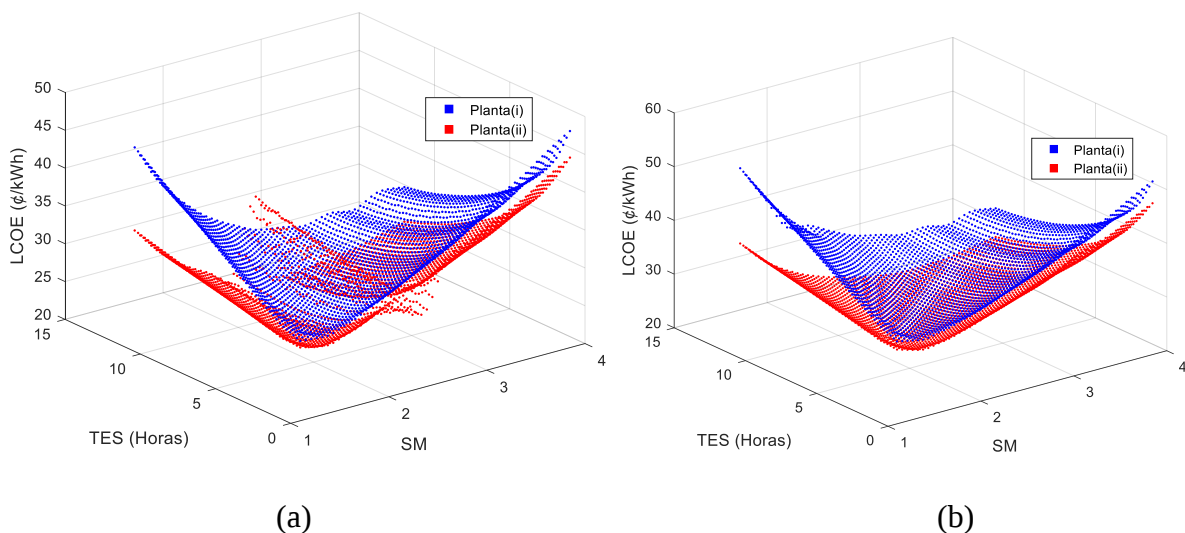
nesses resultados, a usina CSP otimizada nessa configuração pode ser viável, especialmente se os preços da energia no mercado local forem suficientemente altos para sustentar a operação.

Para os casos onde a planta não possui armazenamento, na topologia (iii) quando a otimização gera uma redução de 13% do LCOE, o seu investimento de capital reduz cerca de 27% (US\$ 175,3 milhões), e tem-se uma redução de 13% (25,9 milhões kWh) da geração elétrica. Enquanto isso, na topologia (iv) a otimização da planta permite reduzir 13% do LCOE, menos 25% (165,9 milhões US\$) do capital investido, obtendo-se uma redução de 11% (22,9 milhões kWh) da geração de energia elétrica. Ambas oferecem uma redução idêntica no LCOE (13%), o que melhora a competitividade da planta. A planta (iii) reduz mais o capital investido, porém, tem um impacto maior na geração elétrica (13%). A planta (iv) apresenta um equilíbrio mais moderado, com uma redução menor na produção (11%) e no investimento (25%).

Diante disso, a planta (ii) que apresenta sal fundido como HTF e meio de armazenamento de calor é a melhor opção entre as quatro topologias, proporcionando um menor LCOE e um aumento na produção de energia elétrica anual. Já as plantas (iii) e (iv), mesmo reduzindo o custo inicial, ainda apresentam uma menor produção de energia, não sendo uma opção vantajosa em comparação a planta mencionada anteriormente. Por último, a planta (i) apresenta bom desempenho, mas o custo de investimento ainda é alto.

A Figura 19, representa o LCOE das plantas (i) e (ii) para as cidades de Bom Jesus da Lapa (a) e Mossoró (b), considerando diferentes horas de armazenamento de energia térmica e diferentes múltiplos solares.

Figura 19 - Custo nivelado de eletricidade (LCOE) em função das horas de armazenamento térmico (TES) e do múltiplo solar (SM) para as cidades de Bom Jesus da Lapa (a) e Mossoró (b).



Fonte: Autoria própria (2025).

Nota-se que o LCOE tanto no caso (a) quanto no (b), tende a diminuir à medida que os valores do TES e SM aumentam, no entanto isso acontece até certo ponto, o que mostra que existe uma combinação ótima para reduzir o custo da energia. Além disso, a planta (ii) se apresenta na sua grande maioria com o LCOE menor em ambos cenários, sendo mais eficiente ou econômica que a planta (i).

Diante disso, é possível concluir que na análise técnico-econômica entre as plantas estudadas, tanto na cidade de Bom Jesus da Lapa, quanto na cidade de Mossoró, o modelo de planta (ii) apresenta os menores valores de LCOE e maior fator de capacidade, sendo a melhor alternativa dentre as demais. Bem como também, é válido destacar que para o mesmo modelo com melhor desempenho econômico, a planta (ii), se instalada em Bom Jesus da Lapa, apresenta o melhor desempenho técnico e econômico geral, apresentando o menor custo de energia, maior fator de capacidade, maior geração de energia, menor capital investido e maior retorno tarifário.

Já na análise comparativa com outras fontes renováveis, os menores LCOEs obtidos para as plantas CSP variaram entre 22,43 ¢/kWh (planta ii – Bom Jesus da Lapa) e 34,46 ¢/kWh (planta iii - Mossoró), valores que correspondem a US\$ 224,3/MWh a US\$ 344,6/MWh. Quando comparados aos custos médios da eólica onshore (US\$ 29/MWh) e da solar fotovoltaica (US\$ 34/MWh) no Brasil (IEA, 2024), nota-se que a CSP ainda apresenta custos significativamente mais elevados, o que reduz sua competitividade frente às fontes renováveis já consolidadas. Contudo, destaca-se que a CSP possui a vantagem de integrar armazenamento térmico, proporcionando maior flexibilidade operativa e contribuição para a estabilidade do sistema elétrico.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O presente estudo teve como objetivo realizar uma análise técnico-econômica e propor a otimização de uma usina heliotérmica na cidade de Mossoró/RN, visando identificar a configuração mais eficiente e economicamente viável por meio da avaliação de diferentes arranjos de operação e variáveis de projeto.

Para isso, as plantas foram divididas em quatro tipologias diferentes. A primeira consiste em uma planta CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, óleo sintético (Therminol VP-1) como HTF e sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como meio de armazenamento de calor, com TES. A segunda é uma planta CSP com receptor cilindro parabólico, com um par de tanques, sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como HTF e como meio de armazenamento de calor, com TES. A terceira é uma planta CSP com receptor cilindro parabólico, com óleo sintético (Therminol VP-1) como HTF, sem sistema de armazenamento. A quarta é uma planta CSP com receptor cilindro parabólico, com sal fundido (*Hitec Solar Salt*) como HTF, sem sistema de armazenamento. Todas as plantas foram modeladas para atuarem com capacidade nominal de 100 MW. As localizações selecionadas para as simulações foram as cidades de Bom Jesus da Lapa (BA) e Mossoró (RN).

Desse modo, a principal metodologia adotada nesse estudo, foi o uso do *System Advisor Model* (SAM), *software* desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para análise técnica e econômica de projetos de energia solar. O SAM auxilia na avaliação de sistemas de energia renovável, tornando-se uma ferramenta essencial para a tomada de decisão por desenvolvedores de projetos e pesquisadores na área de energias renováveis. Assim, para a simulação das topologias, foi necessário variar dois fatores importantes na modelagem de plantas: o múltiplo solar (SM) e a capacidade de armazenamento térmico (TES), de modo a se obter o menor preço de venda de energia para atingir o retorno do capital (LCOE) e adequado fator de capacidade (CF) maior.

Dentre os principais resultados, pode afirmar que as plantas com sistemas de armazenamento apresentam resultados superiores as demais, justamente pelo fato de estenderem o seu tempo de operação. A planta (ii) por exemplo, com *Hitec Solar Salt* como HTF e TES, apresentou o menor LCOE em ambas localidades: 22,43 US\$ c/kWh (Bom Jesus da Lapa) e 24,64 US\$ c/kWh (Mossoró). Além disso, apresentou a maior produção anual: até 435,4 milhões de kWh (Bom Jesus da Lapa), com CF de 52,1% (praticamente o dobro das plantas sem TES). O aumento do campo solar, permite o crescimento do CF e consequentemente da produção anual de energia à custo de maiores investimentos iniciais.

Contudo, apesar do investimento inicial mais elevado (US\$ 963,3 milhões), a redução no LCOE e o ganho em geração compensam o custo adicional.

Já a planta (i), que possui Therminol VP-1 como HFS e o *Hitec Solar Salt* como meio de armazenamento térmico, apresenta um desempenho inferior à planta (ii), mas ainda viável, visto a redução do LCOE e aumento da geração em 14% e do CF à custo de maiores investimentos, para cenários que exigem flexibilidade operacional. Mesmo com a redução de custo inicial (até 27% em Mossoró), as plantas sem TES (iii) e (iv) possuem limitações consideráveis, decorrentes da queda na produção e do aumento do LCOE, tornando-as assim menos competitivas, sendo apenas recomendadas para projetos com sérias restrições orçamentárias.

Desse modo, em todas as configurações, é possível notar que os sistemas de armazenamento térmico são essenciais para fornecer maior competitividade à tecnologia CSP. Além de armazenar o calor que é captado durante o dia e ser utilizado conforme a demanda, garantindo maior flexibilidade, despachabilidade e confiabilidade operacional, o mesmo minimiza as perdas energéticas otimizando o uso da radiação solar e reduzindo os custos da planta. Outro ponto importante observado nos cenários avaliados, é que na configuração do TES, quando se utiliza o mesmo fluido de transferência de calor no campo solar e no sistema de armazenamento térmico, principalmente se o fluido for sal fundido ou sal solar, permite maiores eficiências térmicas para o ciclo de potência, pois não é necessário o uso de trocadores de calor, evitando menores perdas e custos adicionais.

Conforme os dados apresentados, pode-se concluir que, em termos comparativos de produção e rentabilidade financeira, as plantas de Bom Jesus da Lapa possuem desempenho superior em vários cenários, isso se deve ao fato de possuir uma maior DNI, o que permite maior eficiência na geração de energia. Mesmo assim, Bom Jesus da Lapa possui o custo de capital mais alto, devendo isto ser considerado nas decisões. Entretanto, a escolha de Mossoró como estudo para implantação de uma usina heliotérmicas usando sal fundido como HTF, torna-se uma opção estratégica, visto que a cidade é o maior produtor de sal marítimo do Brasil, tornando-se assim uma cadeia de suprimentos de sal para ser usado como HTF, o que contribuiria para reduzir ainda mais os custos de geração de energia.

Diante disso, mesmo sendo utilizadas simplificações e considerações para obter os dados de entrada para que tais simulações fossem possíveis, este estudo aborda uma problemática atual no contexto da energia solar concentrada, tornar a CSP mais competitiva no mercado. Logo, através da análise paramétrica e otimização dos resultados encontrados, compreende-se que a inserção do TES nas usinas heliotérmicas, não apenas aumenta a geração

de energia elétrica e melhora o fator de capacidade, mas também reduz o LCOE, tornando a CSP mais competitiva no mercado energético. Além disso, a análise realizada reforça a importância da escolha do fluido de transferência de calor e da configuração do sistema de armazenamento, ressaltando que o uso do sal fundido tanto no campo solar quanto no TES se destaca como a opção mais eficiente. Portanto, mesmo ainda com possibilidades de maior desenvolvimento, todas essas análises fornecem contribuições para o planejamento de futuros projetos heliotérmicos, melhorando a tomada de decisões estratégicas, voltadas à expansão da energia solar concentrada como uma alternativa sustentável e de potencial para ser inserida na matriz energética brasileira.

Por meio das diversas pesquisas realizadas ao longo dos anos, tem-se como propostas de trabalhos futuros:

- Modelagem e simulação de plantas CSP com TES em diferentes regiões do Brasil, considerando variações na radiação solar, temperatura ambiente e umidade;
- Estudo sobre a infraestrutura disponível e os desafios logísticos para implementação de usinas CSP em diversas localidades;
- Comparações econômicas do LCOE das plantas em diferentes estados brasileiros;
- Avaliação da intermitência da energia solar e eólica no Brasil e como a CSP com TES pode contribuir para a estabilidade da rede elétrica;
- Modelagem de cenários híbridos CSP + fotovoltaico e CSP + eólico para diferentes perfis de demanda energética;
- Comparação da viabilidade técnica e econômica dos sistemas híbridos versus sistemas isolados de geração;
- Identificação de regiões onde a combinação CSP + outras renováveis seria mais eficiente;
- Levantamento dos principais incentivos fiscais e subsídios existentes para fontes renováveis no Brasil e comparação com outros países;
- Identificação de barreiras regulatórias que dificultam a implementação de plantas CSP com TES no país;
- Propostas de políticas públicas que poderiam tornar a CSP mais atrativa, incluindo linhas de financiamento específicas e programas de incentivo governamental.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Chamada Nº 019/2015 Projeto Estratégico: “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”**. 2015.

AGYEKUM, Ephraim Bonah; ADEBAYO, Tomiwa Sunday; BEKUN, Festus Victor; KUMAR, Nallapaneni Manoj; PANJWANI, Manoj Kumar. Effect of Two Different Heat Transfer Fluids on the Performance of Solar Tower CSP by Comparing Recompression Supercritical CO₂ and Rankine Power Cycles, China. **Energies**, [S.L.], v. 14, n. 12, p. 3426, 10 jun. 2021. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en14123426>.

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; HOLLANDS, T.; JÄGER-WALDAU, A.; KONDO, M.; KONSEIVO, V. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN: Chapter 3**. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Acesso em: 28 jan. 2024.

Atif M., et al., Optimization and techno-economic assessment of 50 MWe solar tower power plant for different climatic zones in Pakistan, in: **ISES Solar World Congress**, 2021.

BABA, Yousra Filali; AJDAD, Hamid; MERS, Ahmed Al; BOUATEM, Abdelfattah; IDRISSE, Badr Bououlid; ALJ, Soukaina El. Preliminary cost-effectiveness assessment of a Linear Fresnel Concentrator: case studies. **Case Studies In Thermal Engineering**, [S.L.], v. 22, p. 100730, dez. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2020.100730>.

BAHAROON, D. A.; RAHMAN, RAHMAN, H. A.; OMAR, W.; FADHL, S. O. Historical Development of concentrating solar power Technologies to generate clean electricity efficiently – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 966-1027, 2015.

BARLEV, D.; VIDU, R.; STROEVE, P. **Innovation in concentrated solar power**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 95, n. 10, p. 2703–2725, 2011. North-Holland. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811002777>>. Acesso em: 05 abr. 2024.

BATUECAS, E.; MAYO, C.; DÍAZ, R.; PÉREZ, F.J.. Life Cycle Assessment of heat transfer fluids in parabolic trough concentrating solar power technology. **Solar Energy Materials And Solar Cells**, [S.L.], v. 171, p. 91-97, nov. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2017.06.032>.

BEHAR, O.; KHELLAF, A.; MOHAMMEDI, K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 12–39, jul. 2013.

BELLOS, Evangelos. A benchmark comparative thermodynamic investigation of different organic Rankine cycle architectures. **Next Energy**, [S.L.], v. 8, p. 100331, jul. 2025. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.nxener.2025.100331>.

BLAIR, Nathan et al. **Modeling Photovoltaic and Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, and Financing with the Solar Advisor Model**. In: Presented at SOLAR

2008 - American Solar Energy Society (ASES). California, 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/42922.pdf>>. Acesso em 07 jan. 2024.

BLOEM, H.; MONFORTI-FERRARIO, F.; SZABO, M.; JAGER-WALDAU, A. **Renewable Energy Snapshots 2010: JRC Scientific and Technical Reports**. Ispra, Italia: Europea Commission, Institute for Energy, 2010. Disponível em: <http://www.aperca.org/temppdf/Ren_snapshots_eur_2010.pdf>. Acesso em: 28 set. 2024.

BURGI, A. **Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a partir de Modelagem em SIG e Simulação de Plantas Viútuais**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

COVENTRY, J.; ANDRAKA, C. **Dish systems for CSP. Solar Energy, Progress in Solar Energy Special Issue: Concentrating Solar Power (CSP)**. v. 152, p. 140–170, 1 ago. 2017.

DUNHAM, M. T.; IVERSON, B. D. High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 758–770, fev. 2014.

DUNN, Rebecca I.; HEARPS, Patrick J.; WRIGHT, Matthew N.. Molten-Salt Power Towers: newly commercial concentrating solar storage. **Proceedings Of The IEEE**, [S.L.], v. 100, n. 2, p. 504-515, fev. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jproc.2011.2163739>.

ELETROSUL. Facto Consultoria em Energia e Meio Ambiente. **Etapas 2: Levantamento do Estado da Arte da geração heliotérmica**. 2018. Projeto de P&D “Desenvolvimento e Implantação de planta Termosolar de 0,25MWe”.

EPE. Ministério de Minas e Energia (MME). **Leilão de Energia Nova A-5: informe de vencedores**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em: 05 jun. 2025.

EUDORA ENERGIA (São Paulo). **Energia Heliotérmica CSP**. 2020. Disponível em: <https://eudoraenergia.com.br/solucoes-energia-heliotermica-csp>. Acesso em: 17 jun. 2024.

FANG, Yuchen; ZHAO, Shuqiang; LI, Zhiwei. **Concentrating Solar Power Station Optimal Operation Model**. In: 2018 2ND IEEE CONFERENCE ON ENERGY INTERNET AND ENERGY SYSTEM INTEGRATION (EI2), 2., 2018, Beijing. [S. L.]: IEEE, 2018. p. 1-6.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. **Parabolic-trough solar collectors and their applications**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 1695-1721, set. 2010.

FREEMAN, J. et al. (2014). **Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance**. [s.l: s.n.].

Gazoli, J. R., Junior, N. P., Souza, S. P., Paschoalotto, L. A. C., & Souza, O. J. (2018). Dimensionamento Básico do Campo Solar de Concentradores Cilindro-parabólico da Usina termosolar Porto Primavera. **Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS**. <https://doi.org/10.59627/cbens.2018.415>.

GONZÁLEZ-ROUBAUD, Edouard; PÉREZ-OSORIO, David; PRIETO, Cristina. Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: steam vs. molten salts. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 80, p. 133-148, dez. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.084>.

HAFEZ, A. Z.; SOLIMAN, A.; EL-METWALLY, K. A.; ISMAIL, I. M. **Solar parabolic dish Stirling engine system design, simulation, and thermal analysis**. *Energy Conversion and Management*, v. 126, p. 60–75, 15 out. 2016.

Hafeez, A.N. et al., **Performance analysis of four concentrated solar power technologies for Quetta**, in: International Conference on Mechanical Engineering - 2020 (ICME-20), 2020 Lahore, Pakistan.

HAMANA, Waleed M.; SALEM, Aboubakr; ABIDO, M. A.; QWBAIBAN, Abdulaziz M.; HABETLER, Thomas G.. Solar Power Tower Drives: a comprehensive survey. **IEEE Access**, [S.L.], v. 11, p. 83964-83982, 2023. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/access.2021.3066799>.

HEIMSATH, A.; CUEVAS, F.; HOFER, A.; NITZ, P.; PLATZER, W. J. **Linear Fresnel Collector Receiver: Heat Loss and Temperatures**. *Energy Procedia, Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference*. v. 49, p. 386–397, 1 jan. 2014.

HOFFMANN, B. S. (2010). **O ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO2: uma solução para mitigar as emissões de CO2 em termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?** – Dissertação de mestrado - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

IEA. **Concentrated Solar Power Technology Roadmap**. 2010a.

_____. **Technology Roadmap Solar Thermal Electricity**, Int. Energy Agency, p. 52, 2014.

_____. **Technology Roadmap: Concentrating Solar Power**. Paris: International Energy Agency (IEA), 2010b. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2024.

_____. **Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>. Acesso em: 05 jun. 2025.

IKHLEF, Khaoula; LARBI, Salah. Techno-economic optimization for implantation of parabolic trough power plant: case study of algeria. **Journal Of Renewable And Sustainable Energy**, [S.L.], v. 12, n. 6, p. 063704, nov. 2020. AIP Publishing. <http://dx.doi.org/10.1063/5.0013699>.

_____. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Volume 1 - Power Sector - Concentrated Solar Power chapter**, 2012.

_____. **Renewable Power Generation Costs in 2014**, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2015.

_____. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. 2018. Disponível em: <<https://www.irena.org/>>-

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf>. Acesso em 07 jan. 2024.

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**, v. 91, p. 987–1018, 2018.

KALOGIROU, S. A., 2009. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1ª edição, Academic Press, Elsevier, EUA.

Li, Zuqiang; Cai, Liang. Performance evaluation of a novel integrated two-stage Rankine cycle and carbon dioxide energy storage system for LNG cold energy recovery. **Energy**, [S.L.], v. 335, p. 138136, out. 2025. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2025.138136>

LIU, M. et al. Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1411–1432, 2015.

Madaeni, S. H., Sioshansi, R., Denholm, P., 2011. **Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants**. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.

MALAGUETA, Diego Cunha. **Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira**. 2013. 187 f. Tese (Doutorado) - Curso de Ciências em Planejamento Energético, Ufrj/ Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MALAGUETA, D., SKLO, A., SORIA, R., DUTRA, R., SCHAEFFER, R., SOARES, B., Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. **Renewable Energy**, v. 68, n. Agosto 2014, p. 223–235, 2014. DOI:10.1016/j.renene.2014.01.050

MALAGUETA, D.C.; SZKLO, A.S.; BORBA, B.S.M.C.; SORIA, R.; ARAGÃO, R. SCHAEFFER, R.; DUTRA, R. 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar Power generation in the Brazilian electric power system, **Energy Policy**, n.59, p.198-212.

MAHLIA, T. M. I.; SYAHEED, H.; ABAS, A. E. Pg; KUSUMO, F.; SHAMSUDDIN, A. H.; ONG, Hwai Chyuan; BILAD, M. R.. Organic Rankine Cycle (ORC) System Applications for Solar Energy: recent technological advances. **Energies**, [S.L.], v. 12, n. 15, p. 2930, 30 jul. 2019. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en12152930>.

MANTILLA, Victor Andrés Patiño. **Avaliação técnica-econômica das tecnologias de geração heliotérmica para o caso brasileiro, considerando sistemas de armazenamento térmico e hibridização**. 2017. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

MARTINS, João Humberto Serafim. **Análise termoeconômica de arranjos de armazenamento de calor sensível em centrais heliotérmicas**. 2021. 150 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.

MILANI, R. F. A. T. **Hibridização de energia heliotérmica com gaseificação de biomassa para geração de energia elétrica**. 2016. 132 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) — Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

MILLER, A.; LUMBY, B. **Utility Scale Solar Power Plant: A Guide For Developers and Investors**. 2012.

MIT. **The Future of Solar Energy** - And Interdisciplinary MIT Study, 2015. Disponível em: <https://mitei.mit.edu/futureofsolar>. Acesso em: 4 maio. 2025.

MONTES, M. J.; ABÁNADES, A.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. **Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple**. Solar Energy, v. 83, n. 5, p. 679-689, 2009.

MOREIRA, José Roberto Simões. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2. ed. LTC, 2021. 520 p.

MUSI, R.; GRANGE, B.; SGOURIDIS, S.; GUEDEZ, R.; ARMSTRONG, P.; SLOCUM, A.; CALVET, N. **Techno-economic analysis of concentrated solar power plants in terms of levelized cost of electricity**. 2017. Disponível em: <http://aip.scitation.org/doi/abs/10.1063/1.4984552>>. Acesso em: 05 abr. 2024.

NREL. **CSP Projects**. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov>. Acesso em: 22 fev. 2024.

PASCHOALOTTO, L. A. C. **Metodologia de Suporte à tomada de decisão em Projetos de Usinas Termossolares através de Análise Multicritério Geoespacial**. 2018. 134 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia) — Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Área de Concentração Sistemas Energéticos Convencionais e Alternativos, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, em parceria com a Faculdade Cidade Verde, Curitiba, 2018.

PASSOS, E. S.; FRAGOSO, M. R. **Estudo da Viabilidade Econômica de Uma Usina Heliotérmica com Armazenamento de Energia**. Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus de Curitiba - Curso de Engenharia Elétrica, 2020.

Patnode, A. M., 2006. **Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants**, Dissertação de Mestrado, Engenharia Mecânica, University of Wisconsin-Madison.

PEIRÓ, Gerard et al. Two-tank molten salts thermal energy storage system for solar power plants at pilot plant scale: lessons learnt and recommendations for its design, start-up and operation. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 121, p. 236-248, jun. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.026>.

PEREIRA, E. M. D.; CHARBEL, A.; AROREIR, I.; MESQUITA, L. C. DE S. **Mapeamento Básico das Precondições Gerais para Tecnologias Heliotérmicas no Brasil**. Brasília: Brasília Trade Center, 2014. 137 p.

PITZ-PAAL, R. Concentrating Solar Power Systems. **Epj Web Of Conferences**, [S.L.], v. 148, p. 00008, 2017. EDP Sciences. <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/201714800008>.

RASUL, Md. Abdu Rabbir; YASAR, Nafeem; CHOWDHURY, Nahid-Ur-Rahman. Concentrating solar power technology in Bangladesh: potential and challenges for large-scale implementation. **Energy Conversion And Management**: X, [S.L.], v. 26, p. 100966, abr. 2025. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.100966>

REN, Mifeng et al. Generalized Correntropy Predictive Control for Waste Heat Recovery Systems Based on Organic Rankine Cycle. **Ieee Access**, [S.L.], v. 7, p. 151587-151594, 2019. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/access.2019.2948284>.

REN21. **Renewables 2015** - Global Status Report, 2015.

REN21. **Renewables 2022** - Global Status Report, 2022.

REZENDE, Alexsander Pires; CHARBEL, Andrea. Estudo da Influência da Localidade na Produção de Eletricidade Heliotermica Brasileira. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 8., 2020, Fortaleza. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S.L.]: CBENS, 2020. p. 1-8. <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.803>.

SAM/NREL, 2024. **Software System Advisor Model (SAM)**, versão SAM 2023.12.17. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em 07 jan. 2024.

SANTOS, Mariani P. dos; LEITE, Leonardo H. M.; REIS, Adriana da Silva. Concentrated solar power: analysis of economic aspects in brazil. **2017 IEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**, [S.L.], p. 1-6, set. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/isgt-la.2017.8126691>.

SANTOS., Eduardo Libório Piedade da Silva. **Dimensionamento e Simulação de um Sistema de Energia Solar Térmica com Concentrador Parabólico e Motor Stirling**. 2019. 184 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, Salvador, 2019.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SORIA, R.; MALAGUETA, D., 2012. **Potencial de integração em larga escada de energia solar (fotovoltaica e térmica) para geração centralizada de eletricidade no Brasil**. Relatório de Projeto de Pesquisa do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

SOLARGIS (org.). **Solar resource maps of Brazil**. 2020. Publicado pela The World Bank e lançada pela Global Solar Atlas 2.0. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>>. Acesso em: 05 abr. 2024.

SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. CONFIGURAÇÕES PARA OPERAÇÃO DE PLANTAS HELIOTÉRMICAS CSP COM ARMAZENAMENTO DE CALOR E HIBRIDIZAÇÃO NO BRASIL. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2014. DOI: 10.59627/cbens.2014.2202. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2202>. Acesso em: 4 maio. 2025.

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. **Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil**. *Energy Policy*, v. 86, p. 57–72, nov. 2015.

SORIA, Rafael Andrés Peñafiel. **Proposta Metodológica para Formulação de Política para o Desenvolvimento da Tecnologia Heliotérmica no Brasil**. 2016. 355 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

SULYOK, Csaba. **Avaliação Econômica de Energia Heliotérmica Concentrada no Semi-Árido Baiano**. 2014. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia. Escola Politécnica, Salvador, 2014.

System Advisor Model (SAM). Versão 2023.12.17. EUA: **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, 2006. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/download>. Acesso em: 17 de mar. 2025.

TIAN, Y.; ZHAO, C. Y. **A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications**. *Applied Energy*, v. 104, p. 538–553, abr. 2013.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. v. 1.

TRAMA, C. P. **Análise Custo-Benefício de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento: um estudo de caso no semiárido brasileiro 2023**. 181 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) — Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

TAHIR, Zia Ul Rehman; MUKHTAR, Muhammad Fahad; SHAD, Muhammad Rizwan; ASGHAR, Fazeel; SHAHZAD, Muhammad; ASIM, Muhammad; HASSAN, Mubashir; MUJTABA, M.A.; SIDDIQI, Shahzad Hussain; ALI, Tariq. **Techno-economic analysis and optimization of 50 MWe linear fresnel reflector solar thermal power plant for different climatic conditions. Case Studies in Thermal Engineering**, [S.L.], v. 61, p. 104909, set. 2024. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2024.104909>.

TAHIR, Zia Ul Rehman; ASIM, Muhammad; AZHAR, Muhammad; MOEENUDDIN, Ghulam; FAROOQ, Muhammad. **Correcting solar radiation from reanalysis and analysis datasets with systematic and seasonal variations. Case Studies In Thermal Engineering**, [S.L.], v. 25, p. 100933, jun. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2021.100933>.

U.S. Department of Energy. **2014: The Year of Concentrating Solar Power**. 2014. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/167033/2014-concentrating-solar.pdf>. Acesso em: 05 maio 2024.

VIGNAROOBAN, K.; XU, X.; ARVAY, A.; HSU, K.; KANNAN, A. M. **Heat transfer fluids for concentrating solar power systems – A review**. *Applied Energy*, v. 146, p. 383–396, 15 maio 2015.

WANG, Gang; WANG, Tong; HAN, Wei. Cyclic and standby behavior evaluations of liquid lead-bismuth eutectic thermal energy storage tank for concentrated solar power. **Case Studies In Thermal Engineering**, [S.L.], v. 29, p. 101729, jan. 2022. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2021.101729>.

YADAV, Anil Kumar; KUMAR, Anil; SINHA, Shailendra. A review of concentrated solar power status and challenges in India. **Solar Compass**, [S.L.], v. 12, p. 100079, dez. 2024. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solcom.2024.100079>.

ZHANG, M. et al. **Embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system**. 2012.