



ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DE USINAS HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO: UM ESTUDO DE CASO NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Cibelle Pereira Trama

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Rio de Janeiro
Setembro de 2023

ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DE USINAS HELIOTÉRMICAS COM
ARMAZENAMENTO: UM ESTUDO DE CASO NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Cibelle Pereira Trama

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

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior
Prof. David Alves Castelo Branco
Prof. Djalma Mosqueira Falcão
Dr. André Luiz Diniz Souto Lima
Prof. Luciano Dias Losekann

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
SETEMBRO DE 2023

Trama, Cibelle Pereira

Análise custo-benefício de usinas heliotérmicas com armazenamento: um estudo de caso no semiárido brasileiro/ Cibelle Pereira Trama. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XX, 181 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 152-166.

1. Usina heliotérmica. 2. Sistema hidrotérmico. 3. Valor da energia. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais, Anielo e Sônia,
por todo amor, cuidado e apoio, sempre.

Ao Matheus, meu sobrinho e afilhado,
que chegou durante o meu doutoramento,
transbordando alegria e amor na minha vida.

O correr da vida embrulha tudo. A vida é assim: esquenta e esfria, aperta e daí afrouxa, sossega e depois desinquieta. O que ela quer da gente é coragem.

João Guimarães Rosa, *Grande Sertão: Veredas*

Agradecimentos

Resiliência. Essa palavra define o caminho percorrido no meu doutoramento. Agradeço primeiramente a Deus, por me permitir concluir mais esta etapa da minha vida e encontrar, durante os últimos anos, pessoas especiais que de alguma forma contribuíram para a realização desta tese.

Agradeço ao meu orientador, Professor Amaro Pereira, por me acolher no doutorado, pela paciência, orientação e valiosos ensinamentos, pelo apoio, disponibilidade e confiança no meu trabalho. Muito obrigada!

Sou grata também aos funcionários do PPE, especialmente à Sandrinha e ao Paulo, pelo auxílio com as burocracias acadêmicas. Aos demais professores do PPE, minha gratidão pelas aulas e pelo conhecimento compartilhado. Aos colegas do PPE, principalmente à Marcelle Brito e ao Rafael Moraes, obrigada pelas ajudas, conversas e discussões técnicas.

Agradeço ao CNPq por viabilizar a realização desta pesquisa através da bolsa concedida. Sem esse financiamento, não seria possível cursar o doutorado.

Ao CEPEL, essencial no desenvolvimento desta pesquisa, sou grata pela infraestrutura disponibilizada e pela bolsa concedida nos últimos cinco anos. Expresso a minha gratidão a alguns pesquisadores que foram muito importantes durante o meu trabalho no Centro, dividido entre o DTS e o DSE.

No DTS, agradeço à Denise Matos, minha colega de doutorado, por me apresentar ao CEPEL e pelos diálogos valiosos, boas risadas, reflexões profundas, compartilhamento de dúvidas, alegrias e angústias. À Ana Paula Guimarães, minha supervisora, por me acolher no CEPEL e acreditar no meu trabalho, sempre me apoiando nas minhas decisões e com quem compartilhei momentos alegres e difíceis também da minha vida pessoal. Ao Leonardo Vieira, pela paciência, sugestões, pelas videoconferências durante a pandemia, por estar sempre disposto a ouvir os meus inúmeros questionamentos e buscarmos juntos as soluções para eles.

No DSE, sou grata ao André Diniz, por me acolher no departamento e apoiar o desenvolvimento da minha tese, embarcando no mundo da heliotérmica e nas minhas ideias. Agradeço também ao Carlos Henrique Sabóia e ao Renato Cabral, pelo auxílio com o modelo DESSEM.

Não posso deixar de agradecer também aos amigos que o CEPEL trouxe para a minha vida. À Natália Emerich que, apesar do breve período de convivência no Centro, tornou-se uma grande amiga. Aos amigos da sala C-26: Pedro Lira, Rafael Rates, Rafael França, Daniel Argôlo e Bruno Shelk, pelos bons momentos vividos, risadas, almoços divertidos e cafezinhos na minha baia. À Miryam Curty, agradeço também pela ajuda com os *decks* de dados do DESSEM. Em especial, ao João Gabriel Lasso, meu companheiro de doutorado, obrigada pela parceria e por me ouvir sempre quando precisei.

À Professora Auxiliadora, que me apresentou a área de Planejamento Energético enquanto cursava Engenharia de Produção na Escola de Minas de Ouro Preto. Muito obrigada Professora, pelo grande incentivo durante a trajetória acadêmica e pelo apoio em diversos momentos, apesar da distância.

À Márcia Parga, minha psicanalista, obrigada pelo cuidado e pelas injeções de ânimo, coragem e persistência em alcançar os meus objetivos.

À minha família, meu suporte e refúgio na querida Minas Gerais, sempre presente apesar das centenas de quilômetros que nos separam. À minha mãe Sônia, minha fortaleza, onde sempre encontrei amor, cuidado, amparo e doação. Ao meu pai Anielo, por compreender as minhas escolhas e me dar forças para continuar. À minha irmã Giselle, pela amizade, torcida e pelo maior presente que ganhei, meu sobrinho, que trouxe alegria e doçura para os meus dias. Sem vocês, eu não teria chegado aqui, obrigada!

Com a mesma gratidão, agradeço ao Renato, meu noivo e companheiro de vida, que acompanhou o meu doutoramento desde o início e viveu dias intensos comigo. Obrigada pelo amor, por compreender os momentos em que me ausentei quando foi necessário e por trazer leveza nos dias mais difíceis.

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

ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DE USINAS HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO: UM ESTUDO DE CASO NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Cibelle Pereira Trama

Setembro/2023

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Programa: Planejamento Energético

A usina heliotérmica com concentração ou *Concentrated Solar Power* (CSP) com sistema de armazenamento térmico constitui uma fonte renovável despachável de energia pois, diferentemente das usinas eólicas e fotovoltaicas, na planta CSP com armazenamento a energia capturada durante os períodos com recurso solar disponível pode ser armazenada e utilizada posteriormente conforme as necessidades do mercado e de energia, atribuindo maior flexibilidade à operação do sistema. Embora exista um potencial de geração heliotérmica no Brasil, a usina CSP ainda não é competitiva com as demais fontes de energia quando avaliada apenas pelo custo nivelado de eletricidade (LCOE – sigla em inglês), que não considera os benefícios econômicos proporcionados pelo sistema de armazenamento da usina ao sistema elétrico. Assim, o objetivo deste estudo consiste em analisar a viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica no Brasil, tomando-se como referência o cálculo do custo líquido da energia elétrica gerada pela usina CSP, incluindo os custos e os benefícios dessa tecnologia para o Sistema Interligado Nacional, que, diferentemente de outros sistemas hidrotérmicos, possui elevada contribuição de hidrelétricas. O Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) e o *software System Advisor Model* (SAM) foram utilizados neste estudo. Os resultados indicaram que a tecnologia heliotérmica é capaz de evitar custos associados ao fornecimento de energia e de capacidade em um sistema, mesmo com elevada participação da geração hidráulica e, também, que o custo de uma usina CSP pode ser reduzido em, no mínimo, 55% ao considerar os benefícios econômicos de energia e capacidade para o sistema.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

COST-BENEFIT ANALYSIS OF CONCENTRATED SOLAR POWER PLANTS
WITH STORAGE: A CASE STUDY IN THE BRAZILIAN SEMIARID

Cibelle Pereira Trama

September/2023

Advisor: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Department: Energy Planning

Concentrated Solar Power (CSP) plants with a thermal storage system represent a dispatchable renewable energy source. Unlike wind and solar photovoltaic plants, in CSP plants with storage, energy captured during periods with available solar resources can be stored and used later according to market and energy needs, providing greater operating flexibility to the system. Although there is a potential for heliothermic generation in Brazil, CSP plants are not yet competitive with other energy sources when evaluated solely based on the Levelized Cost of Electricity (LCOE), which does not consider the economic benefits provided by the plant's storage system to the electrical system. Therefore, this study aims to analyze the economic viability of heliothermic technology in Brazil, taking into account the calculation of the net cost of electricity generated by CSP plants, including the costs and benefits of this technology for the National Interconnected System, which, unlike other hydrothermal systems, has a significant contribution from hydroelectric plants. The Short-Term Hydrothermal Dispatch Model (DESSEM) and the System Advisor Model (SAM) software were used in this study. The results indicated that heliothermic technology can avoid costs associated with energy supply and capacity in a system, even with a high share of hydraulic generation. Furthermore, the cost of a CSP plant can be reduced by at least 55% when considering the economic benefits of energy and capacity to the system.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	XII
LISTA DE TABELAS.....	XV
LISTA DE SIGLAS.....	XVII
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2. CUSTOS E BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1 Custo nivelado de eletricidade.....	15
2.2 Custo de integração	19
2.3 Custo nivelado evitado de eletricidade.....	23
2.4 Custo líquido de eletricidade	40
2.5 Estudos realizados no Brasil.....	44
2.5.1 Análise da viabilidade técnica-econômica das usinas heliotérmicas no Brasil	45
2.5.2 Análise do valor de recursos energéticos no Brasil.....	50
CAPÍTULO 3. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO-BENEFÍCIO.....	55
3.1 Configuração da usina heliotérmica	56
3.1.1 Seleção do local/ município.....	57
3.1.2 Seleção do tipo da tecnologia heliotérmica	57
3.1.3 Seleção de outros parâmetros característicos da usina heliotérmica	57
3.1.4 Configuração do múltiplo solar e do sistema de armazenamento térmico de energia	58
3.2 Construção dos cenários	59
3.3 Simulação do SIN sem a usina heliotérmica	60
3.3.1 Modelo DESSEM.....	61
3.4 Implementação da usina heliotérmica no DESSEM.....	73
3.5 Simulação do SIN com a usina heliotérmica.....	77
3.6 Cálculo do custo evitado de energia	77
3.7 Cálculo do custo evitado de capacidade	78

3.8 Cálculo do custo líquido de eletricidade.....	82
CAPÍTULO 4. ESTUDO DE CASO	84
4.1 Sistema elétrico hidrotérmico	84
4.2 Aplicação da metodologia	87
4.2.1 Configuração da planta CSP.....	87
4.2.1.1 Local selecionado para simular a operação da usina.....	87
4.2.1.2 Tecnologia heliotérmica e demais parâmetros técnicos da usina	90
4.2.2 Cenários analisados	95
4.2.2.1 Elaboração dos casos do modelo DESSEM	97
4.2.3 Preparação dos dados das usinas CSP para o modelo DESSEM	102
CAPÍTULO 5. RESULTADOS.....	104
5.1 Resultados das simulações com o modelo DESSEM.....	104
5.1.1 Operação das usinas heliotérmicas no SIN	104
5.1.2 Custo total de operação do SIN	110
5.1.3 Custo marginal de operação dos subsistemas do SIN	113
5.1.4 Impacto da inserção de usinas heliotérmicas na geração de outras fontes energéticas	119
5.2 LCOE.....	129
5.3 Custos evitados de energia e de capacidade	132
5.3.1 Custo evitado de energia	132
5.3.2 Custo evitado de capacidade	135
5.4 Custo líquido de eletricidade	139
CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	145
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	152
ANEXO A.....	167
A.1 Usinas hidrelétricas.....	167
A.2 Usinas termelétricas.....	171
ANEXO B.....	173
B.1 Cálculo da demanda de energia	173
B.2 Premissas aplicadas na modelagem das usinas hidrelétricas	175
B.3 Premissas aplicadas na modelagem das usinas termelétricas	177
B.4 Premissas aplicadas na modelagem das usinas não controláveis.....	179

Lista de Figuras

Figura 3.1: Etapas da metodologia aplicada neste estudo.	56
Figura 3.2: Passos para a configuração da usina CSP.	56
Figura 3.3: Processo de implementação da usina CSP no DESSEM.	74
Figura 3.4: Representação de usinas CSP no SIN.	74
Figura 4.1: Subsistemas e nós fictícios do SIN.	86
Figura 4.2: Mapa da Irradiação Direta Normal no Brasil.	88
Figura 4.3: Localização do Município Bom Jesus da Lapa (BA).	89
Figura 4.4: Irradiância Direta Normal em Bom Jesus da Lapa (BA).	89
Figura 4.5: Linhas de transmissão e subestação do SIN em Bom Jesus da Lapa (BA).	90
Figura 4.6: Usina CSP com sistema de armazenamento térmico de energia.	92
Figura 4.7: Efeito do múltiplo solar e do sistema de armazenamento térmico no LCOE das usinas heliotérmicas.	95
Figura 4.8: Índices de DNI das semanas analisadas nos meses de março e setembro. ..	97
Figura 4.9: Etapas da proposta metodológica de Curty (2020).	100
Figura 5.1: Operação de uma planta CSP na semana de março de 2026 com maior DNI média.	105
Figura 5.2: Operação de uma planta CSP na semana de março de 2026 com menor DNI média.	107
Figura 5.3: Operação de uma planta CSP na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.	108
Figura 5.4: Operação de uma planta CSP na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.	108
Figura 5.5: Carga líquida do SIN e a operação do conjunto com dez usinas CSP na semana de março de 2026 com maior DNI média.	109
Figura 5.6: Custo total de operação do SIN na semana de março de 2026 com maior DNI média.	110
Figura 5.7: Custo total de operação do SIN na semana de março de 2026 com menor DNI média.	111

Figura 5.8: Custo total da operação do SIN na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.	112
Figura 5.9: Custo total da operação do SIN na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.	112
Figura 5.10: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de março de 2026 com maior DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.	115
Figura 5.11: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de março de 2026 com menor DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.	116
Figura 5.12: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de setembro de 2026 com maior DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.	117
Figura 5.13: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de setembro de 2026 com menor DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.	117
Figura 5.14: Custo Marginal de Operação do subsistema NE nas simulações sem UCT do cenário seco com maior DNI média.	118
Figura 5.15: Custo Marginal de Operação do subsistema NE nas simulações sem UCT do cenário seco com menor DNI média.	119
Figura 5.16: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com maior DNI média.	120
Figura 5.17: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com menor DNI média.	120
Figura 5.18: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário seco com maior DNI média.	120
Figura 5.19: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário seco com menor DNI média.	121
Figura 5.20: Carga líquida do SIN e geração hidrelétrica do subsistema SE com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com maior DNI média.	125
Figura 5.21: Carga líquida do SIN e geração das UHEs participantes do CAG, localizadas no subsistema SE, com a inserção de usinas CSP no cenário seco com maior DNI média.	126
Figura 5.22: Complementaridade entre geração eólica e heliotérmica na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.	127
Figura 5.23: Complementaridade entre geração eólica e heliotérmica na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.	128

Figura 5.24: Resultado da análise de sensibilidade para o custo de investimento da usina CSP.	131
Figura 5.25: Resultado da análise de sensibilidade do LCOE em função do custo de investimento para um fator de capacidade constante da usina CSP.	132
Figura 5.26: Percentual de redução do custo dos conjuntos de usinas CSP em relação ao LCOE nos cenários: março/ maior DNI média (a), março/ menor DNI média (b), setembro/ maior DNI média (c), e setembro/ menor DNI média (d).	142

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Estudos de plantas solares nos Estados Unidos – crédito de capacidade e custo de integração.....	28
Tabela 2.2: Valor operacional, crédito de capacidade e valor de capacidade de usinas solares nos EUA	34
Tabela 3.1: Implementação da usina heliotérmica no modelo DESSEM	76
Tabela 3.2: Dados técnicos, econômicos e custo de investimento fixo anualizado de plantas de pico	81
Tabela 4.1: Parâmetros técnicos da planta CSP	93
Tabela 4.2: Parâmetros financeiros utilizados no SAM	94
Tabela 4.3: Custos específicos da tecnologia de cilindro parabólico	94
Tabela 4.4: DNI média dos cenários analisados.....	96
Tabela 4.5: Casos elaborados para simulação no modelo DESSEM	98
Tabela 4.6: Dados dos conjuntos de usinas CSP utilizados no modelo DESSEM.....	103
Tabela 5.1: Percentual de redução do custo total de operação do SIN em relação ao caso base (sem usina CSP)	113
Tabela 5.2: Redução da geração termelétrica (por tipo de combustível) com a adição de usinas heliotérmicas no SIN	122
Tabela 5.3: Custo evitado de energia dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN	133
Tabela 5.4: Crédito de capacidade e custo evitado de capacidade dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN.....	136
Tabela 5.5: Custo líquido de eletricidade dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN.....	140
Tabela A.1: Subsistema e capacidade das usinas hidrelétricas.....	167
Tabela A.2: Subsistema e capacidade das usinas termelétricas.....	171
Tabela B.1: Premissas aplicadas na modelagem das usinas hidrelétricas do modelo DESSEM.....	176
Tabela B.2: Premissas aplicadas na modelagem das usinas termelétricas do modelo DESSEM.....	178

Tabela B.3: Premissas aplicadas na modelagem das usinas não controláveis do modelo DESSEM.....	181
---	-----

Lista de Siglas

AC	Acre e Rondônia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AM	Amazonas
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APS	Arizona Public Service
BA	Bahia
BM	Belo Monte
CAG	Controle Automático de Geração
CAISO	California Independent System Operator
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Ceará
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
COP	Valor Esperado do Custo de Operação
CRESP	Centro de Referência de Energia Solar de Pernambuco
CSP	Concentrated Solar Power
CVU	Custo Variável Unitário
DC	Direct Current
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
DF	Distrito Federal
DNI	Direct Normal Irradiation

ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
ELCC	Effective Load Carrying Capability
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FCF	Função de Custo Futuro
FPHA	Função de Produção Hidrelétrica Aproximada
FV	Fator de Valor
GEE	Gases de Efeito Estufa
GF	Garantia Física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GO	Goiás
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HLT	Heliotérmica
HTF	Heat Transfer Fluid
IBM	International Business Machines
ICB	Índice de Custo Benefício
IEA	International Energy Agency
IMP	Imperatriz
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	International Renewable Energy Agency
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LACE	Levelized Avoided Cost of Electricity
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MAN	Manaus
MELP	Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo
MESSAGE	Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts
MG	Minas Gerais
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MS	Mato Grosso do Sul

MT	Mato Grosso
MW	Megawatt
MW _e	Megawatt elétrico
MWh	Megawatt-hora
MWh _e	Megawatt-hora elétrico
MWh _t	Megawatt-hora térmico
MW _t	Megawatt térmico
N	Norte
NE	Nordeste
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
NPCC	Northwest Power Conservation Council
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NVOC	Net Value of Capacity
NVOE	Net Value of Electricity
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PA	Pará
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDO	Programação Diária da Operação
PE	Pernambuco
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PR	Paraná
PSCo	Public Service of Colorado
PTC	Parabolic-trough Collector
REFlex	Renewable Energy Flexibility
REPRA	Renewable Energy Probability Assessment
RF	Receita Fixa
RJ	Rio de Janeiro
RN	Rio Grande do Norte
RO	Rondônia

RR	Roraima
RS	Rio Grande do Sul
S	Sul
SAM	System Advisor Model
SC	Santa Catarina
SE	Sudeste
SEGS	Solar Electric Generating Systems
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	São Paulo
ST	Solar Tower
SUISHI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
TAP	Tapajós
TEP	Tucson Electric Power
TES	Thermal Energy Storage
TIR	Taxa Interna de Retorno
TO	Tocantins
TPI	Teles Pires
TW _e	Terawatt elétrico
TWh	Terawatt-hora
UCT	Unit Commitment Térmico
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WACM	Western Area Colorado Missouri
WWF-SA	Worldwide Fund for Nature - South Africa
XI	Xingu

Capítulo 1

Introdução

O contexto atual da transição energética amplia e fortalece incentivos ao uso de novas fontes de energia renováveis em detrimento dos combustíveis fósseis. Isso ocorre devido à necessidade de combater as alterações do clima, ocasionadas principalmente pela maior concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. Os recursos renováveis, que emitem índices menores de GEE, contribuem para a minimização das mudanças climáticas e passam a ganhar destaque no cenário mundial.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA – sigla em inglês) (2022), as fontes de energia renovável serão dominantes nos sistemas elétricos de todas as regiões do planeta a longo prazo, com destaque para a participação expressiva da geração eólica e solar fotovoltaica, que levam a reestruturação dos sistemas elétricos e ao aumento da demanda por flexibilidade nesses sistemas para assegurar o atendimento energético. Ressalta-se que a flexibilidade se refere à capacidade do sistema elétrico em manter a confiabilidade da operação mesmo diante de grandes oscilações entre a oferta e a demanda de energia. Nesse sentido, um sistema elétrico pode se tornar mais flexível através de investimentos em usinas, sistemas de armazenamento de energia, infraestrutura da rede elétrica e recursos do lado da demanda (IEA, 2016).

Nesse contexto, o Brasil se destaca na esfera internacional devido a sua matriz elétrica, composta predominantemente por fontes renováveis, que representam 87,9% da oferta interna de eletricidade do país, sendo as usinas hidrelétricas responsáveis por 58,1% da capacidade instalada das fontes no parque gerador (EPE, 2023). Na oferta interna de energia elétrica do país em 2022 (690,1 TWh), um volume significativo foi proveniente de usinas hidrelétricas (63,7%), e o restante oriundo de fontes energéticas diversas, como eólica (11,8%), biomassa (8,0%), gás natural (6,1%), solar (4,4%), carvão e derivados (2,1%), nuclear (2,1%) e derivados de petróleo (1,8%) (EPE, 2023).

Nos últimos leilões de geração de energia vem ocorrendo o aumento da contratação de fontes de energia mais limpas, como as eólicas a partir de 2009 e as

fotovoltaicas a partir de 2014, assim como um maior número de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) a partir de 2010 (ANEEL, 2023). Simultaneamente, ocorreu a queda da contratação de usinas baseadas em combustíveis fósseis (carvão mineral e derivados de petróleo) e de hidrelétricas que, apesar de renováveis, encontram obstáculos para obtenção das licenças ambientais.

Apesar de já possuir uma grande participação em fontes renováveis, o caminho em direção a uma matriz elétrica ainda mais renovável e diversificada fortaleceu-se quando o Brasil concluiu, em 2016, o processo de ratificação do Acordo de Paris, comprometendo-se a reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025, e em 43% em 2030¹ (MMA, 2016).

Grande parte dos geradores e dos consumidores é interconectada no Sistema Interligado Nacional (SIN)², um sistema hidrotérmico onde é possível a complementariedade entre diferentes fontes e regiões para atender ao mercado com economicidade e segurança (ONS, 2023b). Assim, as hidrelétricas foram configuradas para fornecer a maior parte da energia e as térmicas para atender os períodos de maior demanda de energia. Com a expansão das eólicas nos últimos anos, o SIN passou a ser definido como um “*sistema hidro-termo-eólico de grande porte*” (ONS, 2023b).

Essa tendência é comprovada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para 2031, estima-se o crescimento médio anual da carga do SIN de aproximadamente 2,75 GW médios, representando uma taxa média de 3,4% ao ano (EPE, 2022). Para o mesmo período, verifica-se uma tendência de eletrificação crescente do país, o aumento do consumo de gás natural e o crescimento significativo das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, irão acrescentar aproximadamente 9 GW de capacidade ao sistema. Nesse sentido, constata-se que o SIN vem deixando de ser um sistema hidrotérmico, passando a incorporar novos recursos energéticos, dos quais grande parte é proveniente de fontes intermitentes.

Contudo, a transição de uma geração hidrotérmica para uma geração com maior participação de fontes renováveis intermitentes provoca diversos desafios técnicos e

¹ Os percentuais de redução de GEE estabelecidos são em relação ao nível de emissões de 2005.

² O SIN é coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que determina a produção de energia das usinas visando otimizar o uso da água armazenada nos reservatórios e minimizar o custo de operação assim como o risco de déficit de energia.

econômicos para o planejamento e a operação do SIN. Além das usinas eólicas utilizarem um recurso intermitente, elas não possuem armazenamento de energia, pois a instalação de baterias, além de ainda não ser economicamente viável (DOE, 2022), pode ocasionar impactos negativos para o meio ambiente, associados especialmente ao descarte dos dispositivos de armazenamento de eletricidade (MAHMUD *et al.*, 2023). Os mesmos aspectos se aplicam às usinas fotovoltaicas.

A segurança do atendimento energético no Brasil é agravada ainda durante períodos caracterizados por secas prolongadas associadas aos efeitos negativos provocados pelas mudanças climáticas, que levam a cenários de escassez de água, como a recente crise hídrica vivida pelo país no ano de 2021, o que resultou na queda do nível dos reservatórios das hidrelétricas – a maior fonte de armazenamento renovável de energia do Brasil.

Observa-se também que a oferta de grandes empreendimentos hidrelétricos tem sido cada vez mais escassa no planejamento energético brasileiro. Embora ainda exista um expressivo potencial hidrelétrico disponível no Brasil, a maior parte desse potencial se encontra na região Amazônica, que abriga a maior extensão de áreas protegidas (terras indígenas e unidades de conservação ambiental) do país, ocasionando tanto desafios socioambientais quanto técnicos, associados à topografia local – que não permite grandes desníveis para o aproveitamento hidrelétrico – e à construção de linhas de transmissão devido à distância da região em relação aos principais centros consumidores do país (TOLMASQUIM, 2016, DIAS, 2017).

Como resultado desse contexto, ao mesmo tempo em que cresce a geração renovável, também aumenta a geração térmica para garantir o suprimento de energia, uma vez que as termelétricas são tecnologias despacháveis. Na prática, nos períodos de maior demanda por energia, denominados horários de ponta de carga, acabam sendo acionados os geradores mais caros, como as usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis e elevam o Custo Marginal de Operação (CMO)³. Entre esses geradores encontram-se as térmicas a gás natural, que geralmente auxiliam o atendimento energético no período de ponta, que possui aproximadamente duas a três horas de duração (EPE, 2020).

³ O CMO corresponde ao custo de produzir uma unidade adicional de energia para atender à demanda do sistema elétrico.

A título de exemplificação, entre os anos 2010 e 2021 ocorreu um aumento de 11,7% na geração eólica do SIN, acompanhado pela redução de 26,1% da geração hidrelétrica e pelo crescimento da geração térmica em 13,7% (ONS, 2023). O acionamento mais frequente das térmicas leva não apenas a maiores custos de energia para o setor, mas também a outros dois problemas: o aumento das tarifas de energia elétrica para os consumidores e do nível de emissões de GEE do setor elétrico, o que compromete a minimização dos efeitos negativos associados às mudanças climáticas e o atendimento das metas brasileiras relativas ao Acordo de Paris.

Nesse contexto, destaca-se a necessidade de analisar a viabilidade econômica de uma fonte renovável com grande potencial de geração no Brasil e que ainda dá a possibilidade de armazenamento de energia: a usina heliotérmica com concentração (HLT) ou *Concentrated Solar Power* (CSP) em inglês. Diferentemente de uma usina fotovoltaica, que converte a radiação solar diretamente em energia elétrica, nas plantas CSP a energia elétrica é produzida a partir da concentração da radiação solar. No campo solar os espelhos concentradores focalizam a componente direta da irradiação solar sobre o tubo receptor pelo qual circula um fluido de transferência de calor (HTF – sigla em inglês). A energia desse fluido, aquecido em alta temperatura, permite a geração de vapor, que é utilizado em uma turbina convencional a vapor acoplada a um gerador, produzindo eletricidade.

Quando as usinas heliotérmicas possuem um sistema de armazenamento térmico de energia (TES – sigla em inglês), é possível armazenar a energia térmica capturada em um tanque e utilizá-la conforme as necessidades do mercado e de energia, ao invés de depender da disponibilidade imediata da luz solar, assemelhando-se, assim, a uma usina térmica convencional.

Desse modo, a usina CSP com armazenamento constitui uma fonte renovável despachável, que pode contribuir para a diversificação da matriz elétrica nacional e configurar-se como uma opção para fornecer a flexibilidade que o SIN necessita com a expansão da energia renovável intermitente, sem comprometer o atendimento das metas brasileiras relativas ao Acordo de Paris.

Há quatro tecnologias de usinas heliotérmicas: coletores cilindro parabólico, refletor Fresnel, torre solar e disco parabólico, as quais são caracterizadas por tipos distintos de concentradores (com rastreamento solar em um ou em dois eixos) e receptores (móveis ou fixos) (IEA, 2014, ISLAM *et al.*, 2018, RĂBOACĂ *et al.*, 2019).

Entre as tecnologias de usinas CSP, o coletor cilindro parabólico possui maior maturidade tecnológica e aplicação internacional (IEA, 2014, Islam *et al.*, 2018, IRENA, 2022, SOLARPACES, 2023), motivo pelo qual é a tecnologia considerada neste trabalho. Nesse tipo de CSP, os espelhos de formato cilíndrico concentram a luz solar em tubos receptores móveis localizados em uma linha focal e o rastreamento solar é realizado com movimento em apenas um eixo. A energia térmica coletada é conduzida pelo HTF, que pode ser um óleo térmico ou um sal fundido, para o bloco de potência e/ou sistema de armazenamento térmico, composto geralmente por dois tanques de sal fundido (ISLAM *et al.*, 2018, IRENA, 2022).

Um dos principais aspectos considerados na implantação de uma planta heliotérmica é o índice de irradiação direta normal (DNI – sigla em inglês) (TRIEB *et al.*, 2009). As plantas CSP comerciais são desenvolvidas em locais com valores de DNI na faixa de 2,0 – 2,8 MWh/m²/ano (TRIEB *et al.*, 2009), mas o valor de DNI superior a 1,8 MWh/m²/ ano já é considerado suficiente para o desenvolvimento de usinas CSP (FIRSTGREEN, 2012, RĂBOACĂ *et al.*, 2019, AMOAH *et al.*, 2022). Por essa razão, constata-se que o Brasil possui um potencial para a geração heliotérmica sobretudo na região do semiárido, onde o índice de DNI é superior a 5,0 kWh/m²/dia e a energia anual atinge 2,2 MWh/m² devido à baixa ocorrência de nuvens e de chuvas. Outro fator que contribui para o potencial heliotérmico no semiárido é o baixo coeficiente de variação dos índices de DNI ao longo do ano (MARTINS *et al.*, 2012).

Claramente, outros aspectos também devem ser avaliados para a aplicação dessa tecnologia, como: a topografia da área onde será instalada a usina; a disponibilidade de água para o uso do sistema de refrigeração úmida do ciclo *Rankine* e, também, para outros usos, como a limpeza dos espelhos do campo solar; acesso à rede elétrica através de uma linha de transmissão de energia; e uma infraestrutura mínima (estradas e rodovias) para acessibilidade da planta, que viabilize o transporte de materiais e de equipamentos durante a construção da usina assim como a manutenção da planta durante a sua vida útil (LOVEGROVE E STEIN, 2012).

Contudo, apesar dos índices significativos de DNI no semiárido brasileiro, as usinas heliotérmicas, quando avaliadas conforme a metodologia adotada pelo atual modelo regulatório do setor elétrico, ainda não foram contratadas nos leilões de geração de energia promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O modelo regulatório do setor elétrico brasileiro determina dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (BRASIL, 2004). No ACL, são feitos contratos bilaterais entre geradores e consumidores. No ACR, os geradores são contratados através da sistemática de leilões de energia, promovidos pela ANEEL, onde são selecionados aqueles que ofertarem os menores preços, ou seja, aqueles que apresentam o megawatt-hora (MWh) mais barato.

Os empreendimentos concorrentes nos leilões de geração são classificados conforme o Índice de Custo Benefício (ICB) (EPE, 2013). O ICB (dado em R\$/MWh) de cada empreendimento de geração consiste na razão entre o seu custo total e o seu benefício energético.

O custo total possui três componentes: Receita Fixa (RF), que inclui o custo de investimento, a remuneração do capital e o custo fixo de operação e manutenção (O&M) do empreendimento; o valor esperado do custo de operação (COP), que engloba o custo de combustível e o custo variável de O&M; e o custo econômico de curto prazo (CEC), que corresponde ao valor esperado das transações financeiras no mercado de diferenças de curto prazo. O benefício energético refere-se à Garantia Física (GF) do gerador, que consiste na quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que pode ser utilizada para comprovar o atendimento à carga ou comercialização através de contratos (BRASIL, 2004), não levando em consideração eventuais benefícios ao sistema interligado.

Na metodologia aplicada para o cálculo do ICB, a parcela “RF” consiste na receita requerida pelo investidor de modo a cobrir o custo da implantação do empreendimento. As parcelas “COP” e “CEC” são estimadas pela EPE a partir de simulações da operação do SIN com o Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo (NEWAVE)⁴, que fornece o planejamento mensal da operação do sistema e outros resultados, como o CMO, para cada mês de dois mil cenários hidrológicos possíveis, cada um com horizonte de dez anos.

A parcela “CEC” é a diferença entre o despacho da usina e a sua garantia física, valorada pelo CMO limitado aos valores mínimo e máximo de Preço de Liquidação das

⁴ O NEWAVE é um modelo econômico de despacho de energia utilizado no planejamento da operação do SIN.

Diferenças (PLD). Quando o montante de energia gerada for superior à garantia física da usina, a parcela “CEC” será um custo negativo (receita). Em caso contrário, ou seja, quando a geração mensal da usina for inferior à sua garantia física, a usina irá recorrer ao mercado de curto prazo para “comprar” energia e cumprir o seu contrato, sendo a parcela “CEC”, nesse caso, um custo positivo.

Assim, os empreendimentos que apresentam o menor ICB são selecionados para operar e vender energia. Nota-se que, neste modelo, a energia gerada em qualquer horário do dia tem o mesmo valor para o sistema. Apesar de refletir o valor esperado das transações financeiras no mercado de curto prazo, a parcela “CEC” não captura a variabilidade horária do valor da energia gerada, uma vez que as simulações com o modelo NEWAVE possuem discretização mensal. Outra fragilidade do ICB, relacionada ao cálculo da parcela “CEC”, é a mistura de despesas e receitas, o que pode distorcer a avaliação dos projetos. Além disso, como as fontes renováveis possuem baixo custo de operação devido ao uso de recursos naturais como combustíveis, o ICB para as fontes renováveis é muito dependente do custo de investimento das usinas assim como do potencial local para geração de energia elétrica.

Embora exista um potencial de geração heliotérmica no Brasil, hoje, o custo de investimento das plantas CSP ainda representa o maior obstáculo para a competitividade dessa tecnologia em relação às demais fontes nos leilões de energia. Apesar de possuir um baixo custo variável de O&M porque utiliza a radiação solar como fonte energética, a infraestrutura do campo solar requer um capital elevado, resultando em um alto custo de energia gerada pela planta, o que acaba levando à contratação de outras fontes de energia com menor custo nos leilões de geração.

Portanto, quando avaliada apenas pelo ICB, que se assemelha ao custo nivelado de energia⁵, a CSP ainda não é competitiva com as demais fontes (incluindo eólica e fotovoltaica). Como exemplo, tem-se o leilão A-5 de 2014, que contou com 8 projetos de usinas heliotérmicas – capacidade total de 240 MW – e nenhum destes foi contratado. O resultado desse leilão foi a contratação de 36 usinas eólicas, 12 termelétricas e uma PCH (EPE, 2014).

⁵ A métrica mais utilizada para comparar os geradores é o custo nivelado de energia (LCOE – sigla em inglês), que considera o custo total (custos fixos e variáveis) trazido a valor presente e a energia gerada pela usina durante a sua vida útil. O LCOE também é dado em R\$/MWh, mas não considera o CEC e utiliza a geração de energia ao invés da garantia física.

No que se refere à contratação de novos empreendimentos solares, em 2021 foram contratadas 26 usinas fotovoltaicas, enquanto nenhum projeto heliotérmico foi cadastrado nos leilões de geração realizados após o leilão A-5 de 2014 até o presente momento (ANEEL, 2023).

Destaca-se que o atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro coloca a usina heliotérmica como uma tecnologia economicamente inviável no país ao considerar que a energia gerada possui o mesmo valor para o sistema elétrico em todos os períodos do dia, sem levar em consideração, também, outros benefícios associados à injeção de uma energia firme ao SIN, em contraponto à injeção de energia intermitente.

No entanto, uma usina heliotérmica com armazenamento térmico pode fornecer benefícios para o sistema elétrico que outras usinas que também utilizam fontes renováveis (como eólicas e fotovoltaicas) não são capazes de fornecer por não possuírem um sistema de armazenamento de energia.

A usina CSP com sistema de armazenamento térmico, embora apresente maior custo de investimento, possibilita o armazenamento de parte do calor absorvido durante o dia para gerar energia no horário de ponta, evitando gastos com combustível decorrentes do acionamento de termelétricas e com a construção de outras usinas para este fim. Em outras palavras, a CSP com armazenamento é uma tecnologia despachável e os benefícios econômicos – nomeados também por “custos evitados” – que propicia ao sistema elétrico compõem o custo nivelado evitado de energia (LACE – sigla em inglês), isto é, o valor que a usina heliotérmica agrega ao sistema. A rigor, são três benefícios⁶ específicos que constituem o LACE (MILLS E WISER, 2012):

- i) benefícios de energia: valor agregado ao sistema devido à substituição de outra fonte energética, evitando custos de combustíveis e operação variáveis;
- ii) benefícios de capacidade: valor agregado ao sistema em função da disponibilização de capacidade firme de atendimento à demanda do sistema, substituindo o investimento em novas usinas;

⁶ Neste estudo, os benefícios se referem aos custos evitados, também denominados como o valor agregado pela tecnologia ao sistema elétrico. Assim, o termo “benefício de energia” também é denominado como “custo evitado de energia” e “valor da energia”, o termo “benefício de capacidade” como “custo evitado de capacidade” e “valor de capacidade”, e o termo “benefício de serviços ancilares” como “custo evitado de serviços ancilares” e “valor dos serviços ancilares”.

- iii) benefícios de serviços ancilares: valor agregado ao sistema quando existe a possibilidade de fornecer serviços (como reserva girante e potência reativa) sem a necessidade de contratação.

Quando esses benefícios são levados em consideração é possível obter o custo líquido da energia gerada pela usina, ou seja, a diferença entre o LCOE e o LACE. Logo, considerar os benefícios proporcionados pela CSP ao sistema elétrico pode trazer conclusões diferentes sobre a viabilidade técnico-econômica da inserção de heliotérmicas no SIN.

Atualmente há 114 plantas CSP em operação no mundo, além de 10 em construção e 10 não operacionais (SOLARPACES, 2023). Com 9.162 MW de projetos heliotérmicos no mundo, apenas 6.464,3 MW encontram-se em operação, sendo a Espanha e os Estados Unidos líderes desse cenário com 2.304 MW e 1.480 MW de capacidade instalada, respectivamente (IRENA, 2023, SOLARPACES, 2023). Devido ao potencial de geração heliotérmica em alguns locais do território americano e à expansão das tecnologias de geração de energia elétrica que utilizam fontes renováveis, estudos realizados por um grupo de especialistas do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apresentam os possíveis benefícios econômicos e de confiabilidade provenientes da inserção de heliotérmicas no sistema elétrico dos Estados Unidos (EUA) (DENHOLM E MEHOS, 2011, DENHOLM E HUMMON, 2012, DENHOLM *et al.*, 2013, entre outros)⁷.

Resch *et al.* (2022) afirmam que a tecnologia heliotérmica desempenhará um papel importante no sistema elétrico da Europa em 2050, visto que a despachabilidade da planta CSP pode fornecer um equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia do sistema elétrico atual e futuro ao complementar e atenuar as variações da geração intermitente, como aquela proveniente das fontes eólica e solar fotovoltaica.

Outro fator que pode contribuir para o desenvolvimento de plantas CSP no continente europeu é a invasão na Ucrânia pelo governo russo em fevereiro de 2022. A União Europeia vem liderando um processo de transformação da sua matriz energética através da expansão das fontes renováveis além de priorizar o uso de termelétricas a gás natural em detrimento das usinas movidas a carvão mineral com o intuito de reduzir as emissões de carbono. Contudo, como cerca de 40% do gás natural consumido nos países europeus é fornecido pela Rússia (EC, 2022) e o seu abastecimento pode ser

⁷ Esses estudos são descritos no Capítulo 2.

comprometido devido ao recente conflito, o acionamento de plantas CSP com sistemas de armazenamento térmico de energia pode substituir a utilização das usinas a gás natural e constituir o sistema de *backup* necessário para dar suporte à geração renovável intermitente devido a despachabilidade da tecnologia heliotérmica (SOLARPACES, 2022) que, embora ainda seja considerada uma concorrente da tecnologia solar fotovoltaica, compete na realidade com as usinas despacháveis, como as termelétricas a gás natural (SOLARPACES, 2017).

Além da Espanha, a implantação de usinas CSP em Portugal, na Itália e na Grécia pode ser viável em função dos índices elevados de DNI e, também, consiste em uma estratégia geopolítica devido à possibilidade de conexão com sistemas elétricos de países do leste europeu, reduzindo, assim, a dependência de gás natural (SOLARPACES, 2022).

No entanto, a participação de usinas CSP em grande escala no sistema elétrico europeu depende de novas políticas e da sinalização de preços no mercado, por exemplo, através dos leilões de geração, que deveriam considerar o valor da despachabilidade das tecnologias de geração (RÍO, 2019, RESCH *et al.*, 2022). Papadopoulou *et al.* (2020) reforçam que a usina CSP com sistema de armazenamento de energia pode configurar uma das opções para compor o processo de descarbonização dos países da União Europeia, mas é fundamental a inclusão do valor da tecnologia heliotérmica no mercado europeu.

Na América Latina não havia usinas heliotérmicas até junho de 2021, quando foi inaugurada uma planta com potência de 110 MW e 17,5 horas de armazenamento térmico no complexo solar Cerro Dominador, localizado no deserto do Atacama, no Chile. Além dessa planta solar térmica, o complexo possui uma usina fotovoltaica de 100 MW em operação desde 2017 (BW, 2021).

No Brasil, ainda não existem plantas heliotérmicas em operação, mas há estudos sobre a viabilidade técnica e as áreas mais adequadas para a instalação dessas usinas. Destacam-se, também, a chamada de projeto de P&D da ANEEL em 2015, a criação de uma plataforma experimental de energia solar em Petrolina (PE) e o desenvolvimento do protótipo do primeiro coletor heliotérmico nacional.

Em 2015, a ANEEL lançou a chamada de P&D N° 19, intitulada “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”, com o intuito de receber propostas de caráter técnico e comercial para a geração

de energia elétrica por meio das usinas heliotérmicas, fomentando, assim, o desenvolvimento e a inclusão dessa tecnologia na matriz energética nacional (ANEEL, 2015). Foram selecionados cinco projetos para participar do programa de P&D da ANEEL, propostos pela Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), Eletrosul, Neoenergia e Petrobras. A CESP, a Eletrosul e a Neoenergia previam a instalação de projetos piloto de usinas CSP do tipo cilindro parabólico com armazenamento em Porto Primavera (SP), Laguna (SC) e Jaborandi (BA), respectivamente (Eletrosul, 2018, CESP, 2021). Os projetos da CHESF e da Petrobras consistiam, respectivamente, na instalação de uma CSP do tipo torre solar em Petrolina (PE) e de um refletor Fresnel em Macaé (RJ). Até o momento, o único projeto finalizado, entre os projetos citados, é a usina piloto de Porto Primavera, que entrou em operação em março de 2022 (ISTOÉ, 2022). A planta CSP construída pela CESP (hoje Auren Energia) possui capacidade de 0,5 MW e está localizada no Complexo de Energias Alternativas da Hidrelétrica Porto Primavera.

Em junho de 2017, o Ministro de Minas e Energia, junto ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e à CHESF, lançou a plataforma experimental de Petrolina, denominada Centro de Referência de Energia Solar de Pernambuco (CRESP) e gerenciada pela CHESF. Nessa plataforma, estava prevista a construção de três plantas solares de P&D: uma fotovoltaica de 3 MW, uma CSP com a tecnologia de cilindro parabólico de 1 MW e uma CSP com a tecnologia de torre solar de 3 MW (MME, 2017). Atualmente, uma usina fotovoltaica de 2,5 MW integrada à rede encontra-se em operação. Em desenvolvimento encontra-se o projeto de uma planta fotovoltaica tecnológica de 0,5 MW. Com relação a usina heliotérmica, no momento, a CHESF pretende realizar a instalação de uma planta CSP de 0,8 MW com a tecnologia de cilindro parabólico. A tecnologia de torre solar deverá ser postergada.

Além dos projetos citados, em outubro de 2020 Furnas iniciou, em parceria com o CEPEL, o desenvolvimento do protótipo do primeiro coletor heliotérmico nacional no Centro Tecnológico de Engenharia Civil de Furnas, em Aparecida de Goiânia (GO). O coletor solar é do tipo calha cilindro parabólica e consiste em um projeto P&D ANEEL de Furnas (P&D 0394-1718/ 2017) (CEPEL, 2023). O projeto de Furnas, que teve como objetivo nacionalizar a estrutura e o sistema de rastreamento do coletor solar, foi concluído em 2023 e, para uma nova fase, uma usina CSP de 250 kW deverá ser construída na área da Usina Hidrelétrica de Itumbiara (MG/GO), onde já existem sistemas

de geração fotovoltaica (em terra e flutuante), sistema de geração de hidrogênio verde a partir da eletrólise, sistema de armazenamento com baterias e célula a combustível.

Diante do exposto, verifica-se a necessidade de avaliar não apenas os custos da usina CSP com armazenamento, mas também os seus benefícios econômicos especificamente para o sistema elétrico interligado brasileiro, que tem características próprias, com uma grande participação de hidrelétricas. Não há na literatura avaliações semelhantes, levando em consideração as especificidades do sistema interligado brasileiro e o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) – programa computacional oficialmente utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, o objetivo geral deste estudo consiste em analisar a viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica no Brasil, tomando-se como referência o cálculo do custo líquido da energia elétrica gerada por plantas CSP na região do semiárido brasileiro, levando em consideração os seus benefícios para o SIN. Os objetivos específicos desta tese são:

- i) Selecionar a tipologia, a configuração (múltiplo solar⁸ e horas de armazenamento térmico) e as características técnicas (capacidade, tipo de refrigeração, entre outras) da usina CSP mais adequada a ser simulada na localidade predeterminada;
- ii) Estimar os benefícios econômicos proporcionados pela usina CSP ao sistema elétrico;
- iii) Calcular o custo líquido da usina CSP conectada ao SIN, que consiste na diferença entre o LCOE e os benefícios econômicos proporcionados pela usina ao sistema (obtidos no item “ii”).

No objetivo específico “i”, a tipologia e as características técnicas da usina CSP considerada neste estudo serão selecionadas com base na literatura existente sobre a tecnologia heliotérmica e os principais elementos técnicos utilizados na maioria das plantas CSP construídas em outros países. A configuração do múltiplo solar e do tamanho do sistema de armazenamento térmico da usina será definida a partir das simulações da usina CSP no *software System Advisor Model (SAM)*, que fornecerá o LCOE da planta e os dados necessários para a obtenção da curva de produção de energia elétrica horária da usina.

⁸ O múltiplo solar corresponde a proporção da área do campo solar construído em relação à área do campo solar necessário para operar o bloco de potência em sua capacidade de projeto (NREL, 2018).

O cálculo dos benefícios econômicos proporcionados pela CSP ao sistema elétrico, que constitui o objetivo específico “ii”, será realizado a partir da otimização do SIN sem e com usinas CSP utilizando o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) – programa computacional oficialmente utilizado pelo ONS para determinar o despacho de cada usina para o dia seguinte e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para estabelecer os preços horários da energia no sistema elétrico brasileiro.

O cálculo do custo líquido da usina CSP conectada ao SIN, que caracteriza o objetivo específico “iii”, será obtido através da aplicação da equação para o cálculo do custo líquido, desenvolvida pela CSP Alliance (2014) e adaptada para este estudo.

Para atingir os objetivos citados, a tese está estruturada em seis capítulos. Além desta introdução, o Capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura sobre as métricas existentes para estimar os custos e os benefícios econômicos provenientes da inserção de tecnologias de geração de energia em sistemas elétricos, assim como o custo líquido da eletricidade gerada por essas tecnologias e, também, estudos sobre os custos e os benefícios, especialmente das usinas heliotérmicas, nas esferas nacional e internacional.

O Capítulo 3 detalha a metodologia aplicada neste estudo, descrevendo todas as etapas da metodologia, as ferramentas utilizadas – com destaque para o modelo de otimização DESSEM, utilizado oficialmente no setor elétrico brasileiro – e os cálculos realizados para obter a viabilidade técnica e econômica das usinas CSP simuladas no semiárido brasileiro e conectadas ao SIN, conforme os seus custos e benefícios sistêmicos.

O Capítulo 4 descreve o sistema elétrico hidrotérmico considerado nesta pesquisa e a aplicação da metodologia, descrita no Capítulo 3, para estimar o custo líquido de eletricidade de usinas heliotérmicas simuladas no semiárido brasileiro.

O Capítulo 5 apresenta os resultados das simulações com o modelo DESSEM e do cálculo do custo líquido. São descritos a operação das plantas CSP e o impacto da inserção dessas usinas na operação do sistema elétrico brasileiro em termos de custos e substituição de outras tecnologias de geração de energia elétrica. São apresentados, também, o LCOE das usinas heliotérmicas consideradas, os custos evitados de energia e de capacidade e o custo líquido de eletricidade.

Finalmente, o Capítulo 6 reporta as conclusões e contribuições deste estudo e as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Custos e benefícios econômicos de tecnologias de geração de energia elétrica

É possível observar nos últimos anos o aumento do número de estudos na literatura sobre o custo das tecnologias baseadas em fontes renováveis de energia com o intuito de avaliar a competitividade entre elas no mercado, visando a adoção de políticas e instrumentos capazes de promover a expansão do uso de energia renovável para a geração de energia elétrica. Neste sentido, este capítulo apresenta uma revisão da literatura sobre as métricas existentes para estimar os custos e os benefícios econômicos provenientes da inserção de tecnologias de geração de energia em sistemas elétricos, incluindo o custo líquido da eletricidade gerada por essas tecnologias. Destacam-se, também, os estudos realizados no Brasil sobre a viabilidade técnica-econômica das usinas heliotérmicas no país e a análise do valor econômico dos recursos energéticos, especialmente das usinas CSP.

2.1 Custo nivelado de eletricidade

Segundo Joskow (2011), Ueckerdt *et al.* (2013), Edenhofer *et al.* (2013), Hirth (2013), Hirth *et al.* (2015), IEA (2016), Dowling *et al.* (2017), Musi *et al.* (2017), Mai *et al.* (2021), EIA (2022) e EIA (2023), a métrica mais utilizada para estimar e comparar os custos de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica, inclusive para plantas CSP, é o custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost of Electricity* – LCOE) que, aplicado a uma determinada tecnologia de geração, mede o custo real do ciclo de vida total por MWh produzido. O cálculo do LCOE considera todos os custos (investimento, combustível, operação e manutenção) trazidos a valor presente e a energia gerada ao longo da vida útil da usina (NREL, 1995), conforme a Equação (2.1).

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i + O_i}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^n}} \quad (2.1)$$

Onde:

I_i é o custo de investimento no ano i ;

O_i é o custo de operação no ano i ;

E_i é a energia gerada no ano i ;

r é a taxa de desconto;

n é o número de anos da vida útil da usina.

O LCOE é utilizado para comparar os custos de geração de plantas convencionais com usinas que operam a partir de fontes renováveis, como eólica e solar, apesar de apresentarem estruturas diferentes de custos. Por exemplo, as plantas de recursos renováveis apresentam custos variáveis insignificantes, enquanto, nas plantas convencionais, o custo variável é relevante (UECKERDT *et al.*, 2013).

A maior parte dos estudos realiza a comparação entre fontes energéticas utilizando apenas o LCOE. Quando avaliadas somente pelo cálculo do LCOE, segundo o estudo publicado pela Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA – sigla em inglês) (2022), a tecnologia heliotérmica ainda é uma tecnologia de energia renovável cara em relação a outras fontes renováveis – solar fotovoltaica, eólica, hidráulica e biomassa – embora tenha ocorrido uma redução entre os anos 2010 e 2021, período em que o LCOE da CSP passou de 0,358 US\$/kWh em 2010 para 0,114 US\$/kWh em 2021⁹, em média. Essa redução de aproximadamente 68% no valor do LCOE da tecnologia heliotérmica ocorreu devido à diminuição dos custos de investimento e de O&M, além do aumento do fator de capacidade das usinas. À título de exemplificação, em 2021, as tecnologias de geração eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar fotovoltaica e hidrelétrica apresentaram,

⁹ Em 2020, o LCOE médio da tecnologia heliotérmica foi equivalente a 0,107 US\$/kWh. Contudo, a entrada em operação da usina CSP do complexo solar Cerro Dominador, no Chile, em 2021, levou ao aumento do valor médio do custo nivelado da tecnologia heliotérmica devido ao custo elevado de investimento da usina, que possui um sistema com grande capacidade de armazenamento térmico, responsável em parte pelo alto custo do projeto (IRENA, 2022).

respectivamente, o LCOE igual a 0,033 US\$/kWh, 0,075 US\$/kWh, 0,048 US\$/kWh e 0,048 US\$/kWh (IRENA, 2022), valores muito inferiores aos da tecnologia heliotérmica.

O LCOE das usinas heliotérmicas já foi estimado considerando diferentes tipos da tecnologia e regiões (GAUCHÉ *et al.*, 2016, MUSI *et al.*, 2017, ZHAO *et al.*, 2017, KASSEM, *et al.*, 2017, SAN MIGUEL E CORONA, 2018, LING-ZHI *et al.*, 2018, ALY *et al.*, 2019, RĂBOACĂ *et al.*, 2019, ZHOU *et al.*, 2019, PAPADOPOULOU *et al.*, 2020, SHAFIEE *et al.*, 2020, AHMAD E ZEESHAN, 2022, AMOAH *et al.*, 2022, OUALI *et al.*, 2022, XU *et al.*, 2022). Os autores encontraram valores de LCOE na faixa de 0,08 – 0,43 US\$/kWh, um intervalo bastante amplo.

De fato, para Musi *et al.* (2017), o cálculo do LCOE envolve diversas variáveis, como taxas de inflação, vida útil da usina, valor residual do empreendimento, precificação de carbono, período de financiamento da planta, entre outros, que, quando não padronizadas, torna difícil a análise e comparação do LCOE dessas usinas. Para que fosse possível estimar e comparar o LCOE de usinas CSP, os autores padronizaram essas variáveis e, então, estudaram a variação dos valores encontrados para o LCOE conforme as características dessas usinas, como o tipo de tecnologia utilizada, refrigeração, índices de irradiação direta normal, área de coletores solares e fator de capacidade. Esse estudo fornece uma visão geral por tipo de tecnologia, região e tendências gerais de 74 plantas autônomas cujas tecnologias e configurações se encontram no mercado de CSP, seguida por uma análise das diferenças técnicas que influenciam o LCOE do projeto padronizado.

No contexto deste estudo, uma conclusão de Musi *et al.* (2017) é que as usinas CSP com sistema de armazenamento térmico apresentam alto fator de capacidade e LCOEs menores em relação às usinas sem armazenamento. Isso indica que o custo adicional incorrido no investimento em armazenamento de energia é economicamente viável e confere, ainda, para a CSP características de despachabilidade que permite sua operação em complementaridade com outras fontes de energia renovável.

Contudo, Joskow (2011), Ueckerdt *et al.* (2013), Hirth (2013), Edenhofer *et al.* (2013), Hirth *et al.* (2015), IEA (2016) e Mai *et al.* (2021) afirmaram que o LCOE não é a métrica adequada para comparar a atratividade econômica de tecnologias despacháveis (nuclear, carvão e ciclo combinado a gás) com tecnologias intermitentes (eólica e solar). Para Joskow (2011), o LCOE é inadequado porque trata a eletricidade como um bem homogêneo regido pela lei do preço único. Porém, o valor da energia elétrica varia ao longo das horas do dia, devido às oscilações entre oferta e demanda e ao elevado custo

do armazenamento, e essa diferença de valor não é avaliada no cálculo do LCOE, que considera o valor da energia elétrica constante durante todo o período de análise. Além disso, as tecnologias de geração possuem diferentes perfis de produção e, conseqüentemente, o valor de mercado da energia elétrica pode variar.

Joskow (2011) enfatizou que a avaliação econômica de qualquer tecnologia de geração de energia deve considerar não apenas os custos, mas também o valor dessa tecnologia. A energia renovável é economicamente eficiente se o seu custo marginal for igual ao seu valor econômico marginal, e será competitiva se o seu LCOE for igual ou inferior ao seu valor de mercado, que é a receita por unidade gerada por uma tecnologia.

Para concluir, Joskow (2011) demonstrou que o LCOE não captura o valor variável da energia elétrica no tempo. Em seu exemplo, o autor comparou duas fontes de energia: uma despachável, com fator de capacidade de 90%, e uma intermitente, com fator de capacidade de 30%, em um mercado de eletricidade com dois períodos de demanda: pico e fora de pico. As duas fontes apresentaram valores semelhantes de LCOE. Enquanto a fonte intermitente apresentou lucros negativos (perdas de 42.380 a 44.800 US\$/MW/ano) quando a maior parte da energia era fornecida fora do horário de pico, a fonte despachável era moderadamente lucrativa (7.680 US\$/MW/ano) e a intermitente era altamente lucrativa (86.520 US\$/MW/ano) quando toda a energia era produzida no horário de pico. Portanto, o valor econômico da geração intermitente pode variar significativamente conforme o período do dia e a viabilidade dessa usina é completamente diferente nos dois períodos analisados, embora o LCOE seja o mesmo.

Dowling *et al.* (2017) testou a crítica de Joskow (2011) com os preços do mercado de energia da Califórnia em 2015 e obteve resultados semelhantes. Ao deslocar 10 MW de geração do preço médio (30 US\$/MWh) para 1% dos preços mais elevados (97 a 1621 US\$/MWh), seria possível obter uma receita adicional de 400 mil dólares no ano.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA – sigla em inglês) (2016), a utilização do LCOE não é suficiente para a avaliação econômica de novas usinas, principalmente de fontes de energia renovável variável, sendo necessária a análise do benefício sistêmico decorrente da introdução dessas fontes no sistema elétrico. A estimativa desse benefício pode fornecer informações complementares ao cálculo do LCOE, uma vez que determina os efeitos positivos e negativos da adição das fontes renováveis ao sistema. Os impactos positivos que podem ocorrer são a redução dos custos de combustível, das emissões de poluentes e da necessidade de investimentos em

capacidade de geração. Como impactos negativos podem ser verificados um aumento de custos associados ao acionamento de outros geradores (como usinas termelétricas convencionais), a necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura de rede e a redução da geração de usinas de energia renovável intermitente devido a restrições do sistema elétrico.

Conforme a análise de IEA (2016) e os exemplos de Joskow (2011) e Dowling *et al.* (2017), ressalta-se que a análise da viabilidade econômica de tecnologias de geração de energia elétrica pode levar a conclusões equivocadas em relação à contratação de novas usinas para a expansão do sistema elétrico quando a análise econômica é baseada apenas no LCOE, ou no cálculo do ICB, como ainda é o caso do Brasil atualmente.

2.2 Custo de integração

Em adição à crítica de Joskow (2011) sobre o LCOE – que não captura o valor variável da energia elétrica no tempo – Ueckerdt *et al.* (2013), Hirth (2013) e Hirth *et al.* (2015) destacaram outra fragilidade desse indicador: o LCOE também não leva em consideração os impactos da inserção de recursos energéticos renováveis variáveis, como usinas eólicas e fotovoltaicas, sem dispositivos de armazenamento de energia, nos sistemas elétricos. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) (2015), o LCOE não captura os custos adicionais (infraestrutura, serviços ancilares, entre outros), os custos evitados (combustíveis, emissões, capacidade, entre outros) e a necessidade de investimento em outras tecnologias (resposta da demanda e armazenamento de energia) quando os recursos de energia renovável variável são adicionados ao sistema elétrico.

Nesse contexto, diversos estudos sobre fontes renováveis de energia passaram a considerar o termo “custos de integração” (Milligan *et al.*, 2011, Katzenstein e Apt, 2012, Hirth *et al.*, 2015), que devem ser adicionados ao LCOE para obter os custos econômicos totais dessas fontes. Apesar de haver o conhecimento acerca das propriedades dos recursos renováveis, esse termo não possui uma definição rigorosa (HIRTH *et al.*, 2015). Segundo Lamont (2008), o custo de integração caracteriza “*o custo adicional de inserir a tecnologia intermitente no sistema devido à imprevisibilidade dos recursos renováveis*”. Milligan *et al.* (2011) definiram o custo de integração como “*o custo*

adicional de acomodar eólica e solar”. Para Katzenstein e Apt (2012), o custo de integração “refere-se à compreensão dos custos de variabilidade e de incerteza”.

Diante da falta de uma definição rigorosa e de uma metodologia para calcular o custo de integração, Hirth *et al.* (2015) estabeleceram uma definição particular para esse custo. De acordo com os autores, o custo de integração caracteriza a diferença entre o valor de mercado da fonte renovável e o preço médio da energia elétrica. Com o aumento da penetração de recursos renováveis no sistema, o valor de mercado desses recursos diminui devido à interação da variabilidade das renováveis e das inflexibilidades do restante do sistema elétrico. Esta redução de valor pode ser interpretada como o custo de integração.

Hirth *et al.* (2015) exemplificaram essa definição de custo de integração para a energia eólica. Nesse caso, o custo de integração da eólica (Δ_{wind}) é a diferença entre o preço médio da eletricidade ponderado pela carga ($p_{electricity}$) e o valor de mercado da energia eólica (p_{wind}), conforme a Equação (2.2).

$$\Delta_{wind}(q) = p_{electricity}(q) - p_{wind}(q) \quad (2.2)$$

Quando o custo de integração é adicionado ao LCOE, tem-se o custo nivelado de eletricidade do sistema ou “system LCOE” ($sLCOE$), que compreende os custos totais da tecnologia e foi definido por Ueckerdt *et al.* (2013). A Equação (2.3) exemplifica esse custo total para a eólica (HIRTH *et al.*, 2015).

$$sLCOE_{wind}(q) = LCOE_{wind}(q) + \Delta_{wind}(q) \quad (2.3)$$

Conforme enfatizado por Milligan *et al.* (2011), os recursos renováveis possuem três características específicas: incerteza, devido à diferença entre a geração prevista e a produção real; localização específica, pois a energia primária não pode ser transportada como os combustíveis fósseis; e variabilidade, uma vez que dependem de condições naturais. Ueckerdt *et al.* (2013) e Hirth *et al.* (2015) propuseram a decomposição do custo de integração de acordo com o efeito de cada uma dessas características: o impacto da incerteza é chamado de “custos de balanceamento”, o impacto da localização de “custos relacionados à rede” e o impacto da variabilidade de “custos de perfil”.

Para Ueckerdt *et al.* (2013), os “custos de balanceamento” ocorrem devido aos erros de previsão do dia e da variabilidade de curto prazo das renováveis, ocasionando a entrada de usinas despacháveis e exigindo reservas operacionais que respondem de segundos a minutos. Em outras palavras, os “custos de balanceamento” cobrem todos os

ajustes adicionais para programar as plantas devido à incerteza dos recursos renováveis, e seriam nulos caso esses recursos fossem determinísticos.

Segundo Hirth *et al.* (2015), os “custos de balanceamento” são a redução no valor de mercado dos recursos renováveis devido a desvios dos cronogramas de geração do dia seguinte, por exemplo, erros de previsão. Em mercados completos e perfeitos¹⁰, os “custos de balanceamento” refletem os custos marginais de fornecimento de serviços de balanceamento, como reserva de capacidade e ativação.

Para Ueckerdt *et al.* (2013), os “custos relacionados à rede” ocorrem quando é necessário o investimento em nova infraestrutura de transmissão.

De acordo com Hirth *et al.* (2015), os “custos relacionados à rede” são a redução no valor de mercado devido à localização da geração na rede elétrica. Em mercados completos e perfeitos, os “custos relacionados à rede” refletem os custos marginais de construção de nova capacidade de transmissão e recuperação de perdas. Em geral, os sistemas de energia fotovoltaica possuem “custos relacionados à rede” menores do que os sistemas de energia eólica porque são instalados próximos aos consumidores.

Para Ueckerdt *et al.* (2013), os “custos de perfil” ocorrem devido a três efeitos. Primeiro, o recurso renovável reduz as horas de carga plena de usinas despacháveis para plantas de carga intermediária e carga base. Como a geração anual dessas usinas é reduzida, os custos médios de geração (por MWh) no sistema residual aumentam. Segundo, o recurso renovável dificilmente reduz a necessidade de capacidade de *backup* (usinas despacháveis ou capacidade de armazenamento), principalmente durante o horário de pico de carga devido ao seu crédito de baixa capacidade. Isso geralmente é chamado de custos de adequação ou custos de capacidade. Terceiro, quando a geração renovável aumentar e exceder a carga, essa superprodução será cortada, reduzindo o fator de capacidade e aumentando os custos. Os autores afirmam, ainda, que os “custos de perfil” devem incluir o “efeito flexibilidade”, que compreende os custos adicionais da rampa e ciclagem das usinas térmicas quando a geração renovável é introduzida no sistema.

Conforme Hirth *et al.* (2015), os “custos de perfil” são o impacto do momento de geração sobre o valor de mercado. Eles refletem o valor marginal da eletricidade em

¹⁰ Hirth *et al.* (2015) assumiram mercados completos e perfeitos em que o valor econômico marginal da geração renovável variável é igual ao valor de mercado.

diferentes momentos no tempo. Por exemplo, os geradores de recursos variáveis tendem a produzir mais energia em momentos de preços de eletricidade menores. A correspondente redução no valor de mercado representa os “custos de perfil”.

Segundo Hirth *et al.* (2015), uma penetração de 40% de fontes renováveis na Alemanha aumentou em 60% a ciclagem do sistema, refletindo o efeito flexibilidade. Há também o “efeito utilização”, que se refere ao uso reduzido das térmicas. Na Alemanha, a mesma penetração de 40% de renováveis reduziu a taxa de uso da capacidade térmica de 70% para 47%.

Ueckerdt *et al.* (2013) e Hirth *et al.* (2015) afirmaram que os custos de integração podem diminuir no longo prazo à medida que o sistema elétrico se adaptar às fontes renováveis.

Contudo, não há um modelo capaz de estimar todos os custos citados (balanceamento, rede e perfil). Na literatura, há alguns estudos sobre “custos de balanceamento”. Esses estudos se diferenciam em rigor e metodologia. As estimativas de “custos de balanceamento” podem ser encontradas em estudos comissionados por operadores do sistema elétrico e em estudos empíricos baseados em preços de mercado (geralmente avaliam os erros de previsão através do histórico de preços do mercado do dia seguinte e do mercado real) (HIRTH *et al.*, 2015).

Com relação aos custos de integração, a maioria dos estudos existentes aborda a energia eólica e, em menor quantidade, a energia solar (fotovoltaica e heliotérmica). Milligan e Kirby (2009) e Milligan *et al.* (2011) enfatizaram a necessidade de estimar os custos de integração de fontes não despacháveis, mas destacaram a complexidade de fazê-lo. Milligan e Kirby (2009) realizaram uma análise de integração de eólica usando um bloco de geração constante de energia igual à média anual de energia eólica. Por exemplo, 10 GW de eólica com um fator de capacidade de 35% seriam modelados no caso base como uma fonte de energia de custo zero de 3,5 GW constante. A variabilidade e a incerteza foram removidas do caso base. Infelizmente, o valor da energia de geração constante é significativamente diferente do valor da energia eólica, portanto, o custo de integração calculado não é válido.

Para Milligan *et al.* (2011), os custos de integração das fontes eólica e solar não podem ser medidos diretamente, mas devem ser obtidos através da comparação entre os custos totais do sistema de energia com e sem geração eólica e solar. Para isso, é

necessário definir cenários com e sem geração eólica e solar, mas a definição de um caso sem recurso renovável é complexo, pois a energia deve vir de um recurso convencional, cujo custo do combustível irá dominar a diferença de custos entre os casos e as fontes eólica e solar sempre irão apresentar um benefício ao sistema, e não um custo de integração.

No caso da energia heliotérmica, as usinas sem armazenamento térmico geralmente apresentam custos de integração semelhantes a uma usina solar fotovoltaica. Por outro lado, a planta CSP com armazenamento, que torna a usina com recurso solar despachável, pode fornecer energia com variabilidade e erros de previsão bastante reduzidos, evitando alguns custos de integração quando comparada com a geração fotovoltaica e a eólica, além de fornecer serviços que permitem integrar à produção outros recursos energéticos variáveis (CSP ALLIANCE, 2014). Neste sentido, os custos de integração de usinas heliotérmicas com sistemas de armazenamento de energia foram considerados nulos na maioria dos estudos encontrados na literatura (MILLS E WISER, 2012).

Por fim, vale salientar que apesar de complementar o LCOE, os custos de integração também não são suficientes para uma avaliação adequada dos benefícios provenientes da inserção de uma fonte renovável despachável no sistema elétrico.

2.3 Custo nivelado evitado de eletricidade

Com o uso crescente das fontes de energia renovável intermitente, alguns estudos destacam não somente os custos de geração, mas também os benefícios econômicos desses recursos aos sistemas elétricos. Considerando o objetivo desta tese, que aborda não apenas os custos, mas também os benefícios da tecnologia CSP com sistema de armazenamento térmico, são descritos a seguir os principais estudos que analisam esses benefícios na esfera internacional.

O grupo de especialistas do NREL desenvolveu a maioria das pesquisas sobre o impacto das usinas heliotérmicas em sistemas elétricos, tomando-se como referência o planejamento de longo prazo da Califórnia (para o ano de 2020) em que foi estabelecido um portfólio de 33% de renováveis no *mix* de geração. As pesquisas avaliaram a flexibilidade da rede e os benefícios econômicos (capacidade, energia e serviços

ancilares) decorrentes da inserção de plantas CSP nos sistemas elétricos de regiões dos Estados Unidos, onde as usinas termelétricas respondem pela maioria da eletricidade gerada, diferentemente do sistema elétrico brasileiro.

Denholm e Mehos (2011) buscaram avaliar os benefícios da usina CSP com armazenamento em fornecer, especificamente, flexibilidade ao sistema elétrico do sudoeste dos EUA, fomentando, assim, a penetração das fontes solar fotovoltaica e eólica intermitentes. Para isso, os autores utilizaram o *software Renewable Energy Flexibility* (REFlex), um modelo de despacho simplificado que compara a demanda com a oferta de geração variável e calcula a fração da carga a ser atendida pela geração variável conforme restrições de flexibilidade do sistema e *curtailment*¹¹ (DENHOLM E HAND, 2011).

Inicialmente, foram realizadas simulações sem a usina CSP para avaliar a inserção da geração solar fotovoltaica, dados os limites de flexibilidade da rede. Como a Califórnia tem significativa capacidade eólica instalada e planeja inserir mais, também foi considerada a interação entre geração solar e eólica. Como resultado, o modelo apontou o corte de 16% da geração fotovoltaica obtida em quatro dias e de 5% da geração fotovoltaica anual.

Em seguida, uma planta CSP foi adicionada ao REFlex considerando uma geração de energia em base anual horária, obtida com o *software* SAM para uma planta com tecnologia de cilindro parabólico, refrigeração úmida e um sistema de oito horas de armazenamento térmico. O SAM é um programa computacional criado pelo NREL para modelagem financeira e simulação de desempenho de projetos de energia renovável, como sistemas fotovoltaicos, usinas heliotérmicas, usinas eólicas, células combustíveis, aquecimento solar de água, combustão de biomassa, geração de energia geotérmica e energia das ondas e marés (BLAIR *et al.*, 2018). No caso da heliotérmica, o SAM é utilizado para converter a irradiação solar horária e outras condições meteorológicas em energia térmica e, posteriormente, em energia elétrica.

A introdução da planta CSP com armazenamento reduziu o corte de carga e permitiu o aumento da penetração solar na região. Sem a usina heliotérmica, os geradores convencionais aceleravam de 18 GW para 45 GW em algumas horas para atender a demanda de ponta, e com a usina CSP essa rampa passou de 18 GW para menos de 30

¹¹ *Curtailment* é a redução ou corte de uma geração para preservar a confiabilidade da rede, equilibrando as curvas de oferta e de demanda.

GW. Além disso, a introdução de uma planta heliotérmica permitiu o deslocamento da energia que seria desperdiçada em horários de baixa demanda para ser utilizada no horário de ponta.

Denholm e Mehos (2011) concluíram, portanto, que a instalação da usina CSP com sistema de armazenamento térmico na região aumenta a flexibilidade do sistema elétrico e contribui para a inserção de tecnologias de geração não despacháveis, como a solar fotovoltaica. Até esse momento, outros benefícios proporcionados por usinas heliotérmicas a sistemas elétricos não haviam sido estudados e os autores sugeriram o uso de modelos de despacho mais sofisticados para avaliar adicionalmente os benefícios econômicos de capacidade e de serviços ancilares.

O benefício econômico associado à capacidade de uma planta CSP pode ser obtido ao multiplicar o crédito de capacidade da usina, ou seja, a contribuição da usina para atender à capacidade firme do sistema por um valor de referência que reflete o custo de um gerador convencional totalmente disponível (dado em US\$/kW/ano). Madaeni *et al.* (2011) destacaram, portanto, a necessidade de estimar o crédito de capacidade. Para isso, os autores descreveram dois métodos: um deles, considerado mais robusto e referente a uma análise de confiabilidade e outro, considerado como método de aproximação.

O método mais robusto consiste em uma análise de confiabilidade denominada *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) – o montante em que a carga do sistema pode aumentar – quando um gerador é adicionado – mantendo o nível de confiabilidade do sistema. Esse nível de confiabilidade é estimado através da probabilidade e do valor esperado de não atendimento à carga, denominados *Loss of Load Probability* (LOLP) e *Loss of Load Expectation* (LOLE) respectivamente. Para obter o crédito de capacidade de uma usina CSP, nesta metodologia, é necessário igualar o LOLE estimado do sistema com a inclusão da CSP (Equação 2.4) com o LOLE de uma usina termelétrica convencional (Equação 2.5). Em outras palavras, deve-se analisar a Equação (2.6).

$$LOLE_{CSP} = \sum_{i=1}^T P(G_i + H_i) \leq D_i \quad (2.4)$$

$$LOLE_{TC} = \sum_{i=1}^T P(G_i + Y_i) \leq D_i \quad (2.5)$$

$$LOLE_{CSP} = LOLE_{TC} \quad (2.6)$$

Nas Equações (2.4) e (2.5):

P denota probabilidade;

D_i é a demanda do sistema na hora i ;

H_i é a geração da usina heliotérmica na hora i ;

Y_i é a capacidade da usina termelétrica convencional na hora i ;

G_i é a energia gerada na hora i ;

T é o número total de horas analisadas.

Quando a Equação (2.6) é válida, os valores adicionados para a geração convencional e para a heliotérmica devem ser comparados, por exemplo: o LOLE do sistema com a inclusão de uma planta CSP de 100 MW é igual ao LOLE do sistema com a inclusão de uma termelétrica convencional de 42 MW. Assim, o crédito de capacidade da CSP é 42 MW ou 42%. Contudo, essa metodologia apresenta desvantagens, como a necessidade de informações muito detalhadas sobre os índices de confiabilidade dos geradores do sistema e muitos anos de dados meteorológicos para as usinas heliotérmicas, além de caracterizar um processo computacional intensivo.

O método de aproximação consiste em estimar o crédito de capacidade da usina heliotérmica durante as horas mais críticas – quando o risco de não atendimento energético é maior. São consideradas horas críticas aquelas com maior carga bruta, maior carga líquida¹² ou maior preço de energia do ano. O crédito de capacidade em termos percentuais corresponde ao fator de capacidade esperado da usina heliotérmica nessas horas. A vantagem deste método é a redução da carga computacional, mas deve-se ter atenção com o número de horas considerado, pois o crédito de capacidade pode ser altamente sensível a esse parâmetro.

Com o intuito de verificar o melhor número de horas de carga crítica a ser utilizado, Madaeni *et al.* (2011) estimaram o benefício econômico associado à capacidade da CSP sem e com armazenamento para plantas com tecnologia de cilindro parabólico em cinco locais dos EUA (Arizona, Imperial Valley, Death Valley, Nevada, New Mexico). Os autores utilizaram o *software* SAM para obter a geração de energia da usina

¹² Equivale à carga total do sistema elétrico menos as contribuições da geração eólica e da geração solar fotovoltaica.

e um programa computacional inteiro misto¹³ (não especificado) para determinar, a partir da saída do campo solar, a quantidade de energia a ser armazenada e entregue ao bloco de potência em cada hora com o objetivo de maximizar as receitas. O benefício de capacidade foi obtido através da métrica ELCC e pelo método de aproximação, comparando três casos: uso de 10 horas de carga críticas, uso de 100 horas críticas e uso de 876 horas (10% do total de horas no ano) de maior carga. Em todos os locais simulados, os resultados indicaram que o uso de 10 horas de carga crítica, no horizonte anual, forneceu a melhor aproximação da métrica ELCC. Além disso, a inserção do sistema de armazenamento aumentou o benefício da capacidade da usina, sendo que a adição de uma hora de armazenamento elevou esse benefício para acima de 90%.

Mills e Wiser (2012) destacaram alguns estudos realizados por concessionárias de energia dos Estados Unidos – *Northwest Power Conservation Council (NPCC)*, *Tri-State Generation & Transmission*, *Tucson Electric Power (TEP)*, *Public Service of Colorado (PSCo)*, *Arizona Public Service (APS)* e *Idaho Power* – sobre algumas características de fontes de energia solar (fotovoltaica, heliotérmica sem e com sistema de armazenamento térmico) para compor portfólios de fontes renováveis. Entre os aspectos analisados, estão os créditos de capacidade das usinas (obtidos segundo o método de aproximação do crédito de capacidade nas horas críticas), os custos de integração das usinas ao sistema elétrico e os modelos computacionais utilizados com os respectivos períodos de resolução temporal. A Tabela 2.1 apresenta os resultados desses estudos.

Os tipos de usinas heliotérmicas estudados não foram especificados, assim como o número de horas de armazenamento térmico considerados pela TEP e PSCo. Além disso, a modelagem das usinas heliotérmicas não foi detalhada.

Com exceção do estudo realizado pela NPCC, nos demais estudos os autores informaram créditos de capacidade não nulos para as usinas solares, ou seja, essas usinas forneceram energia para o sistema nos períodos de maior carga, mas não foram apresentados detalhes do cálculo do benefício de capacidade em cada caso. Os créditos de capacidade das usinas heliotérmicas com sistemas de armazenamento foram superiores

¹³ O programa computacional inteiro consiste em um modelo de programação inteira, isto é, algumas ou todas as variáveis do problema pertencem ao conjunto dos números inteiros. Quando todas as variáveis são inteiras, tem-se um modelo de programação inteira pura. Quando o problema possui algumas variáveis inteiras e outras variáveis que pertencem ao conjunto dos números reais, tem-se um modelo de programação inteira mista.

aos créditos de capacidade das usinas fotovoltaicas e de plantas heliotérmicas sem armazenamento nos estudos que forneceram esse resultado.

Tabela 2.1: Estudos de plantas solares nos Estados Unidos – crédito de capacidade e custo de integração

Estudo	Tecnologia	Crédito de capacidade (%)	Custo de integração (US\$/MWh)	Modelo (resolução temporal)
NPCC	Solar fotovoltaica	-	8,85	-
	CSP c/ TES (6-8h)	-	0,0	
Tri-State	Solar fotovoltaica	20,0 – 57,0	5,0	PROSYM (horário para um ano)
	CSP c/ TES (3h)	-	5,0	
TEP	Solar fotovoltaica	33,0	4,0	-
	CSP s/ TES	70,0	2,0	
	CSP c/ TES	87,0	0,0	
PSCo	Solar fotovoltaica	55,0	5,15	PROVIEW (horário para uma semana do mês)
	CSP c/ TES	100,0	0,0	
APS	Solar fotovoltaica	50,0	2,5	PROMOD IV (horário para um dia do mês)
	CSP s/ TES	70,0	0,0	
	CSP c/ TES (6h)	100,0	0,0	
Idaho Power	Solar fotovoltaica	36,0	-	AURORA _{xmp} (horário para um ano)
	CSP c/ TES (7h)	89,0	-	

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Mills e Wisser (2012)

Os custos de integração foram considerados nulos para as usinas CSP com armazenamento térmico, exceto no estudo da Tri-State, que atribuiu um custo de integração a toda fonte intermitente independentemente da existência de sistemas de armazenamento. Os custos de integração utilizados pela Tri-State foram obtidos em estudos para avaliação de usinas eólicas, mas as metodologias para tal também não foram descritas.

Ressalta-se, ainda, que os modelos de custo de produção diferem em relação à resolução temporal e à inclusão de restrições operacionais.

O valor da capacidade e o valor operacional (custos evitados de combustível, partida, operação e manutenção) de usinas heliotérmicas e de outras tecnologias de geração de energia elétrica foram estimados em diferentes locais dos EUA por Denholm e Hummon (2012), Denholm *et al.* (2013), Jorgenson *et al.* (2013) e Jorgenson *et al.* (2014).

No estudo de Denholm e Hummon (2012), a planta CSP – modelada com tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 300 MW, múltiplo solar igual a 2,0 e um sistema de seis horas de armazenamento térmico de energia – foi simulada em duas áreas dos EUA: *Colorado* e *Wyoming* (PSCo) e *Western Area Colorado Missouri* (WACM).

Denholm e Hummon (2012) utilizaram o *software* SAM para obter a produção de energia da planta e o programa computacional PLEXOS (Energy Exemplar, 2022), um modelo econômico de despacho de energia para minimização do custo de operação do sistema elétrico. As características de geração e preço dos combustíveis foram baseadas no cenário para 2020 e o benefício econômico da planta heliotérmica foi analisado em dois cenários: um com baixa penetração de renováveis (eólica e solar forneceriam 13% da geração anual) e um com alta penetração de renováveis (eólica e solar forneceriam 34% da geração, sendo 8% de fotovoltaica).

Em cada cenário, a usina CSP com sistema de armazenamento foi comparada com uma usina inflexível¹⁴, uma planta fotovoltaica e uma usina CSP sem armazenamento. O valor operacional – mensurado pelos custos evitados de combustíveis, partida, operação e manutenção – foi obtido ao dividir o custo de operação evitado (fornecido pelo modelo de despacho ao inserir a usina no sistema) pela geração da usina. Os autores utilizaram o método de aproximação de Madaeni *et al.* (2011) para estimar os créditos de capacidade considerando o período de dez horas críticas. Os créditos encontrados foram multiplicados pelo custo anual de um gerador convencional disponível, e o resultado foi dividido pela geração anual de energia para obter o valor da capacidade da usina por unidade de geração (US\$/MWh). Foram aplicados um custo mínimo e um custo máximo para a planta convencional disponível – 77 US\$/kW/ano e 147 US\$/kW/ano, respectivamente – resultando em dois valores de capacidade para cada usina. Os resultados mostraram que no cenário com maior penetração de fontes renováveis no sistema, o valor operacional e o valor de capacidade da usina CSP com sistema de armazenamento térmico são superiores aos provenientes da inserção das outras tecnologias de geração de energia elétrica – usinas fotovoltaicas, heliotérmica sem armazenamento e inflexível – no sistema.

¹⁴ Uma usina com geração constante.

Denholm *et al.* (2013) realizaram uma análise mais completa do valor que as usinas heliotérmicas podem agregar ao sistema elétrico, ou seja, avaliaram o valor operacional, o valor de capacidade e o valor de alguns serviços ancilares. Para isso, os autores estimaram o benefício econômico de uma planta CSP com armazenamento para atender 1% da demanda do *California Independent System Operator* (CAISO) no planejamento do portfólio de 33% de renováveis da Califórnia, comparando os valores encontrados para a heliotérmica com os valores de uma usina fotovoltaica e de uma usina de base, todas planejadas para atender a mesma demanda.

Assim como Denholm e Hummon (2012), Denholm *et al.* (2013) também utilizaram o SAM e o PLEXOS para estimar o valor da CSP, modelada com tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 762 MW, múltiplo solar igual a 2,0 e um sistema de seis horas de armazenamento térmico de energia. Devido à maior complexidade da análise, algumas características operacionais da CSP foram inseridas no PLEXOS de modo a determinar a flexibilidade da planta, como, por exemplo, a definição de perdas de partida equivalentes a 20 MWh para cada 100 MW de potência instalada e a geração mínima da planta igual a 40% da geração máxima.

Para destacar o valor da CSP no cenário do CAISO, quatro usinas diferentes foram avaliadas em termos de valor operacional, valor de capacidade e custos evitados de reservas de operação¹⁵: uma CSP com armazenamento e sem reservas de operação, uma CSP com armazenamento e com reservas de operação, uma usina fotovoltaica e uma usina inflexível.

O valor operacional foi estimado de modo semelhante à Denholm e Hummon (2012), ou seja, através da diferença entre o custo de operação do sistema com e sem cada usina simulada. Contudo, Denholm *et al.* (2013) também incluíram os custos evitados de emissões no valor operacional das usinas. O valor operacional da CSP sem reservas de operação foi 6 US\$/MWh superior à usina de base e 12 US\$/MWh à fotovoltaica. Adicionando as reservas de operação, esses benefícios aumentaram em 22 US\$/MWh e 29 US\$/MWh, respectivamente.

¹⁵ Reservas de operação são reserva girante, reserva de regulação e reserva *load-following*, classificadas como serviços ancilares. A reserva girante é a diferença, em um dado momento, entre a potência total efetiva dos geradores que estão sincronizados no sistema e a demanda total do sistema. A reserva de regulação atende a variabilidade minuto a minuto entre a carga e a geração e, a reserva *load-following*, de minutos a horas. Essas reservas fornecem serviços *up* (serviços de reserva que exigem um aumento na produção do gerador) e *down* (serviços de reserva que exigem uma redução na produção do gerador).

O valor de capacidade também foi estimado segundo a metodologia aplicada por Denholm e Hummon (2012), contudo os créditos de capacidade das usinas foram analisados durante as 876 horas de maior preço de energia do ano. Foram utilizados os custos mínimo e máximo de 55 US\$/kW/ano e 212 US\$/kW/ano, respectivamente, para o cálculo do valor de capacidade das usinas.

As reservas de operação (reservas girante, de regulação e *load-following*) consistem nos serviços ancilares analisados pelos autores. A planta CSP sem reservas de operação foi configurada para atingir a sua capacidade máxima em uma hora. A planta CSP com reservas de operação foi simulada da seguinte forma: para atender à reserva girante, a taxa de rampa¹⁶ foi configurada para dez minutos; para atender às reservas de regulação, o balanço líquido de energia deveria ser nulo e o ponto de regulação mínimo da planta foi definido como 70% da capacidade máxima; e as reservas *load-following* também foram definidas como um balanço líquido nulo de energia no período em que a planta fornecia os serviços *up* e *down*. O total de serviços ancilares oferecidos pela usina heliotérmica em um período era igual ou menor que a diferença entre a capacidade máxima da planta e a sua geração nesse período.

Para avaliar as reservas de operação, os autores examinaram a operação da usina em cada hora, comparando a reserva total de energia, a reserva girante, a geração e o armazenamento de energia. Durante 125 horas da simulação, a usina heliotérmica com reservas de operação não seria capaz de atender a reserva girante por uma hora inteira. Sobre as reservas de regulação e *load-following* os autores não abordaram os resultados, mas afirmaram que a planta com reservas operou durante 80% do período analisado e apenas durante 11% desse tempo a planta operou em sua capacidade máxima, reduzindo em 25% o número de partidas em comparação com a planta CSP sem reservas de operação.

Denholm *et al.* (2013) concluíram que o valor total da usina CSP variou de 80 a 135 US\$/MWh, representando um benefício adicional de 30 a 51 US\$/MWh em relação à usina inflexível e de 32 a 40 US\$/MWh em relação à usina fotovoltaica. Além disso, os benefícios associados à prestação de reservas de operação por usinas heliotérmicas, embora possam ocorrer, ainda devem ser estruturados de modo mais adequado para estudos futuros.

¹⁶ Taxa de rampa é a velocidade com que um gerador alcança a sua capacidade máxima.

Jorgenson *et al.* (2013) compararam o valor de três tecnologias de geração de energia elétrica a partir do recurso solar – usina fotovoltaica, planta CSP com tecnologia de cilindro parabólico e planta CSP com tecnologia de torre solar – simuladas no Colorado (PSCo e WACM). Os autores analisaram o valor operacional de todas as usinas e o valor de capacidade das usinas CSP com tecnologia de torre solar. Para o cálculo desses benefícios econômicos, foi aplicada a metodologia de Denholm e Hummon (2012), mas com o custo máximo para a planta convencional disponível igual a 144 US\$/kW/ano.

Os autores analisaram o valor das seguintes usinas CSP: uma planta com tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 367 MW, múltiplo solar igual a 2,2, resfriamento a seco e sistema de seis horas de armazenamento térmico; e cinco usinas heliotérmicas com tecnologia de torre solar, resfriamento a seco, múltiplo solar que variou de 1,3 a 2,7, potência nominal entre 462 MW e 222 MW, sendo uma usina sem sistema de armazenamento térmico e as demais usinas com sistemas de três, seis, nove e doze horas de armazenamento. Embora a geração anual de energia seja a mesma para todas as plantas, elas possuem dimensões diferentes devido ao perfil sazonal de cada tecnologia.

Uma questão relevante discutida por Jorgenson *et al.* (2013) refere-se à escolha da configuração ótima da planta, ou seja, aquela com melhor custo-benefício. No caso, os autores testaram plantas com múltiplo solar no intervalo de 1,0 a 3,5 e armazenamento de zero a doze horas. Foram selecionadas cinco configurações de menor LCOE e ajustada a capacidade para a mesma geração anual de energia. Os autores observaram que o aumento do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento térmico agregam valor ao sistema até determinado ponto. Um armazenamento muito grande pode adicionar pouco valor, pois há capacidade suficiente para armazenar quase toda a energia térmica recebida e a planta já é capaz de deslocar energia nas horas de maior custo. Além disso, a potência reduzida em grandes campos solares pode forçar a usina a armazenar energia durante períodos de alto valor.

Nesse contexto, a determinação da configuração ótima da usina heliotérmica também foi mencionada por Amoah *et al.*, (2022). Embora os autores não tenham calculado o valor da energia gerada pela CSP, eles destacaram que a construção de grandes campos solares pode não ser adequado, pois o aumento do múltiplo solar implica em um custo de investimento maior para a construção do campo solar e pode proporcionar um aumento pouco significativo da geração da planta.

Jorgenson *et al.* (2014) calcularam o valor operacional e o valor de capacidade de usinas fotovoltaicas e heliotérmicas em dois cenários: o primeiro com 33% de renováveis, do CAISO, e o segundo com 40% de renováveis, elaborado pelo NREL.

A produção de energia das usinas foi obtida através do SAM e as usinas foram comparadas com base na energia elétrica equivalente. A CSP foi modelada com tecnologia de torre solar, múltiplo solar igual a 1,3, resfriamento a seco e um sistema de seis horas de armazenamento térmico. Os autores analisaram o valor operacional e o valor de capacidade com base na metodologia aplicada por Denholm e Hummon (2012), mas consideraram 100 horas de maior carga líquida para análise dos créditos de capacidade.

No cenário 33%, as duas usinas promoveram a redução dos custos de produção, contudo a CSP apresentou um valor operacional adicional de 14,7 US\$/MWh em relação à fotovoltaica por deslocar os geradores a gás natural. Com o objetivo de avaliar o valor dessas usinas em um processo de expansão, os autores elaboraram o segundo cenário, onde a CSP apresentou um maior valor operacional adicional em relação à fotovoltaica (cerca de 17 US\$/MWh). Ainda na análise do valor operacional, os autores realizaram análises de sensibilidade (alterando os parâmetros múltiplo solar e horas de armazenamento) e constataram que plantas menores agregam maior valor ao sistema. Porém, o maior benefício econômico da usina heliotérmica, nesse estudo, referiu-se ao fornecimento de capacidade firme ao sistema elétrico, uma vez que, no cenário de 40% de renováveis, o valor de capacidade da CSP aumentou e o da usina fotovoltaica diminuiu.

A Tabela 2.2 apresenta os resultados obtidos nos estudos citados sobre o valor agregado por tecnologias de geração de energia elétrica, principalmente usinas solares, aos sistemas elétricos predominantemente termelétricos dos EUA.

Denholm *et al.* (2015) elaboraram um relatório que sintetiza os métodos aplicados nos estudos de plantas solares realizados nos Estados Unidos para estimar os benefícios de usinas heliotérmicas com o intuito de incentivar a implementação dessa tecnologia na China. Os autores destacaram, portanto, o valor que as plantas heliotérmicas agregam ao sistema elétrico em termos de energia, de capacidade, de serviços ancilares e outros benefícios que podem ocorrer no horizonte de longo prazo.

Tabela 2.2: Valor operacional, crédito de capacidade e valor de capacidade de usinas solares nos EUA

Estudo	Cenário – Inserção de fontes renováveis (%)	Tecnologia	TES (horas)	Valor operacional (US\$/MWh)	Crédito de capacidade (%)	Valor de capacidade (Mínimo/ Máximo) (US\$/MWh)
Denholm e Hummon (2012)	13	Inflexível	-	33,3	100,0	8,8/ 16,8
		Solar fotovoltaica	-	36,6	70,0	29,7/ 56,6
		CSP (PTC ^a)	0,0	35,5	75,0	29,1/ 55,3
		CSP (PTC)	6,0	42,1	98,0	21,2/ 40,4
	34	Inflexível	-	25,2	100,0	8,8/ 16,8
		Solar fotovoltaica	-	22,3	13,0	5,3/ 10,1
		CSP (PTC)	0,0	18,9	3,0	1,3/ 2,4
		CSP (PTC)	6,0	35,6	78,0	17,1/ 32,6
Denholm <i>et al.</i> (2013)	33	Inflexível	-	60,6	100,0	6,3/ 24,7
		Solar fotovoltaica	-	53,9	47,0	10,7/ 41,3
		CSP (PTC/sem reservas de operação)	6,0	66,2	-	-
		CSP (PTC/ com reservas de operação)	6,0	83,0	100,0	13,6/ 52,3
Jorgenson <i>et al.</i> (2013)	16	Solar fotovoltaica	-	33,6	-	-
		CSP (PTC)	6,0	45,0	-	-
		CSP (ST ^b)	0,0	34,0	-	-
		CSP (ST)	3,0 – 12,0	41,0 – 48,0	100,0	14,3 – 56,6
Jorgenson <i>et al.</i> (2014)	33	Solar fotovoltaica	-	31,9	22,0	15,2/ 26,3
		CSP (ST)	6,0	46,6	92,8	47,9/ 60,8
	40	Solar fotovoltaica	-	29,8	3,4	2,4/ 17,6
		CSP (ST)	6,0	48,0	96,6	49,8/ 63,1

Notas: ^a (coletor cilindro parabólico – sigla em inglês); ^b (torre solar – sigla em inglês).

O benefício econômico associado à produção de energia pela planta CSP pode ser obtido através de um modelo de despacho com preços de energia pré-determinados ou de um modelo de despacho pelo menor custo. No primeiro caso, os preços de energia são dados de entrada do modelo e a usina é otimizada de modo a maximizar a receita. É uma metodologia relativamente simples de implementar e requer dados limitados, mas depende do histórico de preços e não permite avaliar o impacto no sistema devido a alterações de características do parque gerador ou outras mudanças projetadas para o futuro.

O modelo de despacho pelo menor custo é mais usual e adequado para a análise dos benefícios que a usina proporciona ao sistema elétrico, como é possível observar nos

estudos citados. O modelo otimiza a operação do parque gerador e define o preço de energia a cada momento a partir do custo marginal de operação. O valor da energia consiste na diferença do custo total de operação do sistema elétrico entre o caso base (quando a CSP não está inserida no sistema) e o caso com a usina heliotérmica no sistema.

Para obter o benefício de capacidade da usina CSP, Denholm *et al.* (2015) destacaram a métrica ELCC e o método de aproximação descritos por Madaeni *et al.* (2011). Contudo, os autores sugeriram que a melhor análise dos créditos de capacidade deve considerar o período de maior carga líquida.

Denholm *et al.* (2015) reforçaram que o fornecimento de reservas de operação de usinas CSP está vinculado à taxa de rampa e que a provisão dessas reservas deve ser configurado como um serviço nulo de energia devido à limitação do recurso solar. Assim, a provisão máxima de serviços *up* é dada pela diferença entre a capacidade e a geração momentânea da planta, e a provisão máxima para serviços *down* é o nível mínimo de operação da usina.

Segundo os autores, ainda podem ocorrer outros benefícios econômicos após alguns anos de operação da planta heliotérmica, como a redução da demanda e do preço do gás natural, que seria parcial e/ou totalmente substituído pela CSP com sistema de armazenamento térmico de energia, visto que as turbinas a gás geralmente operam para o atendimento energético no período de maior demanda. No entanto, a avaliação desses benefícios não foi considerada neste trabalho.

Yagi *et al.* (2021) demonstraram que as usinas CSP com sistemas de armazenamento térmico podem fornecer capacidade a sistemas elétricos descarbonizados com percentual elevado de energia renovável intermitente, mantendo a confiabilidade do fornecimento de energia, sem emissões de carbono e com pouco impacto na viabilidade financeira das plantas heliotérmicas. Para realizar essa análise, os autores utilizaram um histórico de preços e carga referentes a um período de 18 anos (1998 a 2015) para 27 localidades do sudoeste dos EUA. Foram consideradas duas usinas CSP, ambas com tecnologia de torre solar e potência de 222 MW, mas uma usina com múltiplo solar igual a 2,0 e um sistema com seis horas de armazenamento, e outra usina com múltiplo solar igual a 3,0 e doze horas de armazenamento. A operação horária de cada heliotérmica foi determinada a partir da aplicação do *software* SAM e de um modelo de otimização desenvolvido pelos autores.

Yagi *et al.* (2021) avaliaram a operação das usinas CSP sob a ótica do investidor, ou seja, a operação heliotérmica foi direcionada para maximizar o lucro obtido com a venda da energia elétrica gerada, enquanto a planta CSP atendia ao critério de confiabilidade do sistema, definido como a disponibilidade de energia suficiente para operar em sua capacidade nominal durante as oito horas de maior carga de um determinado número de dias de cada ano. Os autores concluíram que as usinas CSP com múltiplo solar igual a 2,0 e seis horas de armazenamento térmico são capazes de atender ao critério de confiabilidade do sistema elétrico, mas para manter o nível de confiabilidade também em períodos com menor carga, é necessário uma configuração de planta maior. Além disso, o benefício de confiabilidade da tecnologia heliotérmica, proporcionado pela flexibilidade operacional do sistema de armazenamento, ocasionou pouco impacto no lucro em comparação com um cenário no qual a CSP deveria ser operada somente para maximizar o lucro.

Wolak (2021), embora não tenha estimado os benefícios de usinas CSP, destacou a importância do cálculo do valor de capacidade de novos geradores, com destaque para o atendimento à carga líquida do sistema ao longo do ano. Segundo o autor, o maior desafio de confiabilidade de um sistema com percentual elevado de energia renovável intermitente consiste na habilidade de atender aos picos de demanda líquida no ano. Em regiões com capacidade significativa de geração renovável, principalmente de usinas eólicas e fotovoltaicas, o processo de igualar a oferta à demanda em todas as horas do ano torna-se mais complexo, devido à intermitência e à variabilidade desses geradores. Desse modo, Wolak (2021) enfatiza a necessidade de revisar os mecanismos existentes para a adequação dos recursos a longo prazo.

Além dos estudos sobre os benefícios fornecidos por usinas heliotérmicas ao sistema elétrico norte-americano, vale mencionar as análises feitas por Brand *et al.* (2012) e Gauché *et al.* (2016) sobre o valor da CSP em países da África, além dos estudos de Zhou *et al.* (2019) e Moris *et al.* (2021) sobre os benefícios da CSP na China e no Chile, respectivamente.

Brand *et al.* (2012) utilizaram um modelo de otimização linear para calcular o investimento ótimo e o despacho de menor custo para os sistemas elétricos de Argélia e Marrocos, localizados no norte da África, buscando avaliar a possibilidade de aumentar a penetração de fontes renováveis nesses países. O objetivo era minimizar todos os custos (investimento, fixos e variáveis de operação e manutenção, combustíveis) das

tecnologias, trazidos a valor presente (ano de 2010) com uma taxa de desconto de 5%, sendo o horizonte de análise de 2010 a 2030, dividido em períodos de cinco anos. No caso da heliotérmica, foi selecionada uma planta com tecnologia de cilindro parabólico, sistema de armazenamento térmico de energia e refrigeração a seco para todas as plantas. Os autores utilizaram o SAM para obter a curva de produção de energia da planta e os parâmetros financeiros para o ano de 2010, sendo o custo da tecnologia nos anos seguintes, estimado por meio de curvas de aprendizado, que reduziram o custo da tecnologia no futuro.

O valor da despachabilidade da heliotérmica consistiu na diferença de custo entre um sistema com plantas CSP sem armazenamento e um sistema com plantas CSP com armazenamento. Os resultados mostraram que o valor da despachabilidade da heliotérmica é maior em Marrocos, que possui uma geração mais inflexível devido ao uso de carvão, do que na Argélia, cujo sistema elétrico apresenta maior flexibilidade devido ao uso do gás natural. Contudo, o valor da despachabilidade obtido não garante a competitividade das heliotérmicas em relação às outras renováveis devido ao alto custo de investimento. Por outro lado, a CSP deve ganhar maior importância quando aumentar a penetração de usinas eólicas e fotovoltaicas nesses sistemas elétricos.

Gauché *et al.* (2016) discutiram sobre o papel da CSP no estudo feito pela *Worldwide Fund for Nature – South Africa* (WWF-SA, sigla em inglês) sobre um cenário altamente renovável para a África do Sul em 2030. Os autores analisaram o valor da CSP ao comparar o LCOE do sistema com o LCOE de usinas heliotérmicas de 8 MW com tecnologia de torre solar e sistemas com seis e doze horas de armazenamento térmico. Os resultados mostraram que a usina CSP com doze horas de armazenamento pode contribuir para o sistema elétrico ao reduzir sua dependência dos preços dos combustíveis fósseis apesar do aumento do LCOE do sistema. Esse estudo, entretanto, além de consistir em uma análise de expansão do sistema, caracteriza uma avaliação incompleta do valor da tecnologia heliotérmica, mensurada apenas pelo cálculo dos custos nivelados de eletricidade.

Zhou *et al.* (2019) estimaram o custo e o benefício de usinas heliotérmicas em um sistema elétrico similar ao *grid* Noroeste da China em 2018. Primeiramente, os autores calcularam o LCOE de usinas CSP com tecnologias de cilindro parabólico e de torre solar, potência igual a 100 MW e diferentes configurações de múltiplo solar e horas de armazenamento térmico de energia. Os valores de LCOE obtidos para as usinas

consideradas encontram-se na faixa de 0,15 – 0,16 US\$/kWh, sendo que as usinas do tipo torre solar apresentaram menores custos. Por esse motivo, os autores analisaram os benefícios obtidos com a inserção de cinco usinas CSP com tecnologia de torre solar no sistema elétrico: três plantas com múltiplo solar igual a 1,6 e sistemas com quatro, seis e oito horas de armazenamento; e duas plantas com múltiplo solar igual a 1,8 e sistemas com seis e oito horas de armazenamento térmico.

Com o objetivo de estimar o benefício das usinas CSP, Zhou *et al.* (2019) construíram um modelo de despacho pelo menor custo para o sistema elétrico em estudo, no qual o carvão corresponde a aproximadamente 58% da capacidade instalada do sistema, que também possui usinas eólicas e fotovoltaicas. O sistema não possui usinas hidráulicas e os autores não consideraram restrições de transmissão de energia no modelo de custo de produção.

A partir da análise horária da operação da planta heliotérmica, os autores concluíram que a CSP pode ser benéfica para o sistema ao reduzir o corte de carga de fontes renováveis intermitentes que não possuem sistemas de armazenamento de energia (usinas eólicas e fotovoltaicas, sem baterias), além de reduzir o custo total de operação do sistema elétrico. O sistema de armazenamento térmico começou a ser carregado às 9 horas, contribuindo para diminuir o corte de carga durante o dia, e o descarregamento desse sistema iniciou às 18 horas, auxiliando a rampa (tomada de carga) do início da noite, quando as usinas fotovoltaicas não produzem energia.

Claramente, o sistema elétrico analisado por Zhou *et al.* (2019) é predominantemente térmico devido à participação elevada das usinas a carvão no parque gerador. Assim, todas as usinas CSP inseridas no sistema reduziram o custo total de operação uma vez que substituíram as termelétricas a carvão. Contudo, apesar dos benefícios citados, o estudo não contempla uma análise do benefício da CSP em um sistema hidrotérmico, além de não mencionar benefícios econômicos associados ao fornecimento de capacidade ao sistema elétrico.

Moris *et al.* (2021) compararam duas plantas híbridas, compostas por uma usina heliotérmica e uma usina solar fotovoltaica, com uma termelétrica a gás natural sob a ótica econômica, através do cálculo do LCOE, e em termos de benefícios para o sistema elétrico do Chile, predominantemente térmico – aproximadamente 51,1% da sua capacidade instalada é constituída por usinas a carvão, gás natural e óleo diesel.

As usinas híbridas foram inseridas em quatro cenários, a saber: i) a usina CSP não possui restrições de geração durante o ano; ii) a usina CSP não possui restrições de operação durante o verão, mas no inverno a energia térmica disponível deve ser utilizada à noite; iii) a usina CSP não possui restrições de operação durante o inverno, mas no verão a geração heliotérmica deve apenas complementar a geração fotovoltaica; iv) a usina CSP possui uma restrição de operação durante o ano, podendo gerar apenas à noite (entre 20h e 8h). A primeira planta híbrida simulada é composta por uma usina fotovoltaica de 150 MW e uma usina CSP de 130 MW com tecnologia de torre solar, um sistema com treze horas de armazenamento térmico e múltiplo solar otimizado para cada cenário, com base no LCOE fornecido pelo *software* SAM. A segunda planta híbrida, inserida também nos cenários descritos, é composta pela usina fotovoltaica de 150 MW e por uma usina CSP de 130 MW com tecnologia de torre solar, um sistema com seis horas de armazenamento e múltiplo solar otimizado para cada cenário. A termelétrica a gás natural considerada possui 225 MW de potência e opera em ciclo combinado.

Segundo Moris *et al.* (2021), a configuração que minimizou o LCOE foi a planta híbrida composta pela usina fotovoltaica e a CSP com treze horas de armazenamento sem restrições de geração durante o ano (cenário “i”). Em todos os cenários considerados, o LCOE dessa usina híbrida foi inferior ao LCOE da térmica a gás estimado para o maior fator de capacidade considerado. Os autores destacaram também o benefício de flexibilidade fornecido pela heliotérmica, a ausência de emissões de gases de efeito estufa e a não dependência de mercados externos para o fornecimento de combustíveis, porém esses benefícios não foram calculados pelos autores.

Conforme pode ser visto nos estudos encontrados na literatura internacional, as usinas CSP com sistemas de armazenamento podem evitar alguns custos referentes ao fornecimento de energia, de capacidade e de serviços ancilares ao sistema elétrico onde estão inseridas, assim como auxiliar a entrada de outras fontes renováveis intermitentes como eólica e solar fotovoltaica sem baterias. Entretanto, os benefícios da tecnologia heliotérmica foram avaliados apenas em sistemas elétricos predominantemente térmicos, diferentemente do sistema elétrico brasileiro, composto, em sua maior parte, por usinas que utilizam fontes renováveis na geração de eletricidade, com destaque para a geração hidráulica. Os benefícios econômicos proporcionados por usinas CSP a sistemas hidrotérmicos, como é o caso do Brasil, podem ser distintos dos benefícios verificados

nos sistemas de base térmica. Estimar os benefícios econômicos proporcionados pela usina CSP ao SIN brasileiro é um dos objetivos desta tese.

2.4 Custo líquido de eletricidade

Além dos estudos sobre o LCOE, os custos de integração das tecnologias de geração de energia elétrica e os benefícios econômicos proporcionados pela inserção dessas tecnologias aos sistemas elétricos, alguns especialistas passaram a propor o cálculo do custo líquido dos recursos energéticos. Para Mills e Wiser (2012), o cálculo do custo líquido pode auxiliar a seleção de recursos destinados a portfólios de fontes renováveis, sendo os recursos com menor custo líquido selecionados para compor o portfólio. Assim, os autores sugeriram o primeiro método para o cálculo do custo líquido (Equação 2.7), que consiste na diferença entre o custo de adicionar o recurso energético e os custos evitados por deslocar outros recursos.

$$Net\ cost\ (\$/MWh) = Resource\ delivered\ cost\ (\$/MWh) - Avoided\ costs\ (\$/MWh) \quad (2.7)$$

Os custos evitados da Equação (2.7) correspondem ao valor de capacidade e ao valor de energia. Considerando como exemplo uma planta solar, os custos evitados de capacidade e de energia podem ser estimados através das Equações (2.8) e (2.9), também propostas por Mills e Wiser (2012).

$$Capacity\ value\ (\$/MWh) = \frac{FC_{peak}}{8760\ (h/yr)} \frac{CC_S}{CF_S} \quad (2.8)$$

Onde:

FC_{peak} é o custo de investimento fixo anualizado de uma planta de pico (em \$/MW/ano);

CC_S representa o crédito de capacidade da planta solar (em % da potência nominal);

CF_S é o fator de capacidade da usina solar (em %).

$$Energy\ value\ (\$/MWh) = \frac{\sum_t p^t E_S^t}{\sum_t E_S^t} \quad (2.9)$$

Onde:

p^t representa o custo marginal de produção (em \$/MWh);

E^t_S é a geração horária da usina (em MWh).

A metodologia criada por Mills e Wisser (2012) para estimar o custo líquido – que pode ser aplicada a qualquer tecnologia de geração de energia elétrica – foi aprimorada pela CSP Alliance (2014), que incluiu os custos de transmissão, de integração e benefícios econômicos associados ao fornecimento de serviços ancilares. O custo líquido passou, então, a ser definido pela Equação (2.10). Ressalta-se que os termos “*energy benefits*” e “*capacity benefits*” equivalem, respectivamente, aos termos “*energy value*” e “*capacity value*”.

$$\begin{aligned} \text{Net cost} = & \text{LCOE (or bid cost)} + \text{Transmission cost} + \text{Integration cost} - \\ & \text{Energy benefits} - \text{Capacity benefits} - \text{Ancillary service benefits} \quad (2.10) \end{aligned}$$

O custo de transmissão corresponde ao custo de investimento em rede de transmissão, conforme proposto por Ueckerdt *et al.* (2013). O custo de integração refere-se ao custo adicional de regular a carga além dos níveis históricos. Os benefícios de serviços ancilares resultam do fornecimento deste tipo de serviço por alguns geradores, como usinas heliotérmicas com sistemas de armazenamento térmico de energia, que podem fornecer reservas de potência além de outros serviços prestados por geradores síncronos¹⁷, como controle de tensão e regulação da frequência, por exemplo.

De acordo com a CSP Alliance (2014), os custos e os benefícios da CSP podem ser obtidos por meio de modelos de despacho, seja com preços exógenos¹⁸ ou de menor custo de produção, conforme citado por Denholm *et al.* (2015).

Para obter o valor de capacidade das usinas, a CSP Alliance (2014) propôs a estimativa dos créditos de capacidade dessas usinas, conforme os métodos sugeridos por Madaeni *et al.* (2011): a análise de confiabilidade (ELCC) ou o método de aproximação, descritos no item 2.3.

¹⁷ Geradores síncronos consistem em máquinas elétricas rotativas que realizam a conversão da energia mecânica em energia elétrica.

¹⁸ Preços exógenos são preços de mercado fixos e externos ao modelo. Uma limitação do uso de modelos que aplicam preços exógenos é que o efeito da energia produzida e dos serviços ancilares fornecidos pela usina ao sistema elétrico não é considerado nos preços de mercado (CSP ALLIANCE, 2014).

A CSP Alliance (2014) propôs uma metodologia específica para estimar os custos de integração. De modo geral, o cálculo do custo de integração requer um caso base (no qual nenhuma fonte renovável adicional é inserida no sistema para atender a demanda). Neste caso, o custo de integração da planta CSP (em US\$) na hora t é dado pela Equação (2.11).

$$\begin{aligned}
 Integ_{cost}[t] = & Prc_{LFU}[t] \times (Req_{LFU_{scenario}[t]} - Req_{LFU_{baseline}[t]}) \\
 & + Prc_{LFD} \times (Req_{LFD_{scenario}[t]} - Req_{LFD_{baseline}[t]}) \\
 & + Prc_{RU}[t] \times (Req_{RU_{scenario}[t]} - Req_{RU_{baseline}[t]}) \\
 & + Prc_{RD} \times (Req_{RD_{scenario}[t]} - Req_{RD_{baseline}[t]})
 \end{aligned}
 \tag{2.11}$$

Onde:

Prc é o preço da energia;

LFU é a reserva *load-following up*;

LFD é a reserva *load-following down*;

RU é a reserva de regulação *up*;

RD é a reserva de regulação *down*;

Req é a demanda;

$scenario[t]$ é o sistema com a CSP;

$baseline[t]$ é o sistema sem a CSP.

Para obter o custo de integração em unidade de geração, divide-se o resultado pela energia produzida naquela hora. Contudo, a desvantagem desse método para obter o custo de integração, assim como os benefícios econômicos decorrentes do fornecimento de serviços ancilares, é a necessidade de modelos de despacho sub horários bastante robustos, o que resulta em maior esforço computacional.

Outros estudos relevantes no contexto deste trabalho foram realizados por Mehos *et al.* (2015), Jorgenson *et al.* (2016) e Mai *et al.* (2021). Mehos *et al.* (2015) estimaram o valor líquido de usinas CSP no cenário com 33% de recursos renováveis na Califórnia. O valor líquido consistiu na diferença entre o valor total da usina (valor de capacidade e valor operacional) e o LCOE. As plantas CSP foram simuladas com diferentes valores de

múltiplo solar e capacidade de armazenamento térmico de energia, para os anos 2013 e 2020, quando ocorreu o aumento do preço do gás natural e a redução dos incentivos de 30% para 10% entre os dois anos.

Os autores utilizaram a metodologia de Denholm *et al.* (2013) para o cálculo do valor operacional e o método de aproximação de Denholm *et al.* (2015) para o cálculo do crédito de capacidade. O LCOE foi estimado no SAM, aplicando-se parâmetros financeiros de 2013 e estimativas destes para 2020. Foram elaborados cenários que incluíram o aumento do preço do gás natural até 2020 em 150% e 200%.

Os resultados apontaram que o valor líquido da CSP aumentou com maior capacidade de armazenamento e diminuiu para campos solares maiores. O LCOE reduziu com o aumento do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento, devido ao melhor uso do bloco de potência (maior fator de capacidade) e amortização do capital mais rápida. Embora este estudo seja uma análise de expansão do sistema, é relevante por incluir os custos e benefícios da tecnologia heliotérmica.

Jorgenson *et al.* (2016) estimaram o custo líquido (em US\$M) de usinas fotovoltaicas com baterias, usinas fotovoltaicas com turbinas a gás natural e de plantas CSP com sistemas de armazenamento térmico de seis a dezoito horas no sistema elétrico da Califórnia, considerando um cenário com 40% de fontes renováveis. Os autores calcularam os custos de capital do primeiro ano anualizados dessas tecnologias e subtraíram o valor de capacidade e o valor operacional dos custos de capital iniciais. O valor de capacidade da CSP foi estimado através dos créditos de capacidade da planta durante as cem horas de maior carga líquida, e o valor operacional foi determinado pela redução do acionamento das usinas termelétricas a gás natural e dos custos de emissões de carbono. Os resultados indicaram que os custos atuais para plantas CSP com sistemas de armazenamento e usinas fotovoltaicas com baterias são superiores aos custos das usinas fotovoltaicas com geradores térmicos a gás natural. Segundo os autores, as plantas heliotérmicas com armazenamento podem agregar maior valor ao sistema elétrico do que as usinas fotovoltaicas, mas ainda não são economicamente viáveis devido ao alto custo de investimento.

Em oposição ao uso do LCOE para avaliação da competitividade das fontes energéticas, Mai *et al.* (2021) sugeriram o cálculo do valor líquido de eletricidade (*Net Value of Electricity – NVOE*) e do valor líquido de capacidade (*Net Value of Capacity – NVOC*). Para uma determinada tecnologia de geração de energia elétrica, o NVOE

consiste na diferença entre o valor total do sistema – que equivale ao valor dos serviços que a tecnologia fornece ao sistema – e o LCOE da usina. O cálculo do NVOC é similar ao cálculo do NVOE, mas ao invés de nivelar o valor líquido pela energia elétrica, é definido como o valor líquido anualizado pela capacidade instalada. Os resultados de NVOE e NVOC são obtidos em US\$/MWh e US\$/MW/ano, respectivamente. A tecnologia de geração analisada é viável economicamente se o valor líquido for maior ou igual a zero.

Mai *et al.* (2021) ilustraram os cálculos de LCOE, NVOE e NVOC com um exemplo similar aquele apresentado por Joskow (2011), com dois períodos de demanda (pico e fora de pico), mas consideraram cinco diferentes tecnologias de geração de energia elétrica, não especificadas. Os autores concluíram que a tecnologia com os maiores valores de NVOE e NVOC não foi a tecnologia que apresentou o menor LCOE. Portanto, o LCOE caracteriza uma métrica incompleta para avaliação da competitividade das fontes energéticas. Contudo, a análise dos parâmetros (LCOE, NVOE e NVOC) sugeridos pelos autores também pode levar a uma avaliação incompleta da viabilidade econômica das fontes energéticas, pois o cálculo do LCOE não quantifica os benefícios econômicos das tecnologias para o sistema, e os parâmetros NVOE e NVOC não incluem todos os custos de uma tecnologia de geração, apenas aqueles que integram o cálculo do LCOE, não sendo considerados os custos de integração e de transmissão.

Como pode ser observado nos estudos citados, a metodologia referente ao cálculo do custo líquido, com resultados em US\$/MWh, ainda não foi aplicada para nenhum recurso energético. Além disso, o custo líquido estimado por Jorgenson *et al.* (2016) foi obtido em milhões de dólares, além de ter sido calculado para geradores inseridos no sistema predominantemente termelétrico da Califórnia. Nesse sentido, o cálculo do custo líquido de usinas heliotérmicas simuladas em um sistema elétrico hidrotérmico com expressiva participação da geração hidráulica, como no Brasil, caracteriza a originalidade e uma das contribuições deste trabalho para a literatura.

2.5 Estudos realizados no Brasil

Este item aborda alguns estudos realizados no Brasil sobre a análise da viabilidade técnica-econômica da tecnologia heliotérmica no país, assim como a literatura nacional

existente sobre a análise do valor econômico dos recursos energéticos, especialmente das usinas CSP.

2.5.1 Análise da viabilidade técnica-econômica das usinas heliotérmicas no Brasil

Considerando o principal objetivo deste trabalho – a análise da viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica a partir do cálculo do custo líquido da energia elétrica gerada pela usina CSP – ressaltam-se os estudos nacionais (Lodi, 2011, Soria, 2011, Soria *et al.*, 2014, Sulyok, 2014, Mantilla, 2017, Rufino e Tapia, 2018, Tavares *et al.*, 2020, Torres *et al.*, 2021, Amorim *et al.*, 2022, Amaral, 2022) que, embora não tenham estimado os benefícios das plantas CSP no Brasil, analisaram a viabilidade técnica e econômica dessa tecnologia no país.

Lodi (2011) analisou o potencial e a viabilidade técnico-econômica de uma planta heliotérmica com capacidade de 30 MW sem sistema de armazenamento térmico, localizada em Bom Jesus da Lapa (BA). A autora utilizou o *software* SAM para estimar a produção de energia da planta e um modelo próprio desenvolvido para obter o LCOE. Como resultado, a autora concluiu que a CSP ainda não é competitiva no país.

Soria (2011) e Soria *et al.* (2014) analisaram a influência do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento sobre a área do campo solar, o fator de capacidade da usina e o LCOE de diferentes configurações de plantas heliotérmicas localizadas em Campo Grande (MS). As plantas foram simuladas no SAM alterando-se a capacidade de armazenamento térmico e a hibridização com bagaço de cana-de-açúcar. Os resultados também mostraram a não competitividade de todas as configurações de CSP modeladas com base apenas no custo nivelado de energia.

Sulyok (2014) fez uma análise da viabilidade econômica de uma planta piloto de CSP com tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 50 MW e 7,5 horas de armazenamento térmico. Nessa análise, o autor calculou o fluxo de caixa descontado, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o custo nivelado de energia. No contexto deste projeto, destaca-se a estimativa do LCOE realizada pelo autor. A operação da planta foi simulada no SAM para obter a geração de energia elétrica considerando os valores de irradiação direta normal de Bom Jesus da Lapa. Dados referentes ao fator de capacidade

e eficiência da usina não foram citados. O cálculo do LCOE foi realizado por meio de um modelo desenvolvido pelo autor, assim como Lodi (2011) e equivalente à fórmula de Short *et al.* (1995), aplicando-se como custo de investimento da planta os dados do mercado espanhol, taxa de retorno equivalente a 10%, taxa de inflação igual a 3%, custo de O&M igual a 50 US\$/MWh e vida útil de 35 anos. O autor também concluiu que a tecnologia heliotérmica ainda não é competitiva no Brasil comparando-se o custo do MWh gerado pela CSP com os custos do MWh produzido por usinas hidrelétricas e eólicas no país. Apesar de várias estimativas financeiras para avaliar a viabilidade da planta CSP, o trabalho é limitado, visto que não é considerado nenhum benefício da heliotérmica para o sistema elétrico brasileiro.

Mantilla (2017) realizou uma análise técnico-econômica de diferentes plantas CSP com concentradores cilíndricos parabólicos e discos parabólicos, simuladas nos municípios de Icapuí (CE), Brasília (GO) e Curitiba (PR). Para cada localidade, o autor utilizou o SAM para estimar o fator de capacidade da usina e o custo nivelado de energia. Foram simuladas usinas com a tecnologia de cilindro parabólico com e sem sistemas de armazenamento térmico de energia e hibridização. Os municípios foram escolhidos para se comparar o potencial de instalação de usinas CSP em regiões distintas do país, tomando-se como referência apenas os dados de irradiação direta normal e não considerando a disponibilidade de água, o que consistiu em uma limitação do estudo. No caso da usina cilindro parabólico com armazenamento térmico e sem hibridização, adotou-se óleo térmico como fluido de transferência de calor e sais fundidos para o sistema de armazenamento. A análise do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento térmico foi feita variando-se o múltiplo solar de 1,4 a 2,0 para seis e oito horas de armazenamento. A usina CSP com múltiplo solar igual a 1,6 e seis horas de armazenamento térmico foi selecionada para prosseguir o estudo. A cidade de Icapuí apresentou o melhor potencial para geração de energia (devido à maior disponibilidade de recurso solar) e o menor LCOE. Contudo, a heliotérmica ainda não é competitiva no país frente às outras fontes energéticas disponíveis. O autor sugeriu, portanto, a realização de leilões específicos para as usinas heliotérmicas. Os leilões são importantes, mas devem-se considerar também os benefícios dessa fonte para o sistema elétrico que não foram destacados pelo autor.

Rufino e Tapia (2018) estimaram a viabilidade econômica, através do LCOE, de plantas heliotérmicas simuladas nos municípios de Assú, Caicó e Mossoró, localizados

no estado do Rio Grande do Norte (RN). Os autores analisaram usinas com tecnologia de cilindro parabólico e de torre solar, com refrigeração úmida e seca, sem e com sistemas de armazenamento térmico, resultando em oito simulações realizadas com o *software* SAM. Foram considerados um sistema de oito horas de armazenamento e a potência nominal da turbina igual a 50 MW. Os resultados mostraram que as usinas CSP com armazenamento apresentam menor LCOE do que as plantas sem armazenamento, e a tecnologia de cilindro parabólico com sistema de refrigeração úmida é a mais viável economicamente. Os municípios de Caicó e Mossoró reúnem melhores condições para a instalação de plantas heliotérmicas do que o município de Assú, mas Caicó ainda não possui infraestrutura suficiente do SIN para receber essas usinas. Nesse sentido, destaca-se a importância de se analisar não apenas o potencial de geração heliotérmico, mas também a infraestrutura existente na localidade escolhida.

Outro estudo relevante foi feito por Malagueta *et al.* (2013, 2014), que analisaram o impacto da inserção em larga escala de plantas CSP no Brasil em um horizonte de longo prazo (2040). Para essa análise, os autores também utilizaram o *software* SAM para estimar a geração de energia elétrica de usinas heliotérmicas localizadas nos municípios de Bom Jesus da Lapa (BA) e Campo Grande (MS). Os resultados foram utilizados no modelo de expansão MESSAGE¹⁹ para otimização do sistema elétrico. De acordo com as premissas adotadas pelos autores, a inserção de usinas CSP ainda não é economicamente viável no Brasil, uma vez que o modelo aponta a expansão do sistema ao menor custo baseada em hidrelétricas e térmicas a gás natural e bagaço de cana-de-açúcar. Diante dos resultados encontrados, os autores propõem, como no estudo de Mantilla (2017), a realização de leilões de energia específicos para a contratação de usinas heliotérmicas. Torna-se claro, portanto, que a CSP pode ser benéfica para o sistema elétrico brasileiro e esses benefícios podem viabilizar a contratação de plantas heliotérmicas.

Tavares *et al.* (2020) avaliaram a competitividade da tecnologia heliotérmica no mercado brasileiro através do cálculo do LCOE de usinas CSP cuja operação foi simulada com o *software* SAM para vinte localidades brasileiras: Bom Jesus da Lapa (BA), Porto Nacional (TO), Petrolina (PE), Belo Horizonte (MG), Brasília (DF), Campo Grande (MS), Fortaleza (CE), Salvador (BA), Rio de Janeiro (RJ), Recife (PE), Cuiabá (MT),

¹⁹ O programa computacional MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*) foi desenvolvido pela Agência de Energia Atômica dos Estados Unidos para avaliar estratégias de abastecimento de energia à luz de restrições, como limites de investimento, disponibilidade e preço de combustíveis, regulações ambientais, entre outras.

Boa Vista (RR), Florianópolis (SC), São Paulo (SP), Porto Velho (RO), Belém (PA), Curitiba (PR), Jacareacanga (PA), Santa Maria (RS) e Manaus (AM). As plantas CSP consideradas pelos autores possuem tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 50 MW, um sistema com sete horas de armazenamento térmico e múltiplo solar otimizado para cada localidade com o intuito de minimizar o LCOE das usinas. Tomando-se como referência a usina termelétrica com maior custo de geração contratada no leilão de energia alternativa realizado em abril de 2015, os autores concluíram que a tecnologia heliotérmica não é competitiva economicamente em nenhuma localidade brasileira, pois os valores de LCOE obtidos foram superiores ao custo da térmica mais cara contratada.

Para incentivar o desenvolvimento da tecnologia heliotérmica no Brasil, Tavares *et al.* (2020) sugeriram a aplicação de um mecanismo especial de depreciação²⁰ de ativos na análise de viabilidade econômica das usinas CSP. Nesse sentido, os autores aplicaram dois métodos de depreciação: linear e acelerada, ambos considerando o horizonte de tempo do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 e perspectivas de redução de custos da heliotérmica. Em cada localidade e para cada método de depreciação, o LCOE da CSP foi comparado com o Custo Marginal de Expansão (CME). No mecanismo de depreciação linear, a usina CSP tornou-se viável economicamente em nove localidades e, no mecanismo de depreciação acelerada, o LCOE das plantas CSP foi inferior ao CME em todas as localidades brasileiras analisadas. Os autores concluíram, portanto, que a tecnologia heliotérmica não é competitiva com outras fontes no Brasil considerando o atual sistema de leilão de energia, mas as projeções de redução de custos podem torná-la economicamente atrativa nos próximos anos.

Torres *et al.* (2021) analisaram a viabilidade econômica, através do LCOE e de outros indicadores financeiros como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), de uma usina CSP com tecnologia de torre solar, potência nominal da turbina igual a 19,9 MW, múltiplo solar de 1,9 e um sistema de quinze horas de armazenamento térmico de energia. A operação da usina foi simulada com o *software* SAM para a localidade de Bom Jesus da Lapa. Os resultados mostraram que a planta heliotérmica não é viável economicamente, mas que uma redução de aproximadamente 33% no custo de investimento da usina e de 42% na taxa de desconto aplicada pode reduzir o LCOE da CSP e torná-la competitiva com fontes de energia renovável

²⁰ A depreciação de um bem consiste na perda do seu valor ao longo do tempo devido ao seu uso, obsolescência e desgaste.

intermitente, como a solar fotovoltaica. Nesse sentido, os autores defenderam a criação de incentivos pelo governo brasileiro com o intuito de reduzir o custo de investimento das usinas CSP, como, por exemplo, através da fabricação dos espelhos coletores, das turbinas e de outros componentes da planta em território nacional.

Amorim *et al.* (2022) compararam o custo de uma usina heliotérmica com os custos de usinas termelétricas contratadas nos leilões de energia realizados pela ANEEL. Os autores conduziram uma análise paramétrica no *software* SAM para obter a configuração de uma planta CSP com o menor valor de LCOE. A usina CSP selecionada possui a tecnologia de torre solar e a sua operação foi simulada no SAM para a localidade brasileira de Petrolina (PE). As variáveis consideradas na análise paramétrica foram a potência nominal da turbina, o múltiplo solar, a irradiância de projeto e a capacidade do sistema de armazenamento térmico. A planta heliotérmica que apresentou o menor LCOE possui potência nominal de 95 MW, múltiplo solar igual a 3,0, irradiância de projeto igual a 650 W/m² e um sistema de dezoito horas de armazenamento. O LCOE obtido para essa planta equivale a 149,9 US\$/MWh.

A partir da análise das usinas termelétricas vencedoras dos leilões de energia realizados entre os anos 2005 e 2019, Amorim *et al.* (2022) constataram que o valor médio e o valor máximo dos lances para os geradores térmicos corresponderam a aproximadamente 68 e 106 US\$/MWh, respectivamente. Logo, ao analisar apenas o custo nivelado de energia, a tecnologia heliotérmica ainda não é competitiva com geradores termelétricos convencionais. Para fomentar a competitividade de usinas CSP no Brasil, os autores sugeriram incentivos à produção nacional dos componentes da heliotérmica e a precificação da capacidade de despacho das tecnologias de geração de energia elétrica.

Amaral (2022) realizou uma análise de viabilidade técnica-econômica da tecnologia heliotérmica cuja operação foi simulada com o *software* SAM para o município de Rosana (SP). Foram consideradas usinas CSP com tecnologia de cilindro parabólico, potência nominal de 0,56 MW, sem armazenamento e com sistema de seis horas de armazenamento. O autor avaliou a atratividade econômica das usinas CSP simuladas comparando os resultados de LCOE obtidos através do SAM com o LCOE médio estimado pela IRENA para o ano de 2019. Amaral (2022) concluiu que a tecnologia heliotérmica para a localidade escolhida ainda é cara em relação a outros locais no mundo, propondo a fabricação nacional dos equipamentos com o objetivo de reduzir o custo de investimento da planta CSP.

Conforme pode ser visto, os estudos apontaram que a tecnologia heliotérmica ainda não é competitiva com outras tecnologias de geração de energia elétrica no Brasil, quando avaliada somente pelo custo nivelado de eletricidade, sem considerar os benefícios da tecnologia para o sistema. Para o caso do Brasil as estimativas realizadas acerca da viabilidade técnica e econômica de usinas heliotérmicas não contemplam o cálculo do custo líquido de eletricidade e, portanto, os possíveis benefícios econômicos proporcionados por usinas CSP ao sistema elétrico brasileiro ainda não foram incluídos na avaliação da viabilidade técnica e econômica da tecnologia heliotérmica.

2.5.2 Análise do valor de recursos energéticos no Brasil

Na esfera nacional, destacam-se os estudos de Gemignani *et al.* (2014) e Castro (2015) sobre o valor das usinas heliotérmicas para o sistema elétrico brasileiro. Gemignani *et al.* (2014) analisaram o valor da fonte solar no SIN simulando diferentes cenários de expansão da geração de médio prazo (dez anos), tomando como referência o caso base do PDE 2021, para o período de 2012 a 2021. As simulações foram realizadas com o modelo NEWAVE, em que a geração solar foi modelada de modo determinístico (valor médio mensal) a cada mês da simulação para o patamar de carga média. Além da representação determinística do recurso solar, não foi possível modelar as usinas CSP com sistemas de armazenamento, pois o modelo NEWAVE não fornece a geração de energia com discretização horária. Além disso, os autores não especificaram se as usinas solares eram fotovoltaicas ou heliotérmicas sem armazenamento nem o porte dessas usinas.

A metodologia consistiu em simular o SIN variando o volume de energia solar ofertada (1% e 3% da demanda dependendo do cenário) e a localização das usinas nos subsistemas. Assim, além do cenário base, foram elaborados quatro novos cenários: i) toda a geração solar no subsistema SE/CO para atender 1% da demanda; ii) toda a geração solar no subsistema SE/CO para atender 3% da demanda; iii) toda a geração solar no subsistema NE para atender 1% da demanda; e iv) a geração solar repartida igualmente entre os subsistemas SE/NE, totalizando a mesma oferta do SE com 1%.

Os autores analisaram o risco de déficit, o custo marginal de operação, o custo médio de operação e o custo evitado, sendo este último obtido ao dividir o custo da operação do sistema pela energia produzida. Os resultados mostraram que o risco de

déficit e o custo marginal de operação foram reduzidos em todos os cenários. O custo médio de operação diminuiu 10% aumentando a oferta de energia solar. Os custos evitados foram superiores ao custo de investimento, em maior probabilidade. Entretanto, as simulações não capturaram todas as características das fontes e os autores podem ter subestimado o valor da energia solar. Além disso, o estudo foi feito para o sistema planejado para 2021 e desconsiderou qualquer benefício proveniente de uma postergação no investimento de outro recurso. Não foi avaliado o valor de capacidade das usinas.

Castro (2015) avaliou o benefício econômico da inclusão de usinas heliotérmicas no SIN. O autor estimou o valor que a energia elétrica e a capacidade provenientes de plantas CSP agrega à configuração do SIN esperada para 2022, implementada no PLEXOS. As usinas heliotérmicas de 100 MW foram simuladas no SAM com a tecnologia de cilindro parabólico, resfriamento a seco e dois tanques de sal fundido considerando os índices de DNI em Bom Jesus da Lapa (BA). A geração solar horária obtida no SAM foi inserida no PLEXOS e algumas simulações foram feitas variando o múltiplo solar e a capacidade de armazenamento das usinas, avaliando o impacto em termos de custos evitados para o sistema e comparando os resultados com uma usina inflexível. No PLEXOS, foram feitas simulações de médio prazo (53 semanas com 6 patamares de carga em cada semana) e curto prazo (364 dias com discretização horária em cada dia). O valor da energia das plantas heliotérmicas simuladas consistiu na média ponderada do produto do custo marginal de operação pela geração da usina em cada hora do ano (raciocínio análogo a Mills e Wiser, 2012). O valor da capacidade das usinas heliotérmicas foi obtido ao aplicar a metodologia de aproximação para o cálculo do crédito de capacidade das usinas CSP, que foi estimado a partir da análise do fator de capacidade das heliotérmicas durante o período equivalente às dez horas de maior demanda líquida do ano.

Os resultados de Castro (2015) mostraram que, entre as plantas simuladas, a usina heliotérmica com múltiplo solar igual a 1,5 e três horas de armazenamento agrega o maior valor ao SIN, sendo este valor 48% superior ao benefício de uma usina inflexível e 23% superior ao benefício de uma CSP com o mesmo campo solar e sem armazenamento térmico. Esse estudo fornece uma visão clara do valor que as usinas heliotérmicas podem agregar ao sistema elétrico brasileiro. Contudo, uma limitação desse estudo é o uso do PLEXOS, que não é utilizado para a operação do SIN e, por isso, o autor fez adaptações

e precisou inserir restrições extras no modelo para que este se aproximasse da realidade brasileira.

Por fim, vale salientar que os estudos de Morais (2015) e Cavados (2015), embora não tenham realizado a avaliação do valor da CSP, enfatizaram a importância da análise do valor das fontes para a operação do SIN. Destaca-se, ainda, o estudo de Amado *et al.* (2021) sobre o crédito de capacidade de usinas eólicas e fotovoltaicas no Brasil.

Morais (2015) analisou o valor das fontes eólica e solar fotovoltaica para o sistema elétrico brasileiro. O autor simulou a produção de energia renovável a partir de dados meteorológicos para diferentes locais do Brasil e calculou o fator de valor de cada fonte utilizando a série histórica do PLD como indicador do CMO. O valor da fonte renovável consistiu no produto entre o CMO e a sua produção no período t . O fator de valor (FV) é dado pela Equação (2.12).

$$FV = \frac{\text{média}(\text{valor}_t)}{\text{média}(\text{CMO}_t) \times \text{média}(\text{produção renovável}_t)} \quad (2.12)$$

Para a análise da fonte solar foram utilizados dados do modelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), para o período de 1979 até 2013, validados através do banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Foram selecionadas as estações do ECMWF com os dados consistentes mais próximos das estações do INPE. A análise do fator de valor foi feita para cada estação escolhida com base na produção de energia solar fotovoltaica, obtida após a transformação dos dados meteorológicos em energia elétrica através do *software* R e do dimensionamento do conjunto de painéis utilizado.

O autor concluiu que a localização da usina solar impacta no seu fator de valor. Além disso, o valor da fonte varia conforme a trajetória das variáveis que o define. Assim, quando o PLD e a produção estão altos, o valor da fonte solar também é elevado. Ou seja, a geração solar pode auxiliar o sistema a economizar quando a energia elétrica está mais cara. Embora o autor tenha estimado o valor da fonte solar fotovoltaica, que difere da usina heliotérmica com sistema de armazenamento térmico de energia, os resultados apontaram que os leilões de energia no Brasil podem contratar novos empreendimentos renováveis sob a ótica do valor destes para o sistema elétrico.

Cavados (2015) avaliou os impactos que a energia eólica pode trazer para o SIN no curto prazo. Para isso, o autor simulou a operação do sistema elétrico brasileiro de 2022 no PLEXOS, conforme as premissas do PDE 2022. Como resultado, observou-se que o aumento da geração eólica pode resultar em déficit e preços de energia mais elevados devido à intermitência dessa fonte e à inflexibilidade do sistema elétrico, que se torna muito vulnerável a grandes variações de geração horária. Para resolver esse problema, o autor sugeriu a inserção de plantas termelétricas a gás natural no sistema elétrico pelo fato de estas consistirem em usinas flexíveis/despacháveis. Duas limitações são observadas: a representação do SIN no PLEXOS não é perfeita, pois esse modelo não foi desenvolvido para o sistema elétrico brasileiro; e a outra limitação é o uso do gás natural, que caminha na contramão para uma matriz mais renovável e sempre estará vinculado às oscilações de preço no mercado, ocasionando variações no custo da energia. O autor destacou que o aumento da participação das fontes intermitentes (eólica e solar sem armazenamento) no SIN implica na necessidade de investimento em tecnologias despacháveis e na diversificação da matriz elétrica brasileira.

Amado *et al.* (2021) estimaram o crédito de capacidade de usinas eólicas e fotovoltaicas no Brasil. Os autores calcularam a contribuição da geração eólica e solar fotovoltaica nos horários de pico de carga do SIN, ao longo de um ano, através da análise de confiabilidade ELCC. A modelagem das usinas participantes do sistema elétrico foi realizada a partir de dados adquiridos do ONS para o período compreendido entre os anos 2017 e 2019. As simulações do sistema elétrico foram realizadas com o *software Renewable Energy Probability Assessment (REPRA)*, desenvolvido pelo NREL, e com um programa computacional desenvolvido pelos autores, que analisaram os créditos de capacidade das usinas eólicas e fotovoltaicas no SIN e, também, no subsistema Nordeste, onde está concentrada grande parte das eólicas e fotovoltaicas do país. Por esse motivo, o subsistema Nordeste foi isolado do restante do SIN nas simulações.

No SIN, a geração renovável variável apresentou uma contribuição de capacidade pouco relevante ao sistema, sendo que as plantas fotovoltaicas apresentaram maior crédito de capacidade do que as usinas eólicas. No subsistema Nordeste, a contribuição da geração renovável variável no horário de pico foi mais significativa, sendo que as eólicas forneceram maior crédito de capacidade ao longo do ano. Os autores justificaram esses resultados considerando que a participação das eólicas e fotovoltaicas na geração total do

subsistema Nordeste é maior do que na geração total do SIN e, além disso, a capacidade instalada de eólica no subsistema Nordeste é elevada.

Amado *et al.* (2021) afirmaram ainda que, como o recurso solar distribui-se de forma mais homogênea ao longo do ano do que o recurso eólico, a variação do crédito de capacidade da fotovoltaica possui menor amplitude do que a variação do crédito de capacidade da eólica. Assim, a expansão da geração solar pode fornecer maior contribuição de capacidade para o sistema interligado do que a expansão eólica. Conforme os resultados obtidos, os autores concluíram que a geração renovável variável pode contribuir para o sistema elétrico com energia e capacidade, mas essa contribuição de capacidade não é estática e depende de algumas variáveis, como a carga do sistema, o perfil da geração intermitente e o conjunto de geradores despacháveis participantes do SIN.

Considerando todos os estudos mencionados, observa-se que as usinas heliotérmicas capazes de armazenar energia podem evitar alguns custos referentes ao fornecimento de energia, de capacidade e de serviços ancilares, proporcionando, portanto, benefícios ao sistema elétrico onde estão inseridas. Além disso, essas usinas podem favorecer o desenvolvimento de outras fontes renováveis que não possuem sistemas de armazenamento, como eólica e solar fotovoltaica, mas que apresentam um bom potencial de geração local.

Os estudos comprovaram, ainda, que analisar a viabilidade econômica da CSP com sistema de armazenamento térmico através da métrica utilizada atualmente nos leilões – custo nivelado de eletricidade – não é adequado, pois a energia elétrica gerada por essa usina não possui o mesmo valor em todos os momentos para o sistema. Além disso, o LCOE não quantifica os benefícios que uma usina heliotérmica com sistema de armazenamento pode proporcionar ao sistema elétrico onde for inserida.

A análise adequada sobre a viabilidade econômica da usina CSP consiste não apenas em estimar os seus custos, mas também os seus benefícios ao sistema elétrico. O cálculo do custo líquido de eletricidade, baseado na Equação (2.10), é atualmente o melhor método para analisar a viabilidade econômica da inserção de uma usina heliotérmica com armazenamento no sistema elétrico, porém o cálculo do custo líquido ainda não foi realizado em estudos anteriores, em particular para o sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com a utilização de códigos de simulação aplicáveis à realidade brasileira, que é um dos objetivos desta tese.

Capítulo 3

Metodologia para avaliação do custo-benefício

Este capítulo tem como objetivo detalhar a metodologia aplicada neste estudo, descrevendo as suas etapas, os modelos computacionais utilizados e cálculos realizados.

Para realizar a análise custo-benefício de usinas heliotérmicas com armazenamento no Brasil, foi utilizado o cálculo do custo líquido da energia elétrica de plantas CSP, simuladas no semiárido brasileiro e conectadas ao SIN. Assim, foi necessário estimar os custos de geração e os benefícios dessas usinas para o sistema elétrico, incluindo os custos evitados de energia e de capacidade.

As avaliações foram efetuadas para inserção de plantas heliotérmicas com potência líquida de 100 MW e múltiplos, até 2,0 GW.

A metodologia aplicada é composta por oito etapas: i) definição da configuração da usina heliotérmica obtida a partir das simulações com o programa computacional SAM e determinação do LCOE, ii) construção dos cenários para simular a operação do SIN no período úmido e no período seco, iii) simulação do SIN sem a usina heliotérmica, iv) implementação da usina heliotérmica no DESSEM, v) simulação do SIN com a usina heliotérmica, vi) cálculo do custo evitado de energia, vii) cálculo do custo evitado de capacidade e viii) cálculo do custo líquido de eletricidade. As seções deste capítulo descrevem cada etapa dessa metodologia, ilustrada no fluxograma da Figura 3.1. Os resultados das diversas definições e das simulações com o SAM encontram-se no Capítulo 4. Os resultados das simulações com o modelo DESSEM e do cálculo do custo líquido de eletricidade, incluindo o LCOE e os custos evitados de energia e de capacidade, encontram-se no Capítulo 5.

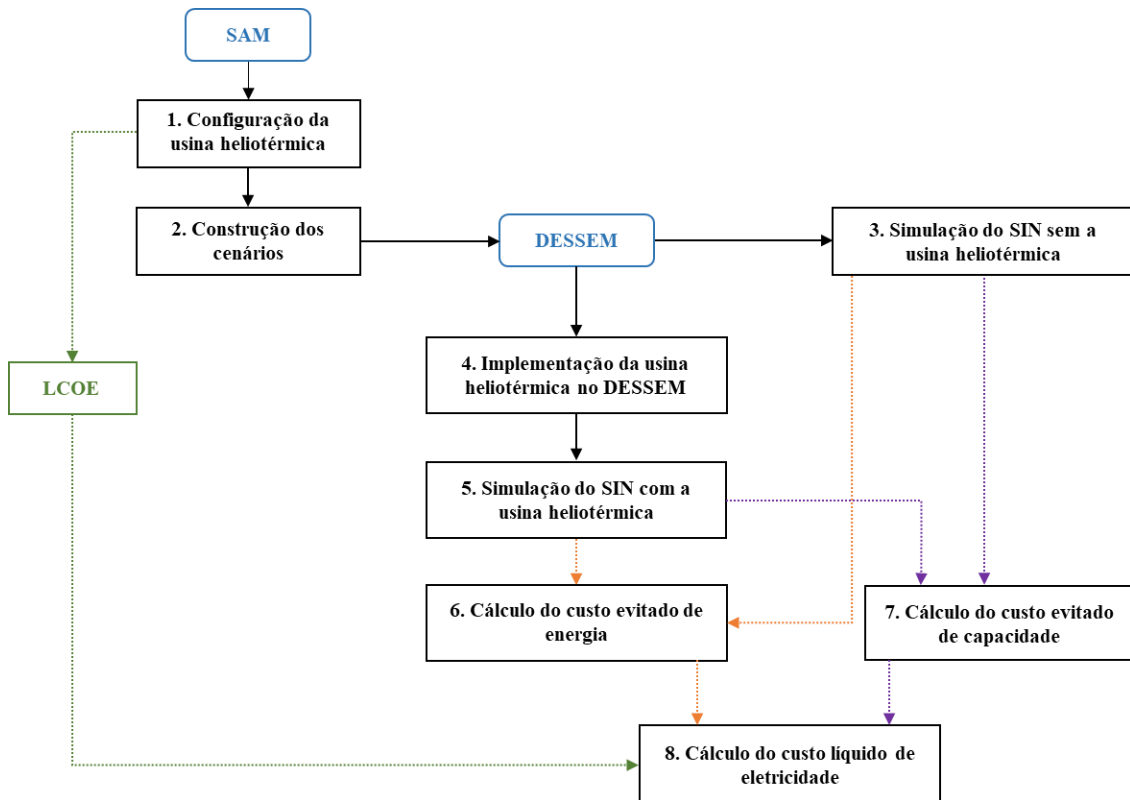


Figura 3.1: Etapas da metodologia aplicada neste estudo.
 Fonte: Elaborado pela autora

3.1 Configuração da usina heliotérmica

A etapa 1 da metodologia consistiu em selecionar a configuração da usina heliotérmica participante deste estudo. A definição da planta CSP foi realizada em quatro passos, conforme o fluxograma da Figura 3.2: i) seleção do local/ município, ii) seleção do tipo da tecnologia heliotérmica, iii) seleção de outros parâmetros característicos da usina heliotérmica e iv) configuração do múltiplo solar e do sistema de armazenamento térmico de energia.

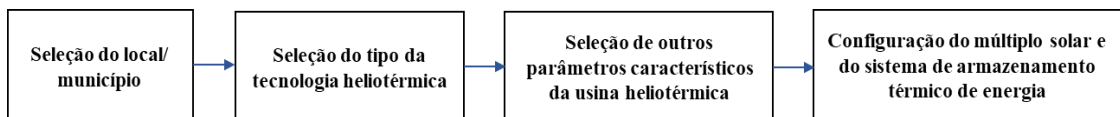


Figura 3.2: Passos para a configuração da usina CSP.
 Fonte: Elaborado pela autora

3.1.1 Seleção do local/ município

O primeiro passo para definir a configuração da usina CSP deste estudo consistiu em selecionar o município brasileiro onde a usina estaria alocada nas simulações. A geração de energia elétrica de uma planta CSP e, conseqüentemente, o custo dessa energia, estão fortemente relacionados à irradiação solar direta normal na localidade onde a usina está instalada. Assim, o município selecionado para realizar a simulação da operação da usina heliotérmica deve ser um local com índice de irradiação direta normal suficiente para o desenvolvimento de plantas CSP (conforme descrito no Capítulo 1), além de linha de transmissão e ter disponibilidade de água para a refrigeração do ciclo termodinâmico, no caso de usinas heliotérmicas que utilizam o sistema de refrigeração úmida.

3.1.2 Seleção do tipo da tecnologia heliotérmica

O segundo passo da configuração da usina CSP foi selecionar a tecnologia da planta heliotérmica que seria analisada. Considerando que este estudo aborda a análise de uma usina CSP de grande porte, descartou-se o uso de refletores Fresnel e discos parabólicos, adequados para empreendimentos menores que não produzem ganhos de escala significativos. Assim, a usina CSP poderia ser do tipo cilindro parabólico ou torre solar. Além da tecnologia de geração, foi selecionado o tipo de sistema de armazenamento térmico a ser utilizado na usina. Para a seleção da tecnologia e do tipo de sistema de armazenamento optou-se por aqueles com maior disponibilidade comercial e aplicação internacional, ou seja, a tecnologia heliotérmica de cilindro parabólico.

3.1.3 Seleção de outros parâmetros característicos da usina heliotérmica

O terceiro passo consistiu em estabelecer outros aspectos técnicos da usina CSP deste estudo, como a potência nominal, os modelos de coletor e receptor, o tipo de

refrigeração do ciclo termodinâmico, o fluido de transferência de calor nos coletores e no meio de armazenamento, e a irradiância de projeto²¹.

Outros parâmetros técnicos específicos foram fornecidos pelo programa computacional SAM (NREL, 2018) a partir da tecnologia selecionada no item 3.1.2 e dos aspectos técnicos estabelecidos e mencionados acima. Entre os parâmetros técnicos específicos fornecidos pelo SAM estão as temperaturas mínima e máxima dos fluidos de transferência de calor nos coletores e no sistema de armazenamento, as temperaturas de entrada e saída do bloco de potência e o dimensionamento dos tanques de armazenamento.

3.1.4 Configuração do múltiplo solar e do sistema de armazenamento térmico de energia

Com base na localidade e nas características técnicas selecionadas nos passos anteriores, foi necessário dimensionar o múltiplo solar da usina assim como o número de horas do sistema de armazenamento térmico de energia visando à minimização do LCOE. Como o LCOE é sensível a alterações no múltiplo solar e no número de horas de armazenamento, o LCOE ótimo é determinado por uma combinação específica do múltiplo solar e do número de horas de armazenamento térmico (OUALI *et al.*, 2022). Assim, uma análise paramétrica foi conduzida no SAM para selecionar o múltiplo solar e o número de horas de armazenamento. Para isso, variou-se o múltiplo solar entre 1,1 e 2,7 em intervalos de 0,1 e o número de horas de armazenamento entre 0 e 12 com intervalos de 3 horas, verificando o efeito desses parâmetros no LCOE. Nesta análise também foram utilizados parâmetros econômicos e custos específicos da tecnologia heliotérmica escolhida.

No final desta etapa da metodologia (etapa 1 da Figura 3.1), após a execução dos quatro passos apresentados na Figura 3.2 para definir a configuração da planta heliotérmica deste estudo, foi realizada uma simulação dessa usina no SAM para o período de um ano. Essa simulação forneceu dados necessários às etapas seguintes, como

²¹ Irradiância e irradiação são termos parecidos, porém conceitualmente diferentes. A irradiância, cuja unidade de medida é W/m^2 , é o fluxo de energia radiante que incide sobre uma superfície por unidade de área. A irradiação, cuja unidade de medida é Wh/m^2 , consiste na quantidade de energia radiante que incide sobre uma superfície por unidade de área, durante um intervalo de tempo.

o LCOE da usina heliotérmica, a possível geração horária de energia proveniente do campo solar, a eficiência do ciclo termodinâmico e o consumo parasítico horário da planta CSP.

3.2 Construção dos cenários

Na etapa 2 da metodologia foram construídos os cenários para simular a operação do SIN, conforme o horizonte e a discretização do estudo. O horizonte de estudo de cada cenário pode ser de um dia típico, uma semana ou um mês. Esse horizonte/ período de estudo pode ser discretizado em horas ou em patamares cronológicos (intervalos de horas).

Em estudos que envolvem o planejamento e a programação da operação de sistemas elétricos com participação elevada de fontes renováveis de energia, como é o caso do sistema elétrico brasileiro, torna-se necessário, para uma análise mais adequada, a construção de cenários em um mês do período úmido e em um mês do período seco. Isso ocorre porque os períodos úmidos e secos apresentam grande variabilidade na geração eólica e solar, além de significativas diferenças de afluências e níveis de reservatórios de água – que impactam fortemente a operação do SIN devido a geração hidráulica expressiva.

Por se tratar de uma tecnologia altamente dependente da irradiação direta normal, para cada cenário (seco e úmido) foram escolhidas duas semanas para simulação, uma semana com maior recurso solar e uma semana com menor recurso solar disponível. Portanto, foram adotados 4 (quatro) cenários para as simulações.

Nesta etapa também foram elaborados os casos para o modelo DESSEM, com base nos cenários elaborados. Além disso, foi estabelecido a quantidade de plantas CSP a serem inseridas em cada cenário, com a finalidade de avaliar o impacto de cada capacidade adicional de CSP no sistema elétrico.

3.3 Simulação do SIN sem a usina heliotérmica

A etapa 3 consistiu em simular a operação do SIN sem a planta heliotérmica. Esta etapa da metodologia é fundamental para calcular o custo líquido das usinas CSP, realizado na etapa 8. Ao comparar os resultados obtidos na etapa 3 com os resultados da etapa 5 – simulação do SIN com a usina CSP – foi possível verificar as alterações ocorridas na política ótima de operação do sistema e, conseqüentemente, mensurar os custos e os benefícios que a tecnologia heliotérmica pode agregar ao sistema elétrico. Como resultados da etapa 3, tem-se o custo total de operação do sistema nos cenários propostos e a geração de cada usina cujos valores serão utilizados posteriormente para a análise do impacto das usinas CSP no sistema.

O planejamento da operação do SIN é realizado através da cadeia de modelos computacionais desenvolvida pelo CEPEL, que gira em torno de três *softwares* principais: Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Médio Prazo (NEWAVE) (Maceira *et al.*, 2018), Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo (DECOMP) (Diniz *et al.*, 2018) e Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) (Santos *et al.*, 2020), que são modelos econômicos de despacho pelo menor custo e diferem principalmente devido ao horizonte de estudo e ao nível de incertezas.

O objetivo do planejamento da operação do SIN é obter uma política ótima que minimize o custo total de operação, composto pela função de custo imediato e pela função de custo futuro, e considerando critérios de aversão ao risco hidrológico.

Os modelos do CEPEL que participam do planejamento da operação do SIN são executados na seguinte ordem: NEWAVE, DECOMP e DESSEM. O NEWAVE calcula a política de operação, expressa pela função de custo futuro (FCF) e define a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos para cada mês. Para isso, deve-se fazer o balanço adequado entre o uso da água armazenada no presente e no futuro. Então, o preço da água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas é comparado com o CVU²² das térmicas, despachando as usinas por ordem de mérito econômico. O NEWAVE fornece a política que minimiza o custo total de operação mensal no horizonte de longo prazo (cinco anos),

²² Custo variável unitário declarado pelo agente vendedor termelétrico quando de sua participação no leilão.

fornecendo vários índices de desempenho como a média do custo de operação, o CMO, o risco de déficit, entre outros (CEPEL, 2018).

A solução (FCF) encontrada pelo NEWAVE é utilizada pelo DECOMP, que estabelece o despacho ótimo semanal de cada usina do SIN, discretizado em três patamares de carga. O DECOMP configura, assim, um modelo de otimização de curto prazo (até um ano), que também fornece resultados como CMO, geração das usinas, energia armazenada e a operação dos reservatórios, assim como uma função de custo futuro refinada ao final da primeira semana, para uso pelo DESSEM.

No curtíssimo prazo, é utilizado o DESSEM, que utiliza a função de custo futuro refinada pelo DECOMP com as condições do sistema elétrico para atender a demanda e define a programação diária da operação (PDO), com o despacho em intervalos de até meia hora e horizonte de estudo de até quatorze dias, sendo que o uso oficial é feito com discretização de meia-hora para o primeiro dia e de até cinco patamares de carga cronológicos por dia e horizonte de estudo de até sete dias. Assim, o DESSEM fornece resultados (CMO, geração, fluxos nas linhas da rede elétrica, entre outros) mais detalhados da operação e com menor nível de incertezas (CEPEL, 2020).

Considerando que este estudo analisa o impacto da inserção de usinas CSP com armazenamento térmico de energia no sistema hidrotérmico brasileiro e, para calcular o custo líquido dessas usinas, é necessário obter a política ótima de operação do sistema com discretização horária, o modelo DESSEM foi utilizado neste estudo para simular a operação do SIN. Esse é um dos diferenciais em relação aos trabalhos já publicados.

3.3.1 Modelo DESSEM

Desenvolvido pelo CEPEL desde 1998 para subsidiar o planejamento diário da operação de sistemas hidrotérmicos, o programa computacional DESSEM consiste em um modelo de otimização que tem como principal objetivo determinar o despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo para o sistema, em um horizonte de até duas semanas e discretização de até meia-hora (CEPEL, 2019).

Em um sistema hidrotérmico, como o SIN, o problema de PDO consiste em estabelecer o despacho horário de geradores hidrelétricos e termelétricos, assim como a geração horária proveniente de fontes de energia intermitentes (como eólica e solar

fotovoltaica), de modo que a demanda de energia elétrica, as restrições operativas das usinas e as restrições elétricas do sistema, durante todo o dia, sejam atendidas (CEPEL, 2019). Nesse sentido, o modelo DESSEM é oficialmente utilizado pelo ONS desde janeiro de 2020 para determinar o despacho de cada usina para o dia seguinte, considerando as características operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas, o corte de oferta da geração eólica e a rede elétrica.

O planejamento diário da operação também fornece preços para o mercado de curto prazo de energia, uma vez que esses preços estão relacionados aos custos marginais de operação do sistema, fornecidos pelo DESSEM para cada período de tempo da programação. Assim, esse modelo também vem sendo utilizado, desde janeiro de 2021, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para estabelecer os preços horários da energia no sistema elétrico brasileiro (CCEE, 2021).

O DESSEM pode ser também utilizado para outras finalidades, a saber: (i) cálculo do despacho ótimo a partir das condições finais dos reservatórios; (ii) simulação do balanço hidráulico no sistema; (iii) simulação do fluxo de potência no sistema; (iv) avaliação dos custos marginais de geração de curtíssimo prazo; (v) análise de sensibilidade em relação às restrições do sistema; (vi) e análise de sensibilidade em relação a fatores externos (CEPEL, 2019). Além disso, o DESSEM também pode ser utilizado para avaliar o despacho horário para configurações futuras de expansão do sistema, com a introdução de novas fontes, e este uso é o que está relacionado, em particular, com esse trabalho.

As principais características e restrições consideradas no modelo DESSEM são as seguintes (CEPEL, 2019):

- Representação da rede elétrica por um modelo de fluxo de potência DC (Santos e Diniz, 2011), incluindo restrições de limites de fluxos para linhas individuais e/ ou uma combinação de linhas, além de restrições de segurança adicionais para a rede elétrica;
- Representação individual de cada reservatório e de cada unidade geradora das usinas hidrelétricas;
- Balanço hidráulico nos reservatórios, considerando o tempo de viagem e curvas de propagação da água para usinas hidrelétricas em cascata, um modelo

linear para evaporação e a captação de água para outros usos (DINIZ E SOUZA, 2014);

- Modelagem da função de produção hidrelétrica através de um modelo linear quadridimensional, considerando a produtividade variável com o turbinamento, a altura de queda e o vertimento (DINIZ E MACEIRA, 2008);
- Representação das restrições de *unit commitment* térmico (UCT), como restrições de geração térmica mínima, mínimo tempo ligada e desligada, limites de rampa para tomada e alívio de carga, trajetórias de acionamento e desligamento das unidades térmicas e custos de partida e parada;
- Operação de usinas termelétricas a ciclo combinado;
- Outros recursos energéticos renováveis, como as usinas eólicas e solares, incluindo a possibilidade de corte de oferta de geração eólica, quando necessário;
- Modelagem de dispositivos de armazenamento de energia, como baterias.

Devido ao nível de complexidade e detalhamento, a formulação matemática do DESSEM é apresentada de forma simplificada a seguir (SANTOS *et al.*, 2020). A Equação (3.1) representa a função objetivo do modelo DESSEM, que busca minimizar o custo total de operação do sistema. Nota-se que o índice superior $t = 1, \dots, T$ indica os intervalos de tempo (períodos) ao longo do horizonte de planejamento, para todas as equações desta seção.

$$Z = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{nt} (cst_i^t + ct_i^t gt_i^t) + \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eim_i^t - \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Eex_i^t \right] + \alpha_{FCF}(V_i + R_i) \quad (3.1)$$

Onde:

nt é o número de unidades termelétricas no sistema;

gt_i^t é a geração da i -ésima unidade termelétrica do sistema, no período t ;

ct_i^t é o custo de operação da i -ésima unidade termelétrica do sistema, no período t ;

cst_i^t é o custo de mudança de estado (ligar ou desligar) da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

NCI é o número de contratos de importação de energia com sistemas externos;

NCE é o número de contratos de exportação de energia com sistemas externos;

ci_i^t é o custo de importação do i -ésimo contrato, no período t ;

ce_i^t é o custo de exportação do i -ésimo contrato, no período t ;

Eim_i^t é a energia importada para o i -ésimo contrato, no período t ;

Eex_i^t é a energia exportada para o i -ésimo contrato, no período t ;

$\alpha_{FCF}(V_i + R_i)$ é a função de custo futuro esperado da operação (após o período T), que depende das condições hidrológicas.

Os custos contidos na função objetivo do modelo DESSEM são detalhados nas restrições 3.2 a 3.4. As restrições 3.2 e 3.3 representam os custos de partida e de parada associados a cada unidade das usinas termelétricas.

$$cst_i^t \geq C_i^{cold} \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (3.2)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{shut} \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (3.3)$$

Onde:

cst_i^t é o custo de mudança de estado (ligar ou desligar) da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

C_i^{cold} é o custo fixo de partida da i -ésima unidade termelétrica, quando o estado da unidade passa de 0 para 1;

C_i^{shut} é o custo fixo de parada da i -ésima unidade termelétrica, quando o estado da unidade passa de 1 para 0;

u_i^t é o estado (0: desligada; 1: ligada) da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

u_i^{t-1} é o estado da i -ésima unidade termelétrica no período $t - 1$.

A restrição 3.4 refere-se ao custo futuro esperado da operação do sistema hidrotérmico, considerando o armazenamento de água tanto nos reservatórios quanto em viagem nos rios. Por esse motivo, esse custo depende das condições hidrológicas e é dado por uma função linear por partes com o número total de cortes da função de custo futuro.

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF,0}^k + \sum_{i=1}^{nh} \pi_{FCF,V_i}^k \cdot (V_i^T + R_i^T), \quad k = 1, \dots, NC \quad (3.4)$$

Onde:

nh é o número de usinas hidrelétricas do sistema;

NC é o número total de cortes da função de custo futuro²³, fornecida pelo modelo DECOMP;

α_{FCF} é o custo futuro esperado da operação do sistema, após o período T ;

V_i^T é a água armazenada no reservatório da i -ésima usina hidrelétrica no último período de estudo;

R_i^T é a água retida na calha do rio imediatamente à montante da i -ésima usina hidrelétrica no último período de estudo;

$\pi_{FCF,0}^k$ é o termo independente do k -ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP;

π_{FCF,V_i}^k é o termo relacionado ao armazenamento do reservatório da i -ésima usina hidrelétrica para o k -ésimo corte da função de custo futuro, fornecida pelo modelo DECOMP.

As restrições 3.5 a 3.8 também constam no modelo DECOMP, mas foram aprimoradas no modelo DESSEM devido à menor discretização temporal desse modelo. A restrição 3.5 representa o atendimento à demanda por subsistema²⁴. Destaca-se que o DESSEM considera os contratos de importação e de exportação de energia para sistemas externos, no atendimento à demanda. Esses contratos não são considerados nos modelos de planejamento de longo e médio prazos.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in \Omega_{SHk}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{STk}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEBk}} Cons_{B_i} B_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SPQk}} Epq_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SNClk}} Eim_i^t \\
& - \sum_{i \in \Omega_{SNCEk}} Eex_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SEOLk}} Eeol_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SSOLk}} Esol_i^t \\
& + \sum_{i \in \Omega_{SIk}} (Int_{ik}^t - Int_{kj}^t) + \sum_{i=1, ndc_k^t} Def_{i,k}^t = D_k^t
\end{aligned} \tag{3.5}$$

²³ Como a FCF é linear por partes, na formulação matemática deve-se representar todos os cortes que a definem e, para um dado vetor de armazenamentos \hat{V}^T , o valor da função deve corresponder ao menor valor que seja igual ou superior ao valor que todos os segmentos²³ que compõem a função assumem ao cruzar o ponto \hat{V}^T .

²⁴ O subsistema, também denominado submercado, consiste em uma região composta por diversos geradores (hidráulicos, térmicos, eólicos, solares) e um consumo de carga. Em estudos sem rede elétrica, não há restrições de intercâmbio dentro do subsistema. Em algumas situações, são definidos subsistemas fictícios (não possuem carga ou geração) para representar nós do sistema de interligação entre os subsistemas.

Onde:

GH_i^t é a geração da i -ésima usina hidrelétrica, no período t ;

gt_i^t é a geração da i -ésima unidade termelétrica, no período t ;

$Cons_{B_i} B_i^t$ é o consumo específico (em MW/(m³/s)) da estação de bombeamento i ;

Epq_i^t é a geração da i -ésima pequena usina, no período t ;

Eim_i^t é a energia importada para o i -ésimo contrato, no período t ;

Eex_i^t é a energia exportada para o i -ésimo contrato, no período t ;

$Eeol_i^t$ é a geração da i -ésima usina eólica, no período t ;

$Esol_i^t$ é a geração da i -ésima usina solar, no período t ;

Int_{ik}^t é o intercâmbio do subsistema i para o subsistema k , no período t ;

Int_{kj}^t é o intercâmbio do subsistema k para o subsistema j , no período t ;

$Def_{i,k}^t$ é o déficit de energia no segmento k da curva de déficit, para o subsistema i , no período t ;

D_k^t é a demanda do subsistema k no período t ;

Ω_{SH_k} é o conjunto de usinas hidrelétricas do subsistema k ;

Ω_{ST_k} é o conjunto de usinas termelétricas do subsistema k ;

Ω_{SEB_k} é o conjunto de usinas de bombeamento do subsistema k ;

Ω_{SPQ_k} é o conjunto de pequenas usinas do subsistema k ;

Ω_{SNCI_k} é o conjunto de contratos de importação do subsistema k ;

Ω_{SNCE_k} é o conjunto de contratos de exportação do subsistema k ;

Ω_{SEOL_k} é o conjunto de usinas eólicas do subsistema k ;

Ω_{SSOL_k} é o conjunto de usinas solares do subsistema k ;

Ω_{SI_k} indica o conjunto de subsistemas que estão diretamente conectados ao subsistema k ;

ndc_k^t indica o número de segmentos da curva linear por partes de custo de déficit²⁵ para o subsistema k , no período t .

Destaca-se que o intercâmbio consiste em um tronco de interligação entre dois subsistemas com capacidade limitada de transferência de energia. No sistema elétrico são representados vários intercâmbios, por exemplo: o intercâmbio de energia entre os subsistemas i e j em cada período t , denotado por Int_{ij}^t , é limitado em ambos os sentidos pelas capacidades de intercâmbio $\overline{Int_{ij}^t}$ e $\overline{Int_{ji}^t}$, que podem variar a cada período.

As restrições 3.6 e 3.7 representam o balanço hídrico de cada usina hidrelétrica i em cada período t . A equação geral do balanço hídrico é dada pela restrição 3.6.

$$\begin{aligned}
 V_i^t = V_i^{t-1} + \zeta^t & \left[\left(I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) + \sum_{j \in M_{dv_i}} Q_{dv_j}^t \right. \right. \\
 & \left. \left. + \sum_{j \in M_{eb_i}} Q_{b_j}^t + \sum_{j \in Ch_i} Q_{ch_{ji}}^t \right) \right. \\
 & \left. - \left(Q_i^t + S_i^t + Q_{dv_i}^t + Q_{ev_i}^t + Q_{out_i}^t + \sum_{j \in J_{eb_i}} Q_{b_j}^t \right) \right]
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Onde:

V_i^t corresponde ao volume armazenado na i -ésima usina hidrelétrica, no final do período t ;

V_i^{t-1} corresponde ao volume armazenado na i -ésima usina hidrelétrica, no final do período $t-1$;

ζ^t consiste em um fator de conversão de vazão (m³/s) para volume (hm³) no período t ;

I_i^t é a vazão natural afluyente incremental à i -ésima usina hidrelétrica, no período t ;

Q_j^t e Q_i^t correspondem, respectivamente, ao turbinamento das usinas hidrelétricas j e i , no período t ;

²⁵ De forma a evitar cortes de maior profundidade, considera-se uma curva linear por partes para a função de custo de não atendimento à carga (déficit de energia).

$Q_{dv_j}^t$ e $Q_{dv_i}^t$ correspondem, respectivamente, às vazões desviadas pelas estações de bombeamento j e i , no período t ;

$Q_{ch_{ji}}^t$ é a vazão no canal da usina hidrelétrica j para a usina hidrelétrica i , no período t ;

$Q_{ev_i}^t$ é a vazão evaporada na i -ésima usina hidrelétrica, no período t ;

$Q_{out_i}^t$ é a vazão de água da i -ésima usina hidrelétrica para outros usos, no período t ;

Q_b^t é a vazão bombeada pela j -ésima estação de bombeamento, no período t ;

S_j^t e S_i^t correspondem, respectivamente, ao vertimento das usinas hidrelétricas j e i , no período t ;

τ_{ji} é o tempo de viagem da água da usina hidrelétrica j até a usina hidrelétrica i , imediatamente à jusante;

M_i é o conjunto de usinas à montante da i -ésima usina hidrelétrica;

M_{tv_i} é o conjunto de usinas à montante da i -ésima usina hidrelétrica com tempo de viagem da água até i ;

M_{dv_i} é o conjunto de usinas que desviam água para a i -ésima usina hidrelétrica;

M_{eb_i} é o conjunto de estações elevatórias que tem a i -ésima usina hidrelétrica como montante;

Ch_i indica o conjunto de reservatórios de usinas que se conectam à i -ésima usina hidrelétrica por meio de um canal;

J_{eb_i} indica o conjunto de estações elevatórias que tem a i -ésima usina hidrelétrica como jusante.

Ressalta-se que o volume armazenado no reservatório da usina hidrelétrica i no período t , denotado por V_i^t , deve ser maior ou igual ao volume mínimo operativo do reservatório da usina (\underline{V}_i) e menor ou igual ao volume máximo armazenável no reservatório da usina (\overline{V}_i). Além disso, o turbinamento da usina hidrelétrica i no período t (Q_i^t) e a sua geração (GH_i^t) também são limitados, respectivamente, pelas capacidades máximas de turbinamento (\overline{Q}_i) e de geração hidrelétrica (\overline{GH}_i) da usina.

Como pode ser observado, o modelo DESSEM considera o tempo de viagem da água entre duas usinas hidrelétricas que pertencem a mesma cascata, além do volume de água evaporado dos reservatórios de cada usina. A restrição 3.7 representa o cálculo do volume de água evaporado do reservatório de cada usina hidrelétrica.

$$Q_{ev_i}^t = k_{ev_i}^0 + \frac{k_{ev_i}^1(V_i^t + V_i^{t-1})}{2} \quad (3.7)$$

Onde:

$Q_{ev_i}^t$ é a vazão evaporada na i -ésima usina hidrelétrica, no período t ;

V_i^t corresponde ao volume armazenado na i -ésima usina hidrelétrica, no final do período t ;

V_i^{t-1} corresponde ao volume armazenado na i -ésima usina hidrelétrica, no final do período $t-1$;

$k_{ev_i}^0$ e $k_{ev_i}^1$ são coeficientes computados por regressão linear.

A restrição 3.8 representa a função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) da i -ésima usina hidrelétrica do sistema, considerando a produtividade variável com o turbinamento, o vertimento e a altura da queda. A descrição detalhada da construção dessa função pode ser encontrada em (DINIZ E MACEIRA, 2008).

$$GH_i^t \leq \gamma_{0_i}^k + \gamma_{V_i}^k V_i^t + \gamma_{Q_i}^k Q_i^t + \gamma_{S_i}^k S_i^t, \quad k = 1, \dots, NCF_i \quad (3.8)$$

Onde:

GH_i^t é a geração da i -ésima usina hidrelétrica, no período t ;

$\gamma_{0_i}^k$ é o termo independente para o corte k da FPHA da i -ésima usina hidrelétrica;

$\gamma_{V_i}^k$ é o termo referente ao volume armazenado V para o corte k da FPHA da i -ésima usina hidrelétrica;

$\gamma_{Q_i}^k$ é o termo referente ao turbinamento Q para o corte k da FPHA da i -ésima usina hidrelétrica;

$\gamma_{S_i}^k$ é o termo referente ao vertimento S para o corte k da FPHA da i -ésima usina hidrelétrica;

V_i^t , Q_i^t e S_i^t correspondem, respectivamente, ao volume, turbinamento e vertimento da i -ésima usina hidrelétrica no período t ;

k é o corte da função de produção hidrelétrica;

NCF_i é o número de cortes para a FPHA da i -ésima usina hidrelétrica.

As inequações 3.9 a 3.14 representam as restrições de *unit commitment* térmico consideradas no modelo DESSEM. O *unit commitment* térmico consiste em determinar a alocação ótima dos geradores termelétricos, considerando diversas restrições, entre elas o acionamento/ desligamento de cada unidade e a variação da sua geração ao longo do tempo. As inequações 3.9 e 3.10 representam as restrições de rampa para tomada e alívio de carga, ou seja, valores máximos para o aumento e a redução horária de um gerador termelétrico que esteja acionado.

$$gt_i^t - gt_i^{t-1} \leq Rup_i + (\overline{gt}_i - Rup_i) \cdot \left(\sum_{k=1}^{Nup_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{Ndn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) \quad (3.9)$$

$$-gt_i^{t+1} + gt_i^t \leq Rdn_i + (\overline{gt}_i - Rdn_i) \cdot \left(\sum_{k=1}^{Nup_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{Ndn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

gt_i^t é a geração da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

gt_i^{t-1} é a geração da i -ésima unidade termelétrica no período $t-1$;

gt_i^{t+1} é a geração da i -ésima unidade termelétrica no período $t+1$;

Rup_i é a rampa máxima para acréscimo de geração da i -ésima unidade termelétrica;

Rdn_i é a rampa máxima para decréscimo de geração da i -ésima unidade termelétrica;

\overline{gt}_i é a geração máxima da i -ésima unidade termelétrica;

\hat{y}_i^t é uma variável auxiliar, contínua, indicativa de trajetória de acionamento da i -ésima unidade termelétrica;

\check{y}_i^t é uma variável auxiliar, contínua, indicativa de trajetória de desligamento da i -ésima unidade termelétrica;

Nup_i é o número de passos da trajetória de acionamento da i -ésima unidade termelétrica;
 Ndn_i é o número de passos da trajetória de desligamento da i -ésima unidade termelétrica.

As inequações 3.11 e 3.12 representam as restrições de mínimo tempo ligada e desligada. Uma vez que o gerador termelétrico seja acionado no período t , o mesmo deve permanecer ligado por um tempo mínimo (contado a partir do período t) e, quando for desligado, esse gerador deve permanecer desligado durante um determinado tempo mínimo (contando a partir do período t quando ele foi desligado).

$$\sum_{k=t}^{t+T_{on_i}} u_i^k \geq T_{on_i} \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (3.11)$$

$$\sum_{k=t}^{t+T_{off_i}} (1 - u_i^k) \geq T_{off_i} \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (3.12)$$

Onde:

u_i^t é o estado da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

u_i^{t-1} é o estado da i -ésima unidade termelétrica no período $t-1$;

T_{on_i} é o tempo mínimo que a i -ésima unidade termelétrica, ao ser acionada, deve permanecer ligada;

T_{off_i} é o tempo mínimo que a i -ésima unidade termelétrica, ao ser desligada, deve permanecer inativa.

As inequações 3.13 e 3.14 representam as restrições de geração térmica mínima e rampa de acionamento e desligamento das unidades termelétricas. Essas restrições são definidas para todos os períodos do estudo e para todas as unidades termelétricas, estabelecendo limites (inferior e superior) de geração térmica obrigatória para as unidades ligadas em algum período t . Assim, cada gerador termelétrico deve seguir os passos da sua trajetória de acionamento até atingir a sua geração mínima, ao ser ligado, além de seguir os passos da sua trajetória de desligamento ao ser desligado.

$$\begin{aligned}
gt_i^t \geq \underline{gt}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{Nup_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{Ndn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) + \sum_{k=1}^{Nup_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} \\
+ \sum_{k=1}^{Ndn_i} TrDn_i(Ndn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1}
\end{aligned} \tag{3.13}$$

$$\begin{aligned}
gt_i^t \leq \overline{gt}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{Nup_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{Ndn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) + \sum_{k=1}^{Nup_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} \\
+ \sum_{k=1}^{Ndn_i} TrDn_i(Ndn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1}
\end{aligned} \tag{3.14}$$

Onde:

gt_i^t é a geração da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

u_i^t é o estado da i -ésima unidade termelétrica no período t ;

\underline{gt}_i é a geração mínima da i -ésima unidade termelétrica;

\overline{gt}_i é a geração máxima da i -ésima unidade termelétrica;

\hat{y}_i^t é uma variável auxiliar, contínua, indicativa de trajetória de acionamento da i -ésima unidade termelétrica;

\check{y}_i^t é uma variável auxiliar, contínua, indicativa de trajetória de desligamento da i -ésima unidade termelétrica;

Nup_i é o número de passos da trajetória de acionamento da i -ésima unidade termelétrica;

Ndn_i é o número de passos da trajetória de desligamento da i -ésima unidade termelétrica;

$TrUp_i^k$ equivale ao valor de geração no k -ésimo passo da trajetória de acionamento da i -ésima unidade termelétrica, sendo $k = 1, \dots, Nup_i$;

$TrDn_i^k$ equivale ao valor de geração no k -ésimo passo da trajetória de desligamento da i -ésima unidade termelétrica, sendo $k = 1, \dots, Ndn_i$.

A estratégia de solução adotada no DESSEM é a programação linear inteira mista (MILP – sigla em inglês), com modelos estáticos/ dinâmicos para representar restrições

não lineares²⁶. O modelo aplica o solver CPLEX, desenvolvido pela *International Business Machines* (IBM), com o algoritmo *Branch and Cut* para solucionar o problema, com uma tolerância de otimalidade de 0,05% e técnicas avançadas para acelerar a convergência.

Os principais resultados do modelo DESSEM são: o despacho de cada usina hidrelétrica e termelétrica para o próximo dia, em períodos de até meia hora, com ou sem a rede elétrica; os custos marginais de operação, para cada período, por barra ou subsistema; a evolução de todos os reservatórios, incluindo os de regularização diária; os fluxos nas linhas de transmissão e injeções nas barras da rede elétrica ao longo do dia, além do status sobre as restrições de segurança, com o intuito de atender à carga e satisfazer todas as restrições do sistema e de seus componentes.

3.4 Implementação da usina heliotérmica no DESSEM

A etapa 4 desta metodologia consistiu em implementar a usina CSP no modelo DESSEM, conforme a Figura 3.3, onde a geração de energia elétrica horária da usina CSP determinada nas simulações com o SAM refere-se à curva de disponibilidade de energia elétrica horária da planta para ser inserida no modelo DESSEM. Os principais elementos operacionais da usina CSP são a turbina, a carga parasítica, o tamanho do sistema de armazenamento e o custo de O&M variável da planta heliotérmica.

Como a tecnologia heliotérmica ainda não é representada explicitamente no modelo DESSEM, a usina CSP foi emulada como uma usina termelétrica com um dispositivo de armazenamento (bateria) acoplado, localizados em um sistema elétrico separado, com possibilidade de intercâmbio de energia elétrica com o subsistema Nordeste (NE). Esse sistema elétrico foi conectado ao subsistema Nordeste – que integra o sistema hidrotérmico deste estudo – uma vez que a localidade selecionada para a simulação da tecnologia heliotérmica, o município de Bom Jesus da Lapa, está situada nesse subsistema. À título de exemplificação, a Figura 3.4 ilustra a representação, no DESSEM, de usinas CSP conectadas ao subsistema Nordeste.

²⁶ A principal fonte de informação para o conteúdo da descrição matemática do modelo DESSEM, incluindo o detalhamento de todas as restrições consideradas no modelo, está disponível em CEPEL (2019).

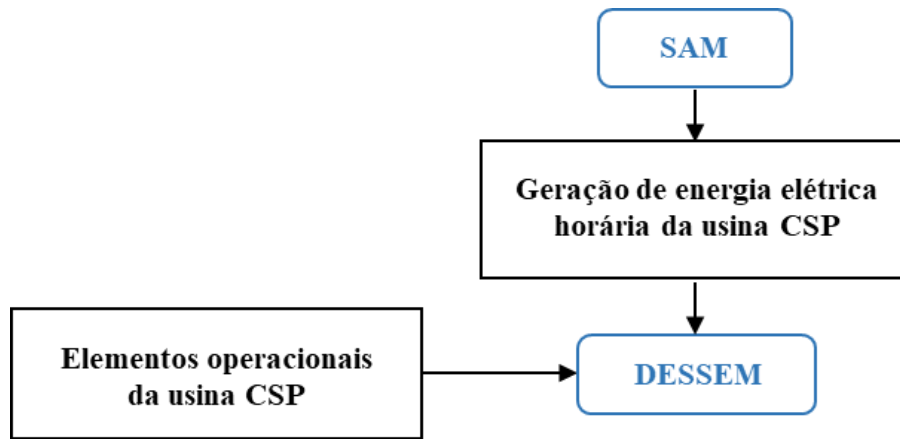


Figura 3.3: Processo de implementação da usina CSP no DESSEM.
 Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Jorgenson *et al.* (2014)

Primeiramente, vale ressaltar que o modelo DESSEM não realiza a conversão de energia térmica para energia elétrica, visto que os dados são inseridos no modelo nas unidades de potência (MW_e) ou energia elétrica (MWh_e). Assim, os dados obtidos da usina CSP em MW_t e em MWh_t foram convertidos para MW_e e MWh_e , respectivamente, para serem inseridos no modelo como se segue.

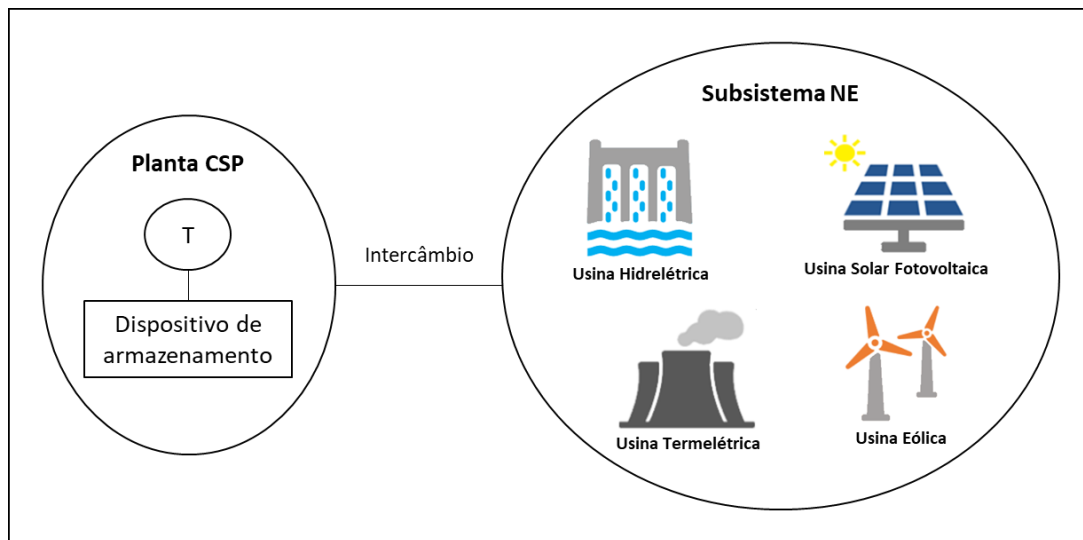


Figura 3.4: Representação de usinas CSP no SIN.
 (Nota: T é a usina termelétrica do modelo DESSEM.)
 Fonte: Elaborado pela autora

Uma curva de geração de energia elétrica da usina CSP, em cada hora do horizonte de estudo, foi obtida a partir da simulação da usina no programa SAM, após a configuração da usina e simulação no SAM com todas as suas características técnicas,

incluindo o múltiplo solar e o tamanho do sistema de armazenamento térmico de energia. A disponibilidade de energia elétrica horária da planta para o sistema interligado foi obtida a partir da curva de energia térmica produzida pelo campo solar, em cada hora, multiplicada pela eficiência bruta do ciclo térmico de geração de energia elétrica, uma vez que as cargas parasíticas da planta e perdas de energia também foram consideradas no modelo DESSEM. Na implementação da usina CSP no DESSEM, essa quantidade de energia elétrica pode ser fornecida imediatamente para consumo no subsistema Nordeste ou pode ser armazenada para uso em algum período posterior.

No modelo DESSEM, a disponibilidade de energia elétrica horária da planta heliotérmica, obtida a partir da simulação do SAM, foi inserida como a capacidade máxima de geração da usina termelétrica a cada hora. A produção de energia elétrica da usina CSP foi representada no DESSEM pelo intercâmbio de energia entre o sistema elétrico onde a heliotérmica está inserida e o subsistema Nordeste. A potência nominal da usina CSP corresponde ao limite máximo do intercâmbio.

A usina CSP possui cargas parasíticas, que consistem no consumo de energia da usina para o funcionamento de bombas e válvulas, além do coletor solar, do condensador e do sistema de armazenamento térmico. Por isso, a carga parasítica total horária, obtida através da simulação da usina CSP no SAM, foi inserida no modelo DESSEM como a demanda horária do sistema elétrico onde a heliotérmica está inserida. Nas horas iniciais – intervalo compreendido entre 0 h e 7 h – do primeiro dia dos cenários analisados neste estudo, devido à indisponibilidade de energia solar, a carga parasítica da usina CSP foi atendida por um pequeno armazenamento de energia inicial, suficiente para suprir o consumo de energia da usina apenas nas horas iniciais desse dia.

O sistema de armazenamento térmico de energia da planta CSP foi representado no modelo DESSEM como um dispositivo de armazenamento de energia elétrica. Esse dispositivo não possuía restrição de armazenamento mínimo (apenas máximo) no modelo quando este trabalho foi desenvolvido. Assim, representou-se no dispositivo de armazenamento a capacidade útil do sistema de armazenamento da CSP, que consiste na diferença entre a capacidade nominal do sistema de armazenamento e o armazenamento mínimo de energia nos tanques necessário para a operação adequada do sistema de armazenamento. A capacidade nominal de armazenamento térmico da usina foi obtida no SAM em MWh_t. O armazenamento mínimo de energia também foi obtido em MWh_t e calculado a partir dos dados do SAM sobre os volumes mínimo e máximo de fluido nos

tanques, ou seja, o armazenamento mínimo é dado pela razão entre o volume mínimo e o volume máximo de fluido, e o resultado é multiplicado pela capacidade nominal do sistema de armazenamento. A capacidade útil do sistema de armazenamento da usina, obtida em MWh_t , foi convertida para MWh_e utilizando-se a eficiência do ciclo térmico. A eficiência do sistema de armazenamento da usina CSP – aproximadamente 93% devido às perdas de eficiência nos trocadores de calor e às perdas térmicas a longo prazo (IEA, 2014) – foi representada no DESSEM pela eficiência do dispositivo de armazenamento de energia elétrica.

Sobre o custo da usina heliotérmica no DESSEM, apenas o custo variável de operação e manutenção foi inserido no modelo, uma vez que este não considera os custos fixos e de investimento das demais tecnologias de geração de energia elétrica. O custo variável de O&M da CSP representa um custo da turbina e, considerando a modelagem descrita, esse custo deveria ser alocado no intercâmbio energético. Contudo, o modelo DESSEM não atribui custo ao intercâmbio energético entre os sistemas elétricos e, por esse motivo, o custo variável de O&M da usina CSP foi inserido no modelo como o custo variável unitário da usina termelétrica, assumindo a hipótese de que a disponibilidade de energia solar total (somatório da energia solar disponível durante o dia) e o despacho da turbina são semelhantes, a menos das perdas de energia devido à eficiência da turbina.

A Tabela 3.1 sintetiza a implementação no modelo DESSEM dos principais elementos da tecnologia heliotérmica.

Tabela 3.1: Implementação da usina heliotérmica no modelo DESSEM

Tecnologia heliotérmica	Representação no modelo DESSEM
Usina CSP	Usina termelétrica + dispositivo de armazenamento localizados em um subsistema elétrico conectado apenas ao subsistema NE
Disponibilidade de energia elétrica	Geração máxima da usina termelétrica (em cada hora do horizonte de estudo)
Elementos operacionais	
Potência fornecida pela turbina	Intercâmbio energético
Potência nominal da turbina	Limite máximo do intercâmbio energético
Carga parasítica	Demanda do subsistema
Sistema de armazenamento de energia	Dispositivo de armazenamento (bateria)
Custo de O&M variável da planta	CVU da usina termelétrica

Fonte: Elaborado pela autora

3.5 Simulação do SIN com a usina heliotérmica

A simulação da operação do SIN com a introdução da planta heliotérmica no modelo DESSEM corresponde à etapa 5 dessa metodologia. Foram realizadas as simulações com uma usina CSP e com conjuntos de três, cinco, sete, dez, doze, quinze e vinte plantas CSP no sistema, determinando-se o despacho em base horária da usina heliotérmica individualizada e dos conjuntos de plantas CSP participantes do sistema.

O resultado desta etapa é um novo planejamento da operação do SIN, em base horária, considerando a operação de uma usina heliotérmica e dos conjuntos de usinas CSP no sistema hidrotérmico. Os arquivos de saída da simulação realizada com o modelo DESSEM nesta etapa possuem os dados essenciais para o cálculo dos custos evitados de energia, de capacidade e do custo líquido. Entre esses dados estão o custo total de operação do sistema, a geração de energia elétrica e o fator de capacidade das plantas CSP.

3.6 Cálculo do custo evitado de energia

A etapa 6 desta metodologia consistiu em calcular o custo evitado de energia, que se refere à diferença do custo de operação do SIN sem e com a planta heliotérmica.

Neste estudo, o custo evitado de energia é denotado por CE_E e inclui os custos evitados de combustível e de O&M variáveis, uma vez que a inclusão de plantas CSP na operação do sistema elétrico pode reduzir, principalmente, o acionamento de usinas termelétricas.

O CE_E da usina CSP foi obtido ao dividir o benefício energético resultante da adição dessa usina ao sistema (diferença do custo de operação do sistema entre as simulações com e sem a usina) pela geração da planta heliotérmica, durante o horizonte de estudo. A Equação (3.15) representa o cálculo do custo evitado de energia, obtido em R\$/MWh.

$$CE_E = \frac{\sum_{i=1}^n CO_i}{\sum_{i=1}^n G_i} \quad (3.15)$$

Onde:

CO_i é o custo de operação evitado na hora i , em R\$;

n é o número de horas do horizonte de estudo;

G_i é a geração na hora i , em MWh.

Vale mencionar que a metodologia utilizada nesta pesquisa para obter o custo evitado de energia, baseada nos custos de operação do sistema, foi proposta por Denholm *et al.* (2015) e aplicada nos estudos de Denholm e Hummon (2012), Denholm *et al.* (2013), Jorgenson *et al.* (2013) e Jorgenson *et al.* (2014) para estimar o valor operacional das usinas heliotérmicas.

3.7 Cálculo do custo evitado de capacidade

A etapa 7 desta metodologia consistiu em calcular o custo evitado de capacidade, denotado neste estudo por CE_C e calculado através da Equação (2.8), proposta por Mills e Wiser (2012) e descrita no Capítulo 2. Assim, foi necessário estimar o crédito de capacidade da usina CSP e o custo de investimento fixo anualizado de um gerador convencional disponível.

Conforme apresentado por Madaeni *et al.* (2011), o crédito de capacidade de uma tecnologia de geração de energia elétrica pode ser estimado através do método ELCC ou do método de aproximação. Por não haver uma planta CSP no Brasil e, conseqüentemente, pela escassez de dados essenciais à aplicação da metodologia ELCC, neste estudo o crédito de capacidade da usina heliotérmica foi obtido pelo método de aproximação, aplicado também nos estudos de Denholm e Hummon (2012), Denholm *et al.* (2013), Jorgenson *et al.* (2013) e Jorgenson *et al.* (2014). O crédito de capacidade correspondeu, portanto, ao fator de capacidade esperado da usina durante o período de maior carga líquida do sistema.

Neste estudo, a carga líquida é igual a carga do sistema elétrico subtraindo-se a geração proveniente das usinas eólicas, fotovoltaicas e das pequenas usinas hidrelétricas e termelétricas, uma vez que essas usinas não são capazes de fornecer capacidade firme ao SIN. Além disso as usinas fotovoltaicas e as pequenas usinas são consideradas como um abatimento da demanda pelo modelo DESSEM e possuem, portanto, prioridade para

serem despachadas na política de operação definida pelo modelo. Ressalta-se ainda que a geração eólica, solar fotovoltaica e das pequenas usinas não foi considerada para o atendimento à carga líquida do sistema também pelo fato do SIN ter sido otimizado sem considerar as restrições de rede elétrica. Caso o benefício de capacidade seja estimado no SIN considerando restrições de rede elétrica, essas usinas, em especial as eólicas e as fotovoltaicas, devem ser incluídas no parque gerador para o atendimento a carga líquida devido ao aumento da participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira nos últimos anos e, conseqüentemente, ao surgimento de possíveis congestionamentos nas linhas de transmissão.

O período de maior carga líquida, utilizado para obter o crédito de capacidade da planta CSP, correspondeu às três horas de maior carga líquida de cada dia útil do horizonte de estudo. A seleção do período de três horas ocorreu em função do período de ponta definido pelo ONS, que também compreende um intervalo com três horas de duração em dias úteis (excluindo-se sábados, domingos e feriados) (ONS, 2020).

No Brasil não há um mecanismo de mercado para o fornecimento de capacidade firme ao sistema elétrico. Por isso, o custo de investimento fixo anualizado de um gerador convencional disponível, denotado por FC_{peak} , foi estimado com base nas tecnologias de geração de energia elétrica frequentemente acionadas nos períodos de maior carga do SIN. Entre essas tecnologias estão as usinas hidrelétricas e termelétricas. Vale destacar que, diferentemente dos estudos já realizados em sistemas térmicos, onde apenas as turbinas a gás ou combustão interna são consideradas usinas de pico, no sistema hidrotérmico brasileiro as usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual também exercem um papel importante durante o período de maior carga e, por isso, foram consideradas no cálculo do FC_{peak} . Em relação às usinas hidrelétricas, foram consideradas aquelas que possuem reservatórios de regularização com capacidade de armazenamento e são classificadas como usinas de médio e grande porte²⁷, excluindo-se as hidrelétricas a fio d'água²⁸ e de pequeno porte que, em geral, não são capazes de fornecer capacidade firme ao sistema. Em relação às usinas termelétricas, foram consideradas aquelas que operam a partir de gás natural e de óleo combustível. Ressalta-

²⁷ Uma usina hidrelétrica é classificada como usina de médio porte quando possui capacidade entre 300 MW e 1.000 MW e, como usina de grande porte se apresentar capacidade acima de 1.000 MW (EPE, 2018).

²⁸ A usina hidrelétrica a fio d'água possui a sua geração limitada pela vazão afluyente, que deve ser turbinada ou vertida em cada instante. Isso ocorre porque as usinas a fio d'água não tem capacidade de armazenamento, pois possuem reservatórios apenas para regularização diária ou semanal.

se que as usinas nucleares e aquelas que utilizam carvão mineral não foram consideradas como geradores convencionais disponíveis pois constituem tecnologias de geração de energia elétrica que oferecem menor flexibilidade operativa ao sistema (TOLMASQUIM, 2016a, LAWSON E PEREIRA, 2017).

O FC_{peak} é composto pelo custo de investimento anualizado somado ao custo fixo de O&M de cada gerador, conforme a Equação (3.16).

$$FC_{peak_G} = Investimento_{A_G} + O\&M_{fixo_G} \quad (3.16)$$

Onde:

FC_{peak_G} é o custo de investimento fixo anualizado do gerador G , em R\$/MW/ano;

$Investimento_{A_G}$ é o custo de investimento anualizado do gerador G , em R\$/MW/ano;

$O\&M_{fixo_G}$ é o custo de O&M fixo do gerador G , em R\$/MW/ano.

O $Investimento_{A_G}$ foi obtido a partir da anualização do capital da usina considerando a vida útil, o tempo de construção, a potência nominal, uma taxa de desconto e um cronograma de desembolso aplicado ao custo de investimento da usina em cada ano da sua construção.

Para o cálculo do $Investimento_{A_G}$, foram utilizados quatro geradores reais e participantes do SIN, classificados conforme as quatro tecnologias de geração de energia elétrica selecionadas como geradores convencionais disponíveis. A taxa de desconto aplicada no cálculo do $Investimento_{A_G}$ equivale à taxa de desconto utilizada na análise paramétrica conduzida no programa computacional SAM, realizada na etapa 1 da metodologia deste estudo e descrita no item 3.1.4.

As vidas úteis dos geradores hidráulicos e da usina a gás natural foram obtidas no Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2018), assim como o capital desses geradores e o custo de O&M fixo das usinas a gás natural. Os custos fixos de O&M das hidrelétricas foi obtido em Tolmasquim (2016a). No Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007) foram adquiridos o tempo de construção dessas usinas, incluindo todos os dados relativos aos geradores a óleo.

A Tabela 3.2 apresenta o FC_{peak} obtido para cada tecnologia de geração considerada, além dos dados técnicos e econômicos utilizados no cálculo desse parâmetro.

Conforme os resultados apresentados na Tabela 3.2, observa-se que o FC_{peak} estimado para os geradores termelétricos neste estudo – aproximadamente 106 e 178 US\$/kW/ano²⁹ – encontra-se na faixa de custos de plantas de pico igual a 55 – 212 US\$/kW/ano utilizada por Denholm *et al.* (2013) para o cálculo do valor da capacidade das usinas.

Tabela 3.2: Dados técnicos, econômicos e custo de investimento fixo anualizado de plantas de pico

Tecnologia	Vida útil (anos)	Tempo de construção (anos)	Investimento (R\$/kW)	Cronograma de desembolso (% anual)	O&M fixo (R\$/kW/ano)	FC_{peak} (R\$/kW/ano)
UHE						
Médio porte	30	5	7.504,95	Ano 1: 10 Ano 2: 20 Ano 3: 30 Ano 4: 25 Ano 5: 15	54,40	635,02
Grande porte	30	5	5.657,87	Ano 1: 10 Ano 2: 20 Ano 3: 30 Ano 4: 25 Ano 5: 15	54,40	492,12
UTE						
Óleo	20	2	5.741,67	Ano 1: 40 Ano 2: 60	133,97	701,45
Gás natural	20	2	3.560,90	Ano 1: 40 Ano 2: 60	66,85	418,79

Fonte: Elaborado pela autora a partir de EPE (2007), Tolmasquim (2016a) e EPE (2018)

Para o cálculo do custo evitado de capacidade, foram utilizados os quatro valores encontrados para o FC_{peak} referentes às hidrelétricas de grande e médio porte e às térmicas a óleo e gás natural, apresentados na Tabela 3.2, pois consistem nas tecnologias que podem ser substituídas pelas plantas heliotérmicas para fornecimento de capacidade firme ao sistema elétrico. Logo, foram obtidos quatro valores para o CE_C (em R\$/MWh), o que implicou no cálculo de quatro valores para o custo líquido de eletricidade, para cada conjunto de usinas CSP inseridas no SIN nos cenários deste estudo.

²⁹ Conforme a cotação média da taxa de câmbio do ano de 2019, equivalente a 3,95 R\$/US\$ (BCB, 2019).

3.8 Cálculo do custo líquido de eletricidade

A etapa 8 desta metodologia consistiu em calcular o custo líquido da eletricidade, denotado nesse estudo por CL_E , gerada pelas usinas CSP através da metodologia de CSP Alliance (CSP ALLIANCE, 2014). Neste estudo, o custo líquido foi obtido conforme a Equação (3.17), equivalente à Equação (2.10) com os termos relativos aos benefícios econômicos agrupados. Além do $LCOE$ e dos benefícios econômicos associados ao fornecimento de energia e capacidade (CE_E e CE_C , respectivamente), C_T refere-se ao custo de transmissão, C_I é o custo de integração e CE_{SA} são os custos evitados de serviços auxiliares.

$$CL_E = LCOE + C_T + C_I - (CE_E + CE_C + CE_{SA}) \quad (3.17)$$

O $LCOE$ da planta CSP foi obtido nas simulações do SAM, realizadas na etapa 1 desta metodologia para determinar a configuração da usina heliotérmica em análise neste estudo.

O custo de transmissão C_T representa a despesa referente à construção de uma nova linha de transmissão de energia elétrica para viabilizar o despacho da geração da usina heliotérmica. Contudo, destaca-se que a literatura não aponta estudos sobre esse custo de transmissão e a CSP Alliance (2014), embora cite este custo, não menciona qualquer metodologia para estimá-lo. Além disso, um dos critérios aplicados na seleção do local para instalar uma usina CSP é a disponibilidade da infraestrutura necessária à transmissão de energia elétrica (Lovegrove e Stein, 2012), para que a tecnologia heliotérmica não implique ainda em mais custos. Por esses motivos, e considerando que o local onde a usina CSP foi simulada possui rede de transmissão disponível, o custo de transmissão C_T da planta CSP, neste estudo, é considerado nulo.

Na metodologia da CSP Alliance (2014), o custo de integração refere-se ao custo adicional de regular a carga e pode ser obtido através das reservas de regulação, exigindo uma modelagem bastante robusta, com dados discretizados em minutos. Em outras palavras, o custo de integração refere-se ao custo de acionar outra usina para atender a demanda quando a CSP reduzir a sua geração.

Contudo, na maioria dos estudos que analisaram usinas CSP com sistemas de armazenamento térmico, destacados por Mills e Wiser (2012), os custos de integração dessa fonte foram considerados nulos, pois as plantas heliotérmicas que possuem sistemas

de armazenamento assemelham-se a usinas termelétricas convencionais e consistem, portanto, em fontes despacháveis de energia.

Dessa forma, como a usina CSP deste estudo possui um sistema de armazenamento térmico, essa usina também é despachável e, por isso, o C_I também é considerado nulo. Entretanto, ressalta-se que a Equação (3.17) pode ser aplicada a qualquer tecnologia de geração e, para outros tipos de usina como eólica e solar fotovoltaica, sem sistemas de armazenamento de energia, o C_I pode ser um valor não nulo.

Os parâmetros CE_E e CE_C da Equação (3.17) foram obtidos nas etapas 6 e 7 desta metodologia, respectivamente. Por fim, o benefício econômico associado ao fornecimento de serviços ancilares CE_{SA} não foi inserido no cálculo do CL_E deste estudo pois não foi possível estimar o fornecimento de serviços ancilares pelas plantas CSP através do modelo DESSEM.

Capítulo 4

Estudo de caso

Este capítulo apresenta o sistema elétrico hidrotérmico considerado nesta pesquisa e a aplicação da metodologia, descrita no Capítulo 3, para estimar o custo líquido de eletricidade de usinas CSP inseridas no semiárido brasileiro. A aplicação da metodologia tem como objetivo validar o cálculo do custo líquido de eletricidade e analisar se, com as hipóteses consideradas nesta pesquisa, a tecnologia heliotérmica pode ser economicamente viável no Brasil.

Neste sentido, além da descrição do sistema elétrico hidrotérmico, são descritos neste capítulo: o local selecionado para simular a operação das usinas CSP assim como as características técnicas dessas usinas, que constituem a etapa 1 da metodologia; os cenários construídos para simular a operação do sistema elétrico (sem e com as plantas CSP) – incluindo a preparação dos casos do modelo DESSEM – que caracterizam a etapa 2 da metodologia; e os dados necessários para a implementação da tecnologia heliotérmica no modelo DESSEM, que compõem a etapa 4 da metodologia. As outras etapas da metodologia descrita no Capítulo 3 – etapas 3 e 5 sobre as simulações do sistema elétrico e etapas 6, 7 e 8 sobre os cálculos dos benefícios e do custo líquido – produziram os resultados desta pesquisa, apresentados no Capítulo 5.

4.1 Sistema elétrico hidrotérmico

Neste estudo, o sistema elétrico hidrotérmico analisado é o Sistema Interligado Nacional planejado para o ano de 2026, conforme o PDE 2026 (EPE, 2017). O PDE consiste em um estudo publicado anualmente pela EPE que avalia a expansão do SIN a partir de uma visão integrada entre os recursos energéticos, a energia elétrica e a previsão de demanda de energia pelo mercado, em um horizonte de dez anos. Assim, o PDE indica a expansão do parque gerador brasileiro e das linhas de intercâmbio entre os subsistemas,

constituindo um instrumento de apoio ao planejamento energético e a tomada de decisões de agentes e investidores.

O PDE 2026 foi publicado pela EPE em julho de 2017 e possui o horizonte de planejamento até 2026. Considerando a inexistência de uma planta heliotérmica de escala comercial no Brasil e a possibilidade de investimentos nessa tecnologia no futuro, seria ideal avaliar o impacto decorrente da introdução de usinas CSP no sistema elétrico brasileiro em um cenário de expansão (longo prazo). Embora a EPE publique o plano decenal de expansão de energia anualmente, quando este trabalho foi desenvolvido, o *deck* de dados do SIN com discretização horária para um cenário futuro da expansão do sistema elétrico brasileiro estava disponível somente para o ano 2026, elaborado a partir do PDE 2026. Por esse motivo, foi selecionada a previsão da configuração do SIN no ano 2026, desenvolvida com base no PDE 2026, para a realização desta pesquisa.

Diante do exposto, o SIN foi configurado a partir dos dados e informações referentes ao último ano do horizonte de planejamento do PDE 2026. O sistema elétrico considerado possui aproximadamente 200 GW de capacidade instalada total, sendo que as usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e fotovoltaicas correspondem, respectivamente, a 60%, 21%, 14% e 5% da capacidade instalada total. A configuração do SIN para o ano de 2026 elaborada neste estudo é similar à configuração projetada pelo ONS para o respectivo ano, em termos de capacidade instalada total e percentuais das fontes energéticas (ONS, 2022).

A configuração do SIN em 2026 incluiu: i) a divisão do sistema hidrotérmico em subsistemas; ii) as linhas de intercâmbio entre os subsistemas; iii) a previsão da demanda de energia elétrica por subsistema; iv) o parque de geração hidrelétrico (dados relativos às vazões e cascata das usinas, aos volumes morto e máximo dos reservatórios, à potência disponível, ao número de unidades geradoras de cada usina, entre outros); v) o parque de geração termelétrico (dados relativos ao tipo de combustível, ao custo de operação, à potência disponível, às taxas de rampa, ao número de geradores, aos intervalos de tempo mínimo dos geradores ligados/ desligados, entre outros); vi) a geração eólica e solar fotovoltaica.

A Figura 4.1 ilustra a configuração do SIN, dividido em nove subsistemas e dois nós fictícios. Os subsistemas são: Sul (S), Sudeste (SE), Norte (N), Nordeste (NE), Acre e Rondônia (AC), Belo Monte (BM), Manaus (MAN), Teles Pires (TPI) e Tapajós (TAP). Os nós fictícios são Imperatriz (IMP) e Xingu (XI). A demanda de energia elétrica é nula

nos nós fictícios e nos subsistemas exportadores de energia (Belo Monte, Teles Pires e Tapajós). Os subsistemas são interligados através das linhas de intercâmbio de energia, representadas pelas linhas entre os subsistemas na Figura 4.1.

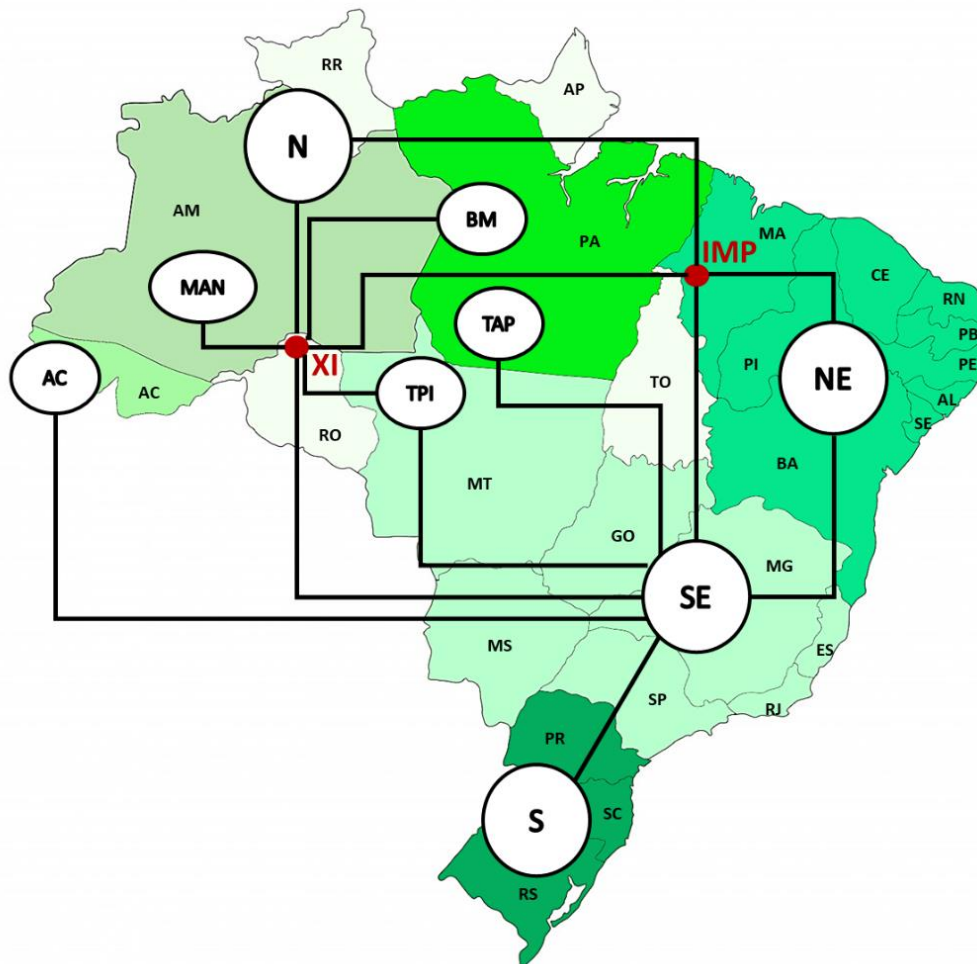


Figura 4.1: Subsistemas e nós fictícios do SIN.
Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Curty (2020)

O Anexo A apresenta as usinas hidrelétricas e termelétricas participantes da configuração do SIN prevista para o ano de 2026 com as respectivas capacidades e o subsistema onde estão inseridas.

4.2 Aplicação da metodologia

4.2.1 Configuração da planta CSP

4.2.1.1 Local selecionado para simular a operação da usina

Segundo Soria (2011), o Brasil possui uma superfície de 97.700,93 km² com índices de DNI na faixa 6,0 – 6,5 kWh/m²/ano e, portanto, favorável ao desenvolvimento da tecnologia heliotérmica. Segundo o autor, o Brasil possui um potencial médio de geração entre 3,3 e 4,9 TW_e/ano, dependendo da tecnologia CSP e do índice de DNI, sendo que 71% desse potencial está na região Nordeste e 29% na região Sudeste/ Centro-Oeste. No Nordeste, o estado da Bahia apresenta aproximadamente 60% do potencial nacional para o desenvolvimento da tecnologia heliotérmica.

A região do semiárido nordestino – composto por municípios dos nove estados do Nordeste (Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia) e do norte de Minas Gerais – reúne os elementos fundamentais para a geração de usinas heliotérmicas – inclusive de plantas destinadas a operação comercial – como os baixos índices de precipitação anual e poucas nuvens, que ocasionam menor sombreamento na região e viabilizam índices de DNI superiores a 2.000 kWh/m²/ano, além da presença do Rio São Francisco e de seus afluentes, que podem auxiliar na refrigeração do ciclo termodinâmico. A Figura 4.2 ilustra a irradiação solar direta normal no Brasil.

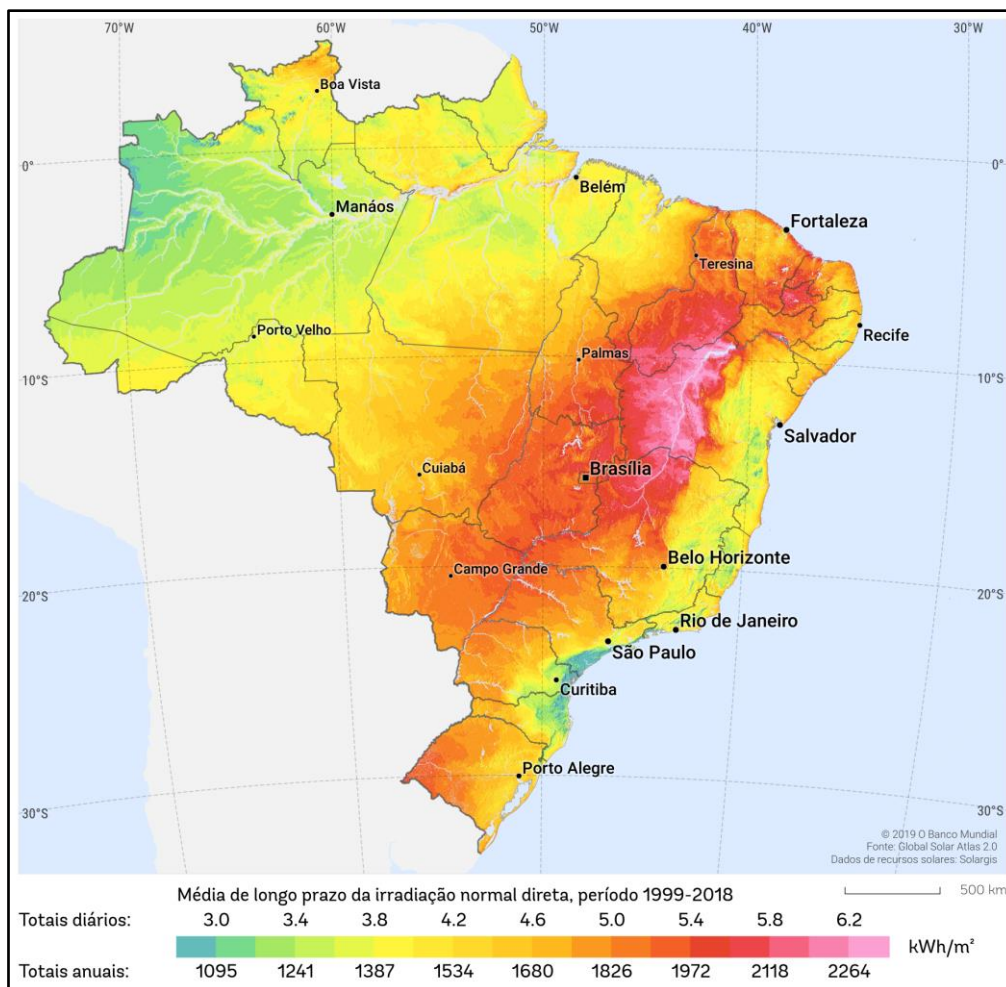


Figura 4.2: Mapa da Irradiação Direta Normal no Brasil.
 Fonte: Solargis (2023)

Neste estudo, a operação da usina CSP foi simulada em Bom Jesus da Lapa (BA), um município localizado no semiárido brasileiro, onde os índices de DNI são de aproximadamente 6,02 kWh/m²/dia, valor acima do nível mínimo indicado na literatura (Amoah *et al.*, 2022) e, portanto, favorável para o desenvolvimento da tecnologia CSP. O local selecionado também dispõe dos recursos hídricos provenientes do Rio São Francisco (fluxo perene) e apresenta baixo coeficiente de variação (aproximadamente 10%) entre os valores máximo e mínimo de irradiação solar média mensal (GUIMARÃES *et al.*, 2010, NÉBIAS E CODECEIRA NETO, 2019). As Figuras 4.3 e 4.4 ilustram, respectivamente, a localização de Bom Jesus da Lapa e a irradiação direta normal nesse município durante o ano.



Figura 4.3: Localização do Município Bom Jesus da Lapa (BA).
 Fonte: Elaborado pela autora a partir de *Google Maps* (2023)

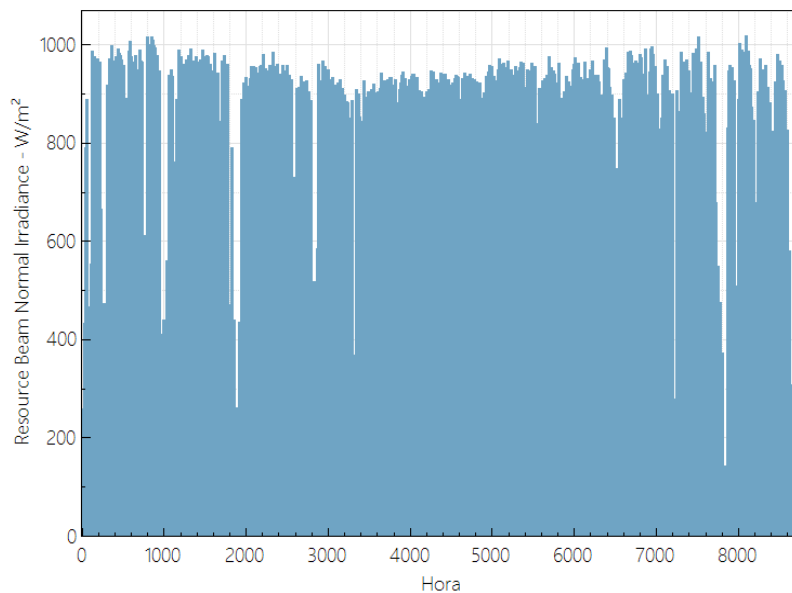


Figura 4.4: Irradiância Direta Normal em Bom Jesus da Lapa (BA).
 Fonte: NREL (2018)

Além dos aspectos mencionados, outros elementos relevantes para a seleção de Bom Jesus da Lapa foram a disponibilidade de duas linhas de transmissão, uma subestação de energia e vias de acesso, como rodovias, conforme é ilustrado na Figura 4.5.

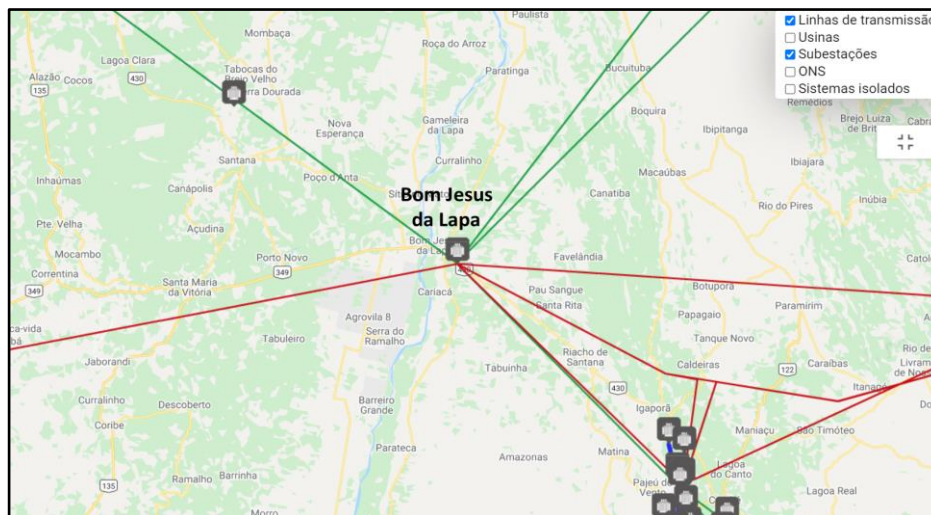


Figura 4.5: Linhas de transmissão e subestação do SIN em Bom Jesus da Lapa (BA).
(Nota: as linhas de transmissão verde e vermelha possuem tensão equivalente a 230 Kv e 500 Kv, respectivamente.)
Fonte: Adaptado de ONS (2023a)

4.2.1.2 Tecnologia heliotérmica e demais parâmetros técnicos da usina

Neste estudo foram consideradas plantas CSP com tecnologia de cilindro parabólico pois, além de apresentar maior maturidade tecnológica, esta tecnologia possui também maior aplicação internacional (ISLAM, *et al.*, 2018, CUIÊCA E MACAGNAN, 2020, IRENA, 2022, SOLARPACES, 2023). Vale salientar ainda que, como esta pesquisa analisa a viabilidade de uma tecnologia de geração ainda não existente no país para operação comercial, é ideal avaliar a implantação e a operação de uma tecnologia comercialmente mais avançada.

Todas as usinas heliotérmicas foram simuladas no mesmo local, em Bom Jesus da Lapa, com características típicas de usinas destinadas à operação comercial, contexto no qual se enquadram os objetivos deste estudo. Nesse sentido, foram simuladas plantas CSP com potência líquida de 100 MW_e. Além disso, foi adotada a refrigeração úmida para o ciclo termodinâmico (ciclo *Rankine*) devido à disponibilidade de recursos hídricos no

local (Rio São Francisco) e, também, por apresentar maior eficiência e menor custo do que a refrigeração a seco (LOVEGROVE E STEIN, 2012, IEA, 2014).

As plantas CSP deste estudo possuem o óleo térmico Therminol VP-1 como fluido de transferência de calor e um sistema de armazenamento de energia com dois tanques de sal fundido, o que é usual nas plantas comerciais existentes.

O óleo térmico Therminol VP-1 é uma mistura eutética de dois compostos orgânicos estáveis – bifenila ($C_{12}H_{10}$) e óxido difenílico ($C_{12}H_{10}O$) – que pode atingir $400^{\circ}C$ (VIGNAROUBAN *et al.*, 2015). O sal fundido ou “sal solar” – meio de armazenamento térmico nos tanques – é uma mistura de nitrato de sódio ($NaNO_3$) e nitrato de potássio (KNO_3) que pode alcançar $550^{\circ}C$ (VIGNAROUBAN *et al.*, 2015). O sal fundido possui densidade elevada, alta capacidade térmica e alta estabilidade térmica (CUIÊCA E MACAGNAN, 2020). O óleo térmico e o sal fundido foram selecionados com base nas tecnologias da maioria das plantas heliotérmicas construídas em outros países, como, por exemplo, a usina CSP espanhola Andasol 1, em operação desde 2008 (MCTI-GIZ, 2014).

A planta CSP deste estudo é dividida em três macro componentes: campo solar, armazenamento e ciclo água/ vapor (ou bloco de potência), conforme ilustrado na Figura 4.6. No campo solar, a irradiação solar direta incide sobre os coletores parabólicos, que concentram a energia em um receptor, onde o óleo térmico (fluido de transferência de calor) absorve o calor. O fluido em alta temperatura é, então, direcionado para o ciclo água/ vapor e/ ou para o sistema de armazenamento. Quando há irradiação solar disponível e demanda elétrica, o óleo térmico transfere o calor absorvido no campo solar para o trocador de calor do bloco de potência, gerando vapor. Contudo, o óleo térmico também pode transferir parcialmente ou integralmente o calor absorvido no campo solar para o fluido de armazenamento térmico do tanque frio que, neste estudo, é o sal fundido, utilizando um trocador de calor intermediário. O sal fundido aquecido é armazenado no tanque quente. Em períodos nublados e durante a noite, o sal fundido armazenado no tanque quente aquece o óleo térmico através do trocador de calor intermediário. O sal fundido é resfriado e retorna para o tanque frio. O óleo térmico aquecido segue para o trocador de calor do bloco de potência, gerando vapor. No ciclo água/ vapor, de modo semelhante às usinas termelétricas convencionais, o vapor produzido em alta pressão movimenta a turbina a vapor que, por sua vez, aciona o gerador elétrico e produz eletricidade. O vapor é condensado e retorna à caldeira, completando o ciclo.

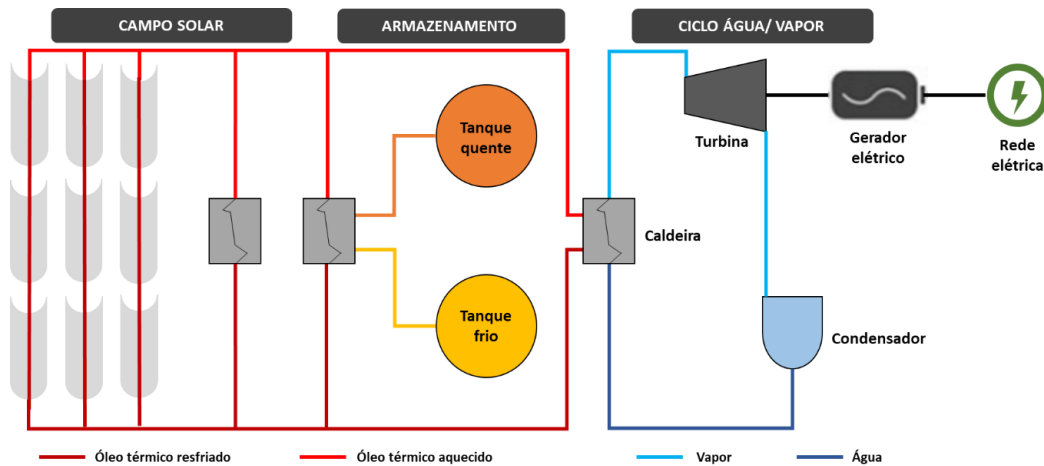


Figura 4.6: Usina CSP com sistema de armazenamento térmico de energia.
 Fonte: Elaborado pela autora

A planta CSP deste estudo possui, portanto, um sistema de armazenamento indireto, pois o fluido de armazenamento (sal fundido) não circula no campo solar, apenas no circuito dos tanques de armazenamento.

Conforme mencionado no item 3.1.4, o múltiplo solar e o número de horas de armazenamento do sistema de TES da usina CSP foram selecionados com base em uma análise paramétrica realizada no SAM, visando à minimização do LCOE.

O programa SAM disponibiliza, para usinas com tecnologia de cilindro parabólico, dois modelos de simulação energética: empírico e físico. O modelo empírico otimiza o desempenho da usina CSP aplicando um conjunto de medições empíricas compostas por equações de ajuste de curva provenientes da análise dos dados das plantas SEGS, nos EUA, limitando este tipo de modelagem para sistemas com dados e curvas de performance bem conhecidos. O modelo físico não utiliza medições empíricas e caracteriza os componentes da usina a partir dos princípios da termodinâmica e transferência de calor, atribuindo maior flexibilidade a este tipo de modelagem, que se mostra mais adequada para sistemas nos quais os dados e o desempenho são, a princípio, desconhecidos (WAGNER e GILMAN, 2011). Neste estudo foi utilizado o modelo físico cilindro parabólico da versão 2018.11.11 do SAM.

Vale ressaltar que o múltiplo solar da usina foi otimizado considerando a irradiância de projeto igual a 750 W/m^2 . A irradiância de projeto corresponde ao índice de DNI para o qual é dimensionado a área de abertura dos espelhos para operar o bloco de potência. O múltiplo solar, por sua vez, corresponde a proporção da área do campo

solar construído em relação à área do campo solar necessário para operar o bloco de potência a 100% da carga quando a DNI equivale à irradiância de projeto. A princípio, a irradiância de projeto poderia ser semelhante ao maior índice de DNI incidente no local da usina. Contudo, para sistemas de rastreamento em um único eixo – como a tecnologia de cilindro parabólico aplicada neste estudo – distantes da linha do Equador, a irradiância incidente por metro quadrado no coletor será menor do que o índice de DNI. Nesse sentido, considerou-se como irradiância de projeto a irradiância média das máximas diárias, conforme proposto por Malagueta (2013). Segundo o autor, esse valor corresponde a 750 W/m² em Bom Jesus da Lapa.

As Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam, respectivamente, os parâmetros técnicos, financeiros e os custos específicos da tecnologia de cilindro parabólico, utilizados nas simulações realizadas no SAM.

Tabela 4.1: Parâmetros técnicos da planta CSP

Parâmetro	Valor
Campo solar	
Tecnologia	Cilindro parabólico
Múltiplo solar	1,7
Irradiância de projeto	750 W/m ²
Fluido de transferência de calor	Óleo térmico Therminol VP-1
Temperatura mínima do fluido	12 °C
Temperatura máxima do fluido	400 °C
Tipo de coletor	Skyfuel SkyTrough
Tipo de receptor	Schott PTR80
Sistema de armazenamento térmico de energia	
Tanques paralelos	1 par
Modo de armazenamento	Indireto
Fluido de armazenamento térmico	Hitec Solar Salt
Temperatura mínima do tanque frio	250 °C
Temperatura mínima do tanque quente	365 °C
Número de horas	6
Bloco de potência	
Potência nominal	111 MW
Potência líquida	100 MW
Eficiência (bruta)	39,3%
Operação mínima da turbina	0,25
Pressão de operação da caldeira	100 Bar
Temperatura de entrada do óleo no bloco de potência	391 °C
Temperatura de saída do óleo no bloco de potência	293 °C
Refrigeração	Úmida

Fonte: Elaborado pela autora a partir de NREL (2018)

Tabela 4.2: Parâmetros financeiros utilizados no SAM

Parâmetro	Valor
Parâmetros de análise	
Período de análise	30 anos
Taxa de desconto	8% a.a.
Inflação	-
Taxa interna de retorno (TIR)	15% a.a.
Taxas	
Tributos	34% a.a.
Taxa de venda	5% do custo total instalado
Seguro	0,5% do custo total instalado
Parâmetros de financiamento	
Prazo de amortização	16 anos
Taxa de juros	7,4% a.a.
Fração de dívida	70%
Tempo de construção	3 anos
Depreciação	
Tipo	Linear
Período	15 anos
Valor residual	-

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Tavares (2016), Tolmasquim (2016) e EPE (2018)

Tabela 4.3: Custos específicos da tecnologia de cilindro parabólico

Parâmetro	Valor
Campo solar	150 \$/m ²
Melhorias no sítio	25 \$/m ²
Sistema do fluido de transferência de calor	60 \$/m ²
Armazenamento térmico	62 \$/kW _{ht}
Bloco de potência	910 \$/kW _e
Balanço da planta	90 \$/kW _e
Contingência	10%
Custo fixo por potência	66 \$/kW-ano
Custo variável por geração	4 \$/MWh

Fonte: NREL (2018)

A Figura 4.7 ilustra o LCOE das usinas CSP para os diversos valores de múltiplo solar e horas de armazenamento térmico de energia, considerados na análise paramétrica realizada no SAM. O LCOE da curva das usinas com sistemas de seis horas de armazenamento apresentou menor influência do múltiplo solar do que o LCOE das outras curvas, e o múltiplo solar igual a 1,7 forneceu o menor custo nivelado para a planta CSP

com sistema de seis horas de armazenamento térmico. Assim, a usina heliotérmica com múltiplo solar igual a 1,7 e seis horas de armazenamento foi selecionada para este estudo.

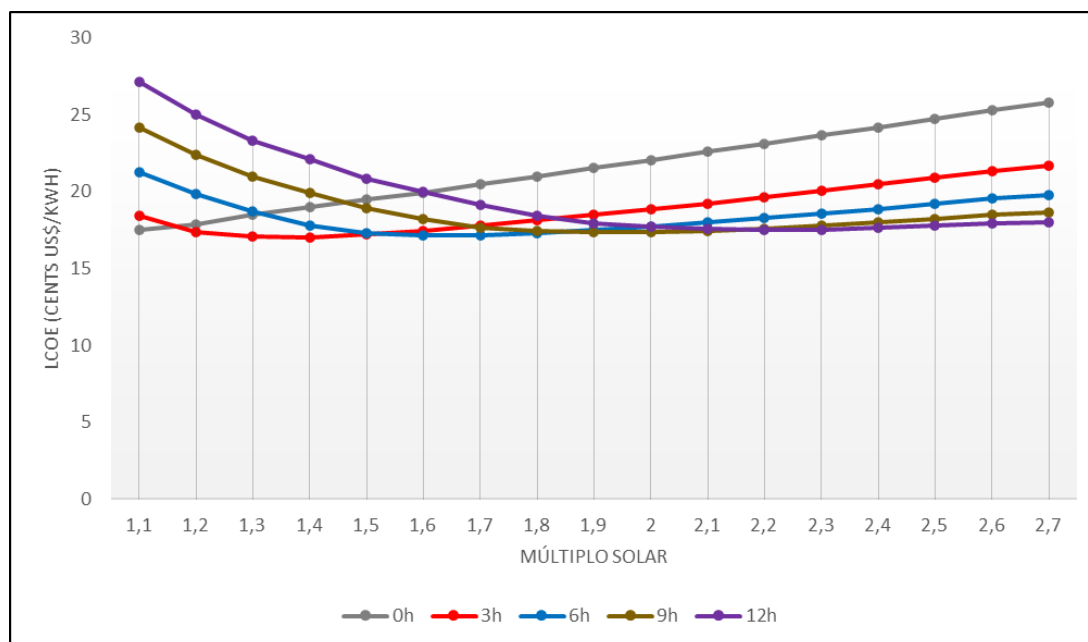


Figura 4.7: Efeito do múltiplo solar e do sistema de armazenamento térmico no LCOE das usinas heliotérmicas.

Fonte: Elaborado pela autora

4.2.2 Cenários analisados

Neste estudo foram construídos e analisados quatro cenários: dois cenários no mês de março de 2026 e dois cenários no mês de setembro de 2026. Os meses de março e setembro, que refletem as características e a operação do sistema elétrico nos períodos úmido e seco, respectivamente, foram escolhidos com o intuito de avaliar os benefícios da tecnologia heliotérmica no SIN em períodos com significativas diferenças na geração hidráulica, eólica e solar.

O horizonte de estudo de cada cenário corresponde a uma semana com discretização horária, ou seja, cada cenário possui 168 períodos (horas). Em cada mês escolhido, foram analisadas duas semanas, resultando em dois cenários para o mês de março e dois cenários para o mês de setembro.

O perfil da geração heliotérmica prevista nos meses dos períodos úmidos e secos apresenta variações devido ao índice de DNI, que pode oscilar de um dia para o outro. No

período úmido, por exemplo, é comum a maior ocorrência de chuvas e nebulosidade, o que interfere nos níveis de irradiação e, conseqüentemente, na geração das usinas CSP. Por isso, foram analisadas duas semanas em cada mês, sendo uma semana com maior recurso solar e outra com menor recurso solar.

O critério utilizado para selecionar as semanas de cada mês consistiu nos valores médios do índice de DNI, fornecido pelo SAM para cada hora ao longo de um ano típico. Vale ressaltar que o SAM aplica, em suas simulações, um arquivo de ano típico que utiliza um ano de dados horários para representar o recurso renovável e as condições climáticas ao longo de um período plurianual. Esse ano típico é composto através da análise de um conjunto de dados plurianual e, dentro desse conjunto, são selecionados doze meses que melhor representam as condições típicas no longo prazo (NREL, 2018). Na versão do SAM utilizada neste estudo, o ano típico foi elaborado a partir da análise do conjunto de dados horários no período de 1998 a 2017.

Nesta etapa da metodologia deste estudo, o índice de irradiação direta normal total foi calculado para cada dia do mês, obtendo o recurso solar em Wh/m². Então, selecionou-se as semanas com maior e menor DNI média de cada mês, conforme a Tabela 4.4.

Tabela 4.4: DNI média dos cenários analisados

Mês	Menor DNI média (Wh/m ²)	Maior DNI média (Wh/m ²)
Março	2.010	8.369
Setembro	6.629	9.297

Fonte: Elaborado pela autora a partir de NREL (2018)

A Figura 4.8 mostra as curvas do índice de DNI das semanas com maior e menor disponibilidade de recurso solar nos meses de março e setembro, que caracterizam os cenários deste estudo.

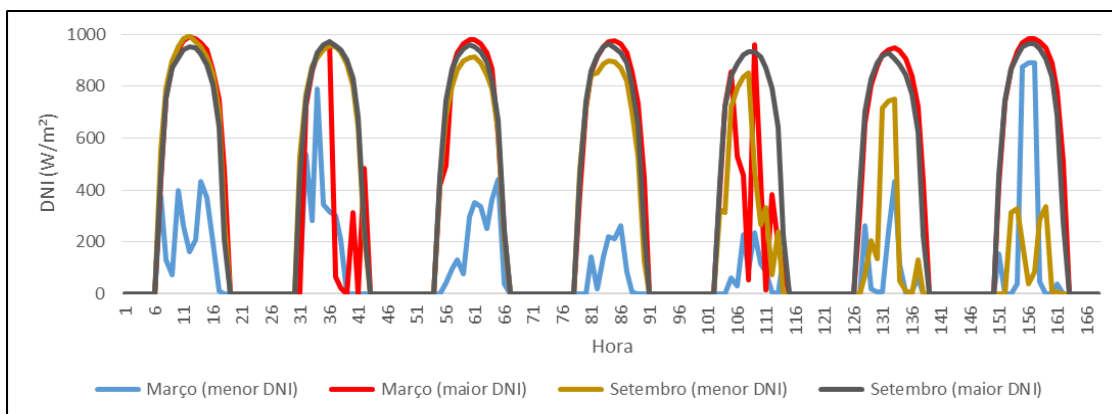


Figura 4.8: Índices de DNI das semanas analisadas nos meses de março e setembro.
 Fonte: Elaborado pela autora

Em cada cenário construído foram inseridos conjuntos de usinas com até vinte plantas CSP com a finalidade de avaliar o impacto de usinas adicionais no SIN. Nesse sentido, cada cenário foi simulado com uma, três, cinco, sete, dez, doze, quinze e vinte usinas heliotérmicas.

4.2.2.1 Elaboração dos casos do modelo DESSEM

Após a definição dos cenários analisados neste estudo, foram elaborados os casos do modelo DESSEM para a otimização do SIN (sem e com as plantas CSP). Para cada mês do estudo (março e setembro de 2026), foi elaborado o caso do modelo DESSEM sem usinas heliotérmicas, resultando em dois casos sem usinas CSP. Dado que quatro cenários foram construídos e analisados e cada cenário foi simulado com uma, três, cinco, sete, dez, doze, quinze e vinte plantas CSP, foram elaborados 34 (trinta e quatro) casos do DESSEM no total, discriminados na Tabela 4.5.

Como os cenários correspondem aos meses de março e setembro para a configuração esperada do SIN em 2026 e o modelo DESSEM possui um horizonte de estudo de até quatorze dias, foi selecionado para esta pesquisa o *deck*³⁰ de dados do DESSEM, para os respectivos meses de 2026, gerado a partir da metodologia

³⁰ O deck de dados consiste no conjunto de arquivos de dados de entrada necessário para realizar as simulações no modelo DESSEM.

desenvolvida por Curty (2020), que propõe um encadeamento de modelos desenvolvidos pelo CEPEL para análise da operação horária do SIN em cenários de expansão do sistema.

Tabela 4.5: Casos elaborados para simulação no modelo DESSEM

Número do caso	Cenário	DNI média (Wh/m ²)	Número de plantas CSP
1		-	-
2			1
3			3
4			5
5			7
6		Maior	10
7			12
8	Período úmido		15
9	(uma semana do mês de		20
10	março de 2026)		1
11			3
12			5
13			7
14		Menor	10
15			12
16			15
17			20
18		-	-
19			1
20			3
21			5
22			7
23		Maior	10
24			12
25	Período seco		15
26	(uma semana do mês de		20
27	setembro de 2026)		1
28			3
29			5
30			7
31		Menor	10
32			12
33			15
34			20

Fonte: Elaborado pela autora

Curty (2020) apresenta uma proposta metodológica com o intuito de auxiliar o planejamento da expansão da geração considerando as características de forte incerteza e

intermitência das novas fontes renováveis de energia. Segundo a autora, o encadeamento de um modelo de planejamento da expansão, um modelo de planejamento da operação de médio prazo e um modelo da programação da operação de curto prazo visam garantir a segurança no suprimento à demanda e custos mínimos de investimento.

Na metodologia de Curty (2020), o acoplamento do modelo de expansão com o modelo de programação da operação de curto prazo envolve diversas etapas e o atendimento de alguns critérios. Em síntese, são utilizados quatro modelos de propriedade do CEPEL: o Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo (MELP), o NEWAVE, o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIISHI) e o DESSEM.

Primeiramente, os dados de entrada são inseridos no modelo MELP e o resultado da simulação desse modelo consiste em uma proposta de cronograma de expansão do parque de geração brasileiro (C). Em seguida, realiza-se a simulação do modelo NEWAVE para avaliar o cronograma de expansão proposto pelo modelo MELP na operação do sistema em estudo. O NEWAVE utiliza para essa avaliação o critério de convergência de risco de déficit menor que 5%. Quando esse critério é atendido, torna-se necessário analisar a operação do sistema elétrico em base horária através das simulações do DESSEM, que utiliza dados de usinas hidrelétricas individualizadas. Contudo, o modelo NEWAVE não utiliza usinas hidrelétricas individualizadas, mas reservatórios equivalentes de energia, compostos por reservatórios de diferentes hidrelétricas.

Para contornar esse problema e obter as características operativas das usinas hidrelétricas individualizadas, utiliza-se a função de custo futuro fornecida pelo NEWAVE para simular o sistema no modelo SUIISHI, que fornece a geração de cada usina hidrelétrica (G_{UHE}), os volumes armazenados nos reservatórios individualizados (V_{UHE}), os volumes afluentes incrementais aos reservatórios (V_A) e os volumes vertidos dos reservatórios individualizados (V_S). Então, um conversor de dados gera *decks* de entrada para dias típicos do modelo DESSEM para determinados meses e anos do horizonte de estudo simulado nos modelos anteriores (MELP, NEWAVE e SUIISHI). Portanto, na proposta metodológica de Curty (2020), o acoplamento do DESSEM na cadeia de modelos ocorre através das restrições de volume de água nos reservatórios no final do horizonte de estudo.

Finalmente, através das simulações no DESSEM, é possível observar a operação do sistema planejado, o impacto de geradores eólicos e fotovoltaicos com grande

variabilidade horária e verificar a capacidade desse sistema em suprir a demanda nos períodos sem ou com geração reduzida dessas novas fontes renováveis de energia. Curty (2020) aplicou a sua metodologia em um estudo de caso utilizando o *deck* completo do PDE 2026, com horizonte de planejamento de 2016 a 2031. A Figura 4.9 ilustra, de forma simplificada, a elaboração dos casos do modelo DESSEM conforme a metodologia de Curty (2020).

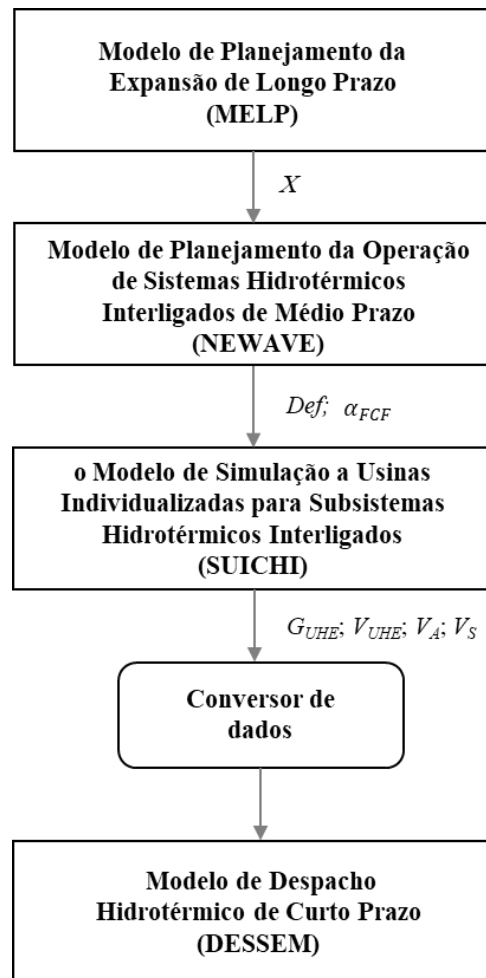


Figura 4.9: Etapas da proposta metodológica de Curty (2020).
 Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Curty (2020)

Na aplicação da sua proposta metodológica, Curty (2020) gerou casos do modelo DESSEM para os meses de fevereiro e agosto dos anos 2019, 2023, 2027 e 2031. Contudo, nesta pesquisa, considerando os motivos expostos nos itens 4.1 e 4.2.2, a metodologia de Curty (2020) foi aplicada para a obtenção dos *decks* de entrada do DESSEM referentes a março e setembro de 2026.

A versão oficial do modelo DESSEM, utilizada pelo ONS, possibilita a otimização do sistema elétrico com discretização de meia-hora para o primeiro dia e de até cinco patamares de carga cronológicos por dia e horizonte de estudo de até sete dias, totalizando 78 períodos por simulação, no máximo. Assim, foi utilizada a versão 19.0.26 do modelo DESSEM adaptada para otimizar o SIN com 168 períodos, isto é, com sete dias e discretização horária. O primeiro dia representa o sábado e, conseqüentemente, o sétimo dia corresponde a sexta-feira. Dessa forma, é possível avaliar a operação da CSP em base horária, o que permite uma análise mais adequada dos seus benefícios econômicos e energéticos, assim como a variabilidade do perfil e valor da demanda durante dias úteis e finais de semana.

O cálculo da demanda de energia e as premissas aplicadas por Curty (2020) na modelagem dos geradores hidráulicos, termelétricos, eólicos e fotovoltaicos foram utilizados na elaboração dos casos do modelo DESSEM desta pesquisa, considerando um *gap*³¹ de convergência de 0,05%, o custo de déficit igual a 4.650 R\$/MWh (EPE, 2017) e taxa de juros de 8% ao ano (EPE, 2017). O Anexo B apresenta o cálculo da demanda de energia dos cenários de março e setembro de 2026, além das premissas utilizadas na modelagem dos geradores.

Vale destacar, ainda, que a rede elétrica não foi considerada nesses casos do DESSEM, ou seja, as restrições elétricas, os limites de fluxo e as perdas nos circuitos da rede não foram representados no *deck* de dados de entrada do modelo aplicado neste estudo. Portanto, apenas as linhas de intercâmbio de energia entre os subsistemas foi considerada nas simulações. Assim, para cada dia do horizonte de estudo, foi informado o limite do intercâmbio, considerado como um valor constante equivalente ao intercâmbio médio mensal de março e setembro obtido no PDE 2026 e na política de expansão resultante do modelo MELP. Em outras palavras, considerou-se no modelo DESSEM um problema de operação energética.

³¹ O *gap* de convergência, ou *gap* de otimalidade, utilizado no processo de convergência dos problemas de programação linear inteira mista indica, em termos percentuais, o erro admitido para a otimalidade da solução encontrada pelo modelo.

4.2.3 Preparação dos dados das usinas CSP para o modelo DESSEM

Após a elaboração dos casos para o modelo DESSEM para os meses de março e setembro de 2026, as usinas CSP foram implementadas no modelo, caracterizando a etapa 4 da Figura 3.1.

Conforme descrito no item 3.4, uma usina CSP foi emulada no DESSEM como uma usina termelétrica com um dispositivo de armazenamento acoplado, localizados em um subsistema elétrico separado e conectado apenas ao subsistema Nordeste. Além disso, em cada cenário deste estudo foi realizada uma análise de sensibilidade em relação ao número de plantas dos custos e benefícios provenientes da inserção da tecnologia heliotérmica no SIN ao otimizar esse sistema.

Todas as usinas CSP consideradas neste estudo possuem a mesma tecnologia e se encontram na mesma localidade, logo a geração de energia esperada é igual para todas as plantas heliotérmicas. Nas simulações, considerou-se que todas as usinas CSP estavam localizadas em um mesmo subsistema. Além dos nove subsistemas que compõem o sistema hidrotérmico (ver item 4.1), não seria viável adicionar até vinte subsistemas no DESSEM apenas para a tecnologia heliotérmica (um subsistema novo para cada usina CSP) devido ao elevado esforço computacional. Por esse motivo, nas simulações para mais de uma CSP, as heliotérmicas, o conjunto de CSPs foi inserido como uma única usina, por exemplo: na simulação com adição de três plantas CSP no SIN, essas usinas foram implementadas como uma usina com capacidade igual à capacidade das três plantas juntas. Conseqüentemente, os demais dados, como geração de energia e capacidade útil de armazenamento também se referem às três usinas juntas.

A Tabela 4.6 ilustra alguns dados das usinas CSP utilizados na implementação dessa tecnologia no modelo DESSEM. Vale destacar que, embora a IRENA (2022) aponte a redução do custo variável de O&M de usinas com tecnologia de cilindro parabólico, de 4 US\$/MWh para 2 US\$/MWh em 2021, neste estudo, este custo foi considerado igual a 4 US\$/MWh, visto que esse valor foi aplicado nas simulações do SAM (NREL, 2018) (ver item 4.2.2.1) e ainda é o custo de algumas usinas heliotérmicas em operação no mundo (IRENA, 2022).

Tabela 4.6: Dados dos conjuntos de usinas CSP utilizados no modelo DESSEM

Número de plantas CSP	Potência nominal (MWe)	Capacidade útil de armazenamento (MWh_e)	Custo de O&M variável* (R\$/MWh)
1	111	610,522	
3	333	1.831,567	
5	555	3.052,611	
7	777	4.273,655	
10	1.110	6.105,222	15,80
12	1.332	7.326,266	
15	1.665	9.157,833	
20	2.220	12.210,444	

* O custo de O&M variável da usina CSP foi convertido para R\$/MWh conforme a taxa de câmbio citada no item 3.7.

Fonte: Elaborado pela autora

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados das simulações com o modelo DESSEM e do cálculo do custo líquido das plantas heliotérmicas. Sobre os resultados das simulações com o DESSEM, são descritos: a operação das usinas heliotérmicas no SIN, o impacto da inserção das plantas CSP sobre o custo total e o custo marginal de operação do sistema elétrico brasileiro, e o impacto da inserção das heliotérmicas na geração das outras fontes energéticas. São apresentados o LCOE das plantas CSP, além dos resultados do custo líquido de eletricidade, com análise de todos os parâmetros da equação utilizada para o cálculo desse custo, incluindo os custos evitados de energia e de capacidade.

5.1 Resultados das simulações com o modelo DESSEM

A seguir são apresentados os principais resultados das diversas simulações realizadas com o modelo DESSEM, conforme descrito nos itens 3.3 e 3.5. No total foram realizadas 34 (trinta e quatro) simulações com o DESSEM, uma vez que foram elaborados 34 casos do modelo. Entre os principais resultados obtidos para cada cenário do período úmido e do período seco, descritos no item 4.2.2, destacam-se: a operação das plantas CSP no SIN, os custos total e marginal de operação do SIN e o impacto da inserção de plantas CSP na geração de outras fontes energéticas no SIN.

5.1.1 Operação das usinas heliotérmicas no SIN

As Figuras 5.1 a 5.4 ilustram a operação de uma planta CSP no SIN para os quatro cenários considerados nesta tese. Nessas figuras, a curva “energia disponível (campo solar)” representa a energia elétrica equivalente à energia produzida pelo campo solar, a curva “despacho” refere-se à energia elétrica gerada pela usina CSP (a partir do campo solar e/ ou do sistema de armazenamento) e enviada para o subsistema NE e a curva

“energia armazenada” representa o nível do sistema de armazenamento útil da planta heliotérmica (sem considerar o armazenamento mínimo necessário). Além disso, a “hora” igual a “1” no eixo horizontal dessas figuras refere-se ao primeiro período da simulação da operação do SIN e equivale ao período compreendido entre 0 h e 1 h de sábado, a “hora” igual a “2” equivale ao período entre 1 h e 2 h de sábado e assim por diante até o último período da simulação – a “hora” igual a “168” que inicia às 23 h de sexta-feira.

Como pode ser observado na Figura 5.1, que representa a operação da planta CSP durante a semana do mês de março de 2026 com maior DNI média, o resultado do modelo DESSEM indicou que parte da energia produzida pelo campo solar foi armazenada e despachada nos períodos quando não havia recurso solar disponível. O sistema de armazenamento confere, portanto, maior flexibilidade à operação da usina heliotérmica.

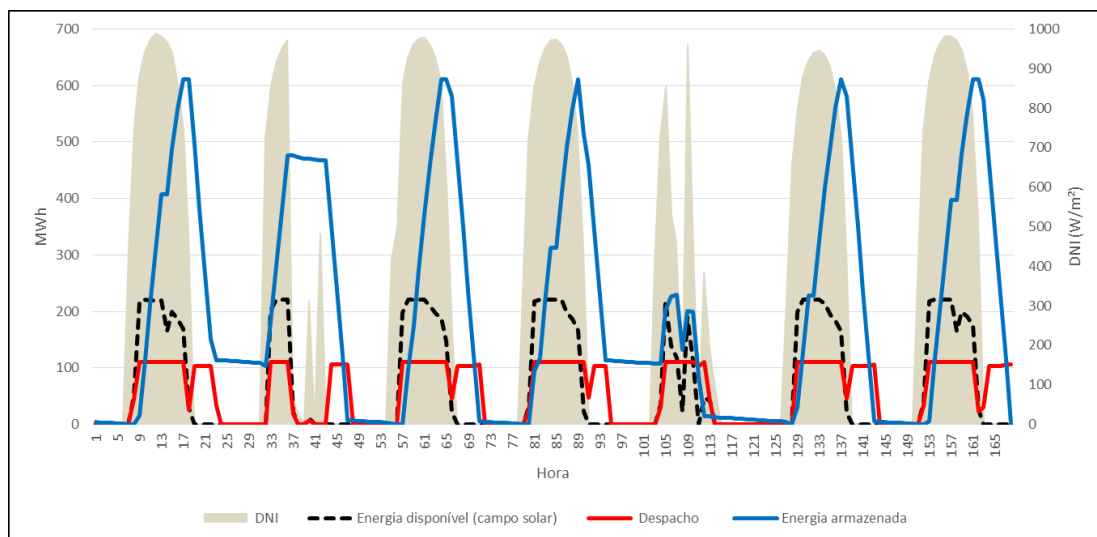


Figura 5.1: Operação de uma planta CSP na semana de março de 2026 com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

Em cinco dias (sábado, segunda, terça, quinta e sexta-feira) da semana analisada ocorrem índices elevados de DNI durante algumas horas consecutivas e, em alguns momentos, esses índices são superiores a irradiância de projeto. Especialmente nesses dias, o sistema de armazenamento útil da usina atingiu o seu valor máximo e permitiu a geração da usina em sua potência máxima durante algumas horas do período da noite, geralmente entre 18 h e 23 h.

Contudo, a Figura 5.1 também mostra que em alguns períodos – como as horas 14 e 158 que correspondem às 13 h de sábado e às 13 h de sexta-feira, respectivamente – apesar do elevado valor de DNI observa-se uma leve redução na energia disponível no campo solar, fornecida pelo SAM e utilizada como dado de entrada no DESSEM. Isso ocorre porque nesses períodos os índices de DNI são superiores à irradiância de projeto e poderiam provocar a degradação do fluido de transferência de calor ao superaquecê-lo, levando, portanto, ao desvio dos espelhos do cilindro parabólico e conseqüente redução de energia produzida pelo campo solar.

O período compreendido entre as horas 104 e 113 da Figura 5.1, que inicia às 7 h e encerra às 17 h da quarta-feira, representa o dia da semana com menor disponibilidade de recurso solar. Nesse dia, o armazenamento foi acionado ao mesmo tempo em que a planta CSP produziu energia elétrica a partir da energia disponível no campo solar, possibilitando a geração heliotérmica na potência máxima da usina.

Com relação à energia produzida pelo campo solar, representada no modelo DESSEM como a geração máxima horária da usina termelétrica, conforme descrito no item 3.4, destaca-se que, durante todo o período úmido com maior DNI média, o modelo não aproveitou aproximadamente 6% da energia disponível, ou seja, não utilizou a energia disponível no campo solar para despacho imediato para o subsistema NE e não armazenou essa energia, apesar de ainda haver capacidade útil de armazenamento disponível. No entanto, durante a operação da usina CSP no período úmido com menor DNI média, representada na Figura 5.2, toda a energia produzida pelo campo solar foi aproveitada para despacho imediato e enviada ao subsistema NE ou foi armazenada.

Como pode ser observado na Figura 5.2, a semana de março com menor DNI média foi caracterizada por pouco recurso solar disponível devido aos baixos índices de DNI, frequentemente abaixo da irradiância de projeto, que caracterizam o perfil de uma semana com muitas nuvens e/ ou chuvosa e com poucos períodos de sol ao longo dos dias. Nesse cenário, o sistema de armazenamento da planta CSP não atingiu a sua capacidade máxima em nenhum momento e o modelo otimizou o uso do armazenamento durante os dias úteis – segunda a sexta-feira, período compreendido entre as horas 49 e 168. No segundo dia da semana, que representa o domingo e corresponde ao período compreendido entre as horas 25 e 48 da Figura 5.2, o modelo DESSEM armazenou parte da energia disponível no campo solar e utilizou essa energia gradativamente ao longo da semana até o último dia do horizonte de estudo, quando houve, novamente, recurso solar

disponível e possibilitou tanto o despacho imediato para o subsistema NE quanto o armazenamento de energia para geração a noite.

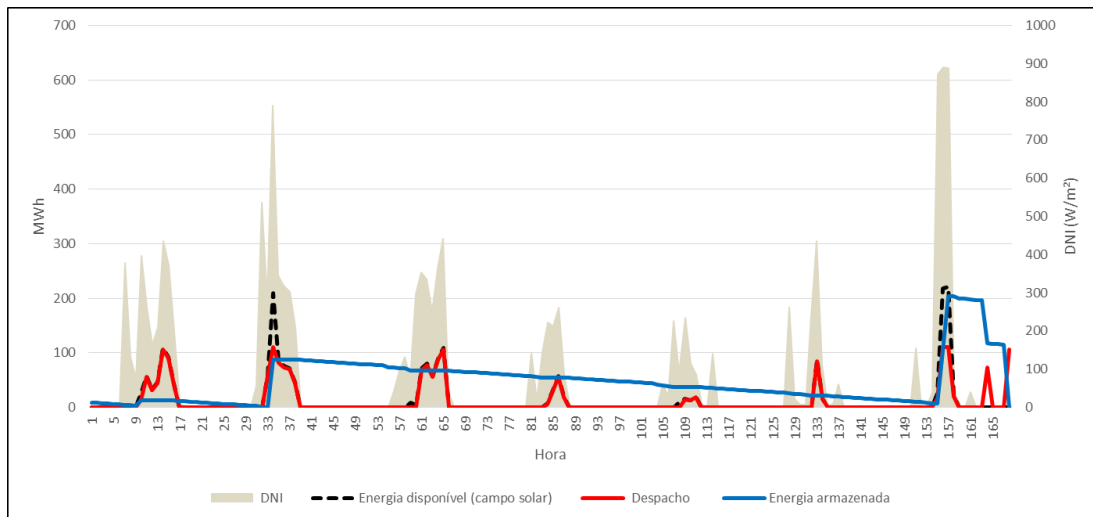


Figura 5.2: Operação de uma planta CSP na semana de março de 2026 com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 5.3 ilustra a operação de uma usina heliotérmica no período seco com maior disponibilidade de recurso solar. Entre os cenários analisados neste estudo, ressalta-se que esse cenário apresenta os índices de DNI mais elevados e o modelo DESSEM aproveitou aproximadamente 95% da energia disponível no campo solar da usina para o despacho imediato ao subsistema NE e/ ou para o armazenamento. Com exceção do segundo dia do horizonte de estudo, que representa o domingo, nos demais dias analisados observa-se que toda a energia armazenada durante os períodos com recurso solar disponível foi despachada para o subsistema NE após as 18 h. Portanto, a geração heliotérmica pode complementar a geração proveniente de usinas fotovoltaicas – que não operam à noite – e contribuir para a segurança do sistema elétrico.

Durante a operação da planta CSP no período seco com menor DNI média, ilustrada na Figura 5.4, aproximadamente 4% da energia disponível no campo solar não foi utilizada para o despacho imediato e/ ou enviada para o armazenamento. Destaca-se ainda que, por consistir em uma simulação determinística, o modelo DESSEM determinou, na política ótima de operação definida para o sistema elétrico, o armazenamento de uma parcela da energia disponível no campo solar, a partir do dia 4

do horizonte de estudo, para ser despachada nos dias com os menores índices de DNI da semana, principalmente no último dia do horizonte de estudo.

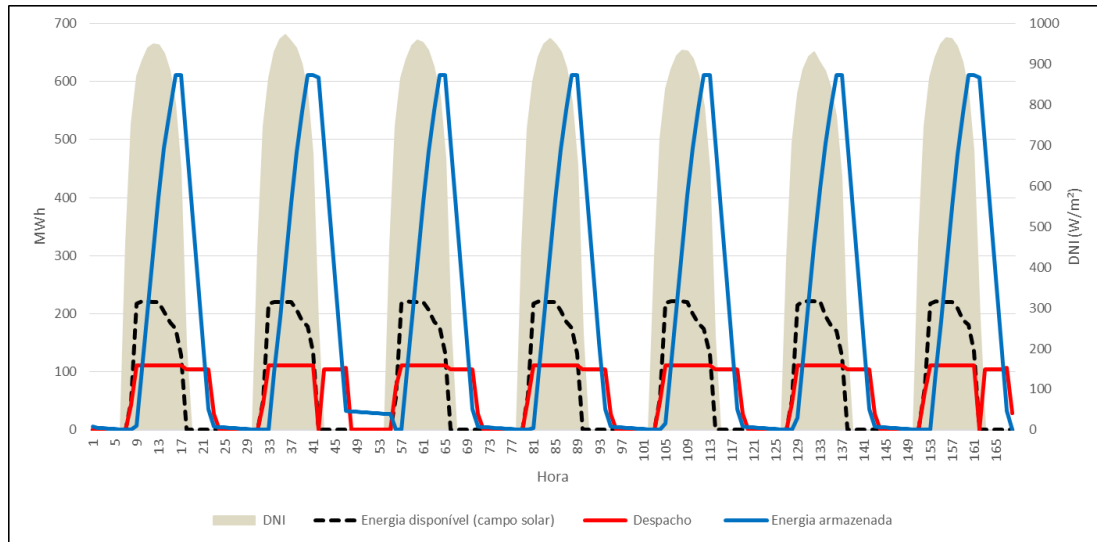


Figura 5.3: Operação de uma planta CSP na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.
Fonte: Elaborado pela autora

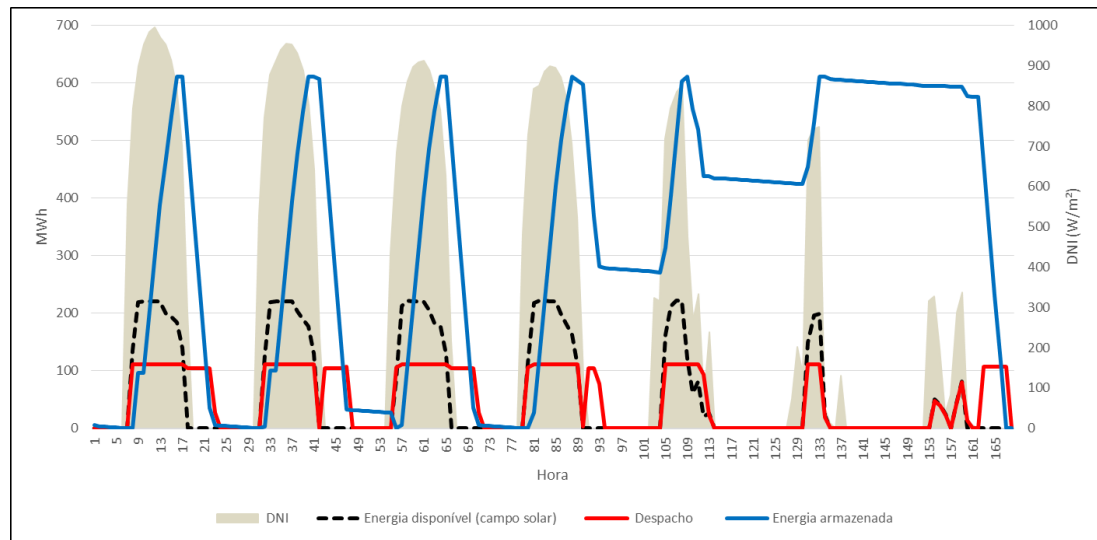


Figura 5.4: Operação de uma planta CSP na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.
Fonte: Elaborado pela autora

Conforme descrito no item 4.2.2, cada cenário construído foi simulado também com conjuntos de usinas heliotérmicas compostos por três, cinco, sete, dez, doze, quinze

e vinte plantas. A operação de cada conjunto de usinas CSP, em cada cenário, foi similar à operação de uma usina CSP inserida no SIN para o respectivo cenário.

A título de exemplificação, a Figura 5.5 apresenta a operação do conjunto com dez usinas heliotérmicas na semana de março de 2026 com maior DNI média, ou seja, a adição de um conjunto de plantas CSP com 1 GW de potência líquida no sistema elétrico brasileiro no cenário úmido com maior recurso solar. Nessa figura, são ilustrados: a carga líquida do SIN prevista para março de 2026; a curva “despacho” referente à energia elétrica gerada pelo conjunto de dez usinas CSP (a partir do campo solar e/ ou do sistema de armazenamento) e enviada para o submercado NE; a curva “energia armazenada” que representa o nível do sistema de armazenamento útil do conjunto de dez usinas CSP; e a curva “carregamento da bateria” que corresponde à energia elétrica armazenada na bateria.

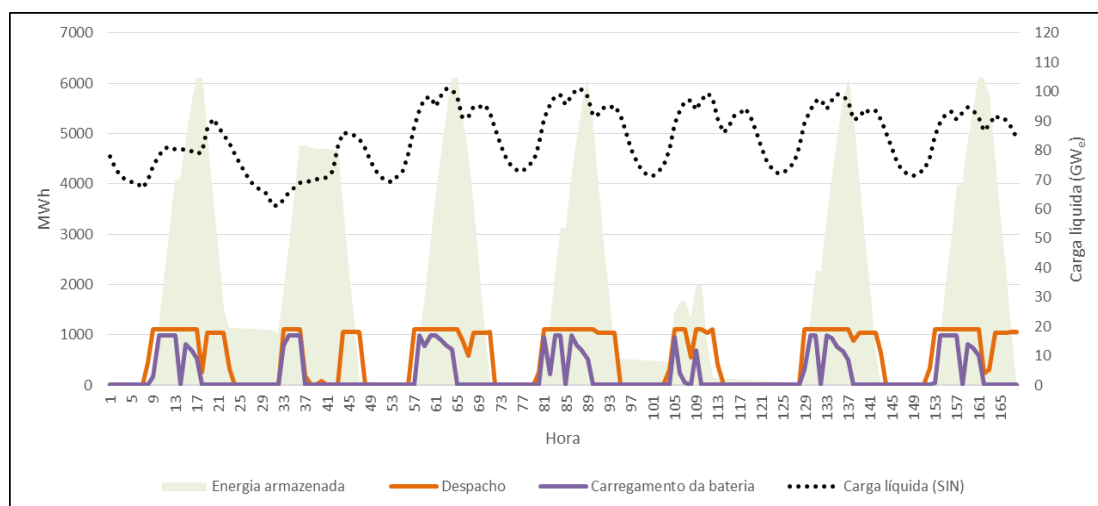


Figura 5.5: Carga líquida do SIN e a operação do conjunto com dez usinas CSP na semana de março de 2026 com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

Ao comparar o resultado exposto na Figura 5.5 com aquele da Figura 5.1, é possível observar que a operação de um conjunto de dez usinas CSP foi similar à operação de uma usina CSP, considerando o mesmo cenário e as mesmas características técnicas dessas usinas. Esse fato reforça a política de operação definida pelo modelo DESSEM e a flexibilidade fornecida pelo sistema de armazenamento ao despacho das plantas CSP,

possibilitando o fornecimento de energia ao SIN em períodos sem recurso solar disponível e/ ou com maior carga líquida.

5.1.2 Custo total de operação do SIN

Em todas as simulações do SIN com as usinas heliotérmicas, o custo total de operação desse sistema foi menor do que nas simulações sem as plantas CSP, para os quatro cenários considerados neste estudo. Isso ocorreu porque a tecnologia heliotérmica deslocou outras tecnologias de geração que possuem custos variáveis de operação maiores, como, por exemplo, as usinas termelétricas que, diferentemente das plantas CSP, utilizam combustível e o custo deste é contabilizado no seu custo de operação.

Os resultados das simulações do SIN realizadas com o modelo DESSEM indicaram, também, que o aumento do número de usinas CSP leva à diminuição do custo de operação do sistema elétrico brasileiro, conforme ilustrado nas Figuras 5.6 a 5.9, que apresentam o custo total de operação do SIN para cada conjunto de usinas heliotérmicas adicionado ao sistema elétrico em cada cenário considerado. Ao adicionar o conjunto com 20 (vinte) usinas CSP, o equivalente a 2,0 GW_e de potência líquida, nos cenários úmidos com maior e menor DNI média – ilustrados, respectivamente, nas Figuras 5.6 e 5.7 – o custo total de operação do SIN reduziu aproximadamente em 14% e 3%, respectivamente, em relação ao caso base (sem CSP).

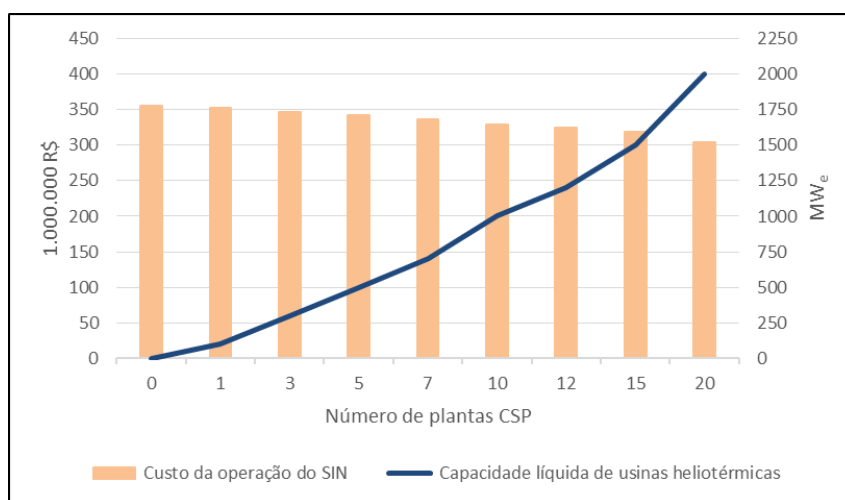


Figura 5.6: Custo total de operação do SIN na semana de março de 2026 com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

É importante ressaltar que o baixo percentual de redução do custo total de operação no cenário úmido com menor DNI média, mesmo com a adição do conjunto de 20 CSPs no sistema, ocorreu devido à baixa disponibilidade de recurso solar. Nesse cenário, o fator de capacidade das usinas heliotérmicas foi igual a 10% – valor significativamente menor do que o fator de capacidade médio da tecnologia selecionada para este estudo, que é aproximadamente 48% conforme a simulação do SAM (NREL, 2018). Contudo, mesmo com baixa geração de energia, as usinas deslocaram outros geradores mais caros e possibilitaram a redução do custo de operação do SIN.

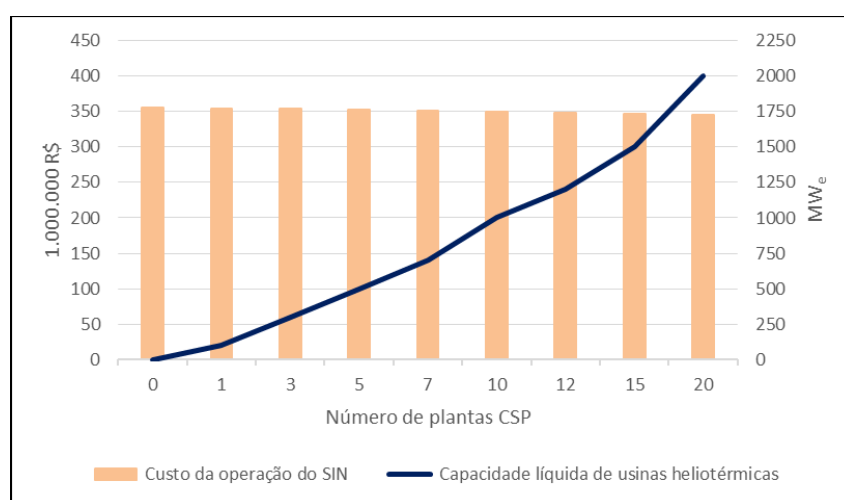


Figura 5.7: Custo total de operação do SIN na semana de março de 2026 com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

Nos cenários secos com maior e menor DNI média – ilustrados, respectivamente, nas Figuras 5.8 e 5.9 – o custo total de operação do SIN reduziu aproximadamente em até 16% e 12% em relação ao caso base, respectivamente.

Nos cenários secos observa-se que as usinas CSP contribuíram para uma redução mais significativa do custo total de operação do SIN em relação aos cenários úmidos. Isso se deve ao fato de que a introdução de heliotérmicas no SIN nesses cenários deslocou mais usinas termelétricas do que a introdução das mesmas plantas CSP nos cenários úmidos, uma vez que no período seco – quando os reservatórios das hidrelétricas estão com níveis de água mais baixos – as usinas térmicas são acionadas com maior frequência. Outro fator que contribuiu para os resultados obtidos foram os índices de DNI que, de

modo geral, são mais elevados no período seco do que no período úmido, ou seja, há maior disponibilidade de recurso solar nos meses mais secos.

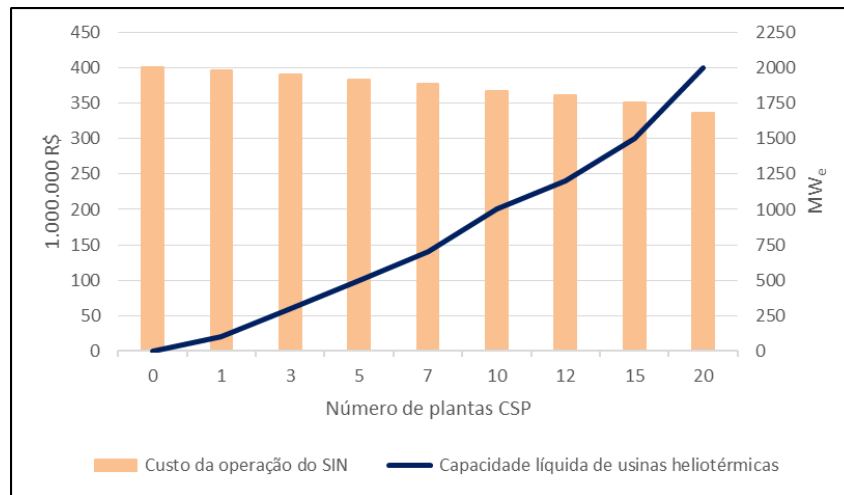


Figura 5.8: Custo total da operação do SIN na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

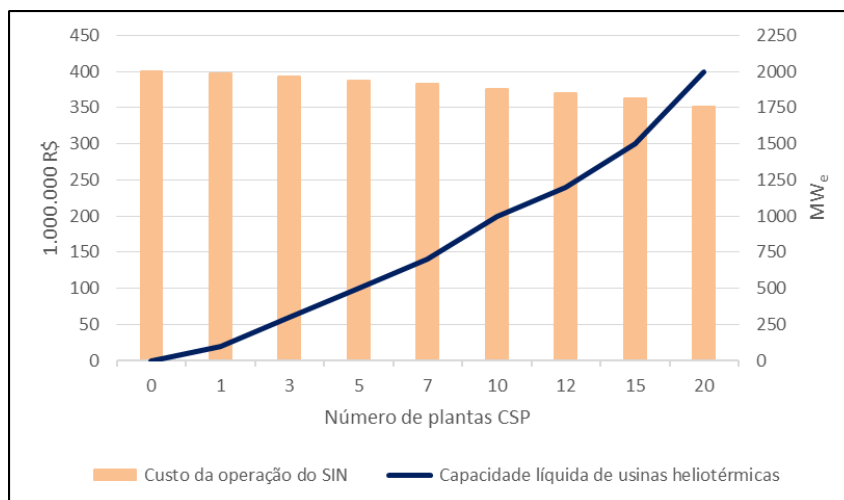


Figura 5.9: Custo total da operação do SIN na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

A Tabela 5.1 destaca o percentual de redução do custo total de operação do SIN em relação ao caso base para cada conjunto de usinas CSP inserido no sistema nos quatro cenários considerados neste estudo.

Tabela 5.1: Percentual de redução do custo total de operação do SIN em relação ao caso base (sem usina CSP)

Cenário	Número de plantas CSP	Redução do custo total de operação do SIN (%)
Março / Maior DNI média	1	0,8
	3	2,3
	5	3,7
	7	5,1
	10	7,3
	12	8,7
	15	10,4
	20	14,2
Março / Menor DNI média	1	0,2
	3	0,4
	5	0,7
	7	1,0
	10	1,5
	12	1,8
	15	2,2
	20	2,9
Setembro / Maior DNI média	1	0,9
	3	2,6
	5	4,3
	7	5,8
	10	8,3
	12	9,9
	15	12,2
	20	15,9
Setembro / Menor DNI média	1	0,7
	3	2,0
	5	3,2
	7	4,4
	10	6,2
	12	7,4
	15	9,2
	20	12,1

Fonte: Elaborado pela autora

5.1.3 Custo marginal de operação dos subsistemas do SIN

As Figuras 5.10 a 5.13 apresentam o CMO do subsistema Nordeste fornecido pelo modelo DESSEM nas simulações do sistema sem usinas heliotérmicas e nas simulações com os conjuntos de plantas CSP adicionados ao SIN, nos cenários úmidos e secos, com maior e menor DNI média. Em cada figura, o CMO é apresentado para cada período do horizonte de estudo das simulações realizadas, sendo que a curva “caso base” se refere a

otimização do SIN sem a tecnologia heliotérmica, a curva “1 CSP” denota a otimização do SIN com uma planta CSP, a curva “3 CSPs” se refere a otimização do SIN com 3 (três) plantas CSP, e assim por diante.

Nos cenários úmidos com maior e menor DNI média, observou-se a redução do custo marginal de operação de todos os subsistemas participantes do SIN ao inserir, no mínimo, uma planta CSP no sistema elétrico brasileiro. Além disso, os resultados das simulações do SIN realizadas com o modelo DESSEM, para esses cenários, indicaram que o aumento do número de usinas heliotérmicas contribuiu de forma progressiva para a diminuição do CMO.

Em todas as simulações do sistema elétrico com as usinas CSP nos cenários úmidos, o CMO dos demais subsistemas do SIN foi igual ao CMO do subsistema Nordeste nos respectivos períodos, durante todo o horizonte de estudo. Tomando-se como exemplo a simulação do SIN com uma CSP no cenário úmido com maior DNI média, o CMO dos subsistemas Sul, Sudeste e Norte na “hora” igual a 63 – que corresponde às 14 h de segunda-feira – equivale a 299,27 R\$/MWh, o mesmo valor de CMO do subsistema Nordeste para o respectivo período, ilustrado na Figura 5.10. Isso significa que há capacidade suficiente nas linhas de intercâmbio energético entre os subsistemas do sistema elétrico brasileiro para a utilização da energia gerada pelas heliotérmicas. Por esse motivo, a princípio, não é necessário investir em novas linhas de transmissão para viabilizar a operação das usinas CSP consideradas neste estudo.

Na Figura 5.10, que indica o custo marginal de operação do subsistema NE no cenário úmido com maior DNI média, o CMO do “caso base” durante toda a semana foi, em média, igual a 293,55 R\$/MWh. Ao inserir apenas uma usina CSP, nota-se que a redução do CMO é baixa, mas ao inserir mais plantas, a redução do CMO tornou-se mais significativa, principalmente com a inserção de 5 (cinco) ou mais usinas CSP. Na simulação do SIN com 20 heliotérmicas, o CMO durante a semana foi, em média, igual a 266,48 R\$/MWh, ou seja, diminuiu cerca de 9% em relação ao “caso base”.

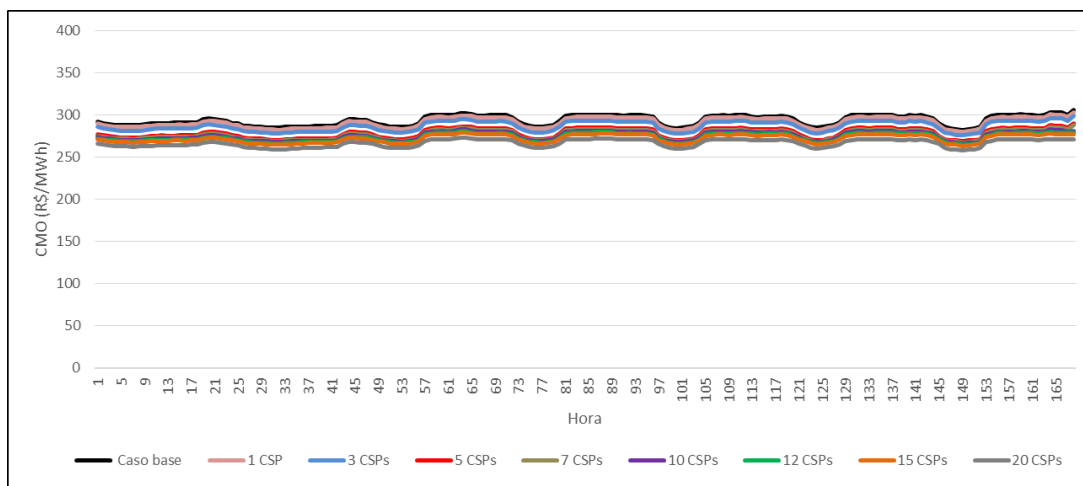


Figura 5.10: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de março de 2026 com maior DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.
 Fonte: Elaborado pela autora

Na Figura 5.11, que retrata o custo marginal de operação do subsistema NE no cenário úmido com menor DNI média, o CMO da curva “caso base” é igual ao CMO do “caso base” apresentado na Figura 5.10, pois essas duas curvas correspondem a mesma simulação realizada com o modelo DESSEM, isto é, a otimização do SIN na mesma semana sem usinas heliotérmicas. Logo, o CMO médio do “caso base” da Figura 5.11 é igual a 293,55 R\$/MWh. Contudo, devido à baixa disponibilidade do recurso solar nessa semana, a adição de usinas CSP ao sistema elétrico ocasiona reduções pouco expressivas nos valores de CMO. Nas simulações do SIN com 15 e 20 usinas CSP, nota-se uma redução um pouco mais significativa do CMO, cujo valor foi, em média, igual a 286,56 e 284,52 R\$/MWh, respectivamente.

De forma análoga aos cenários úmidos, em todas as simulações do sistema elétrico com as usinas CSP nos cenários secos, o CMO dos demais subsistemas do SIN foi igual ao CMO do subsistema Nordeste nos respectivos períodos, durante todo o horizonte de estudo. Logo, verificou-se novamente que não há necessidade, a princípio, de investir em novas linhas de transmissão para viabilizar a operação das plantas heliotérmicas.

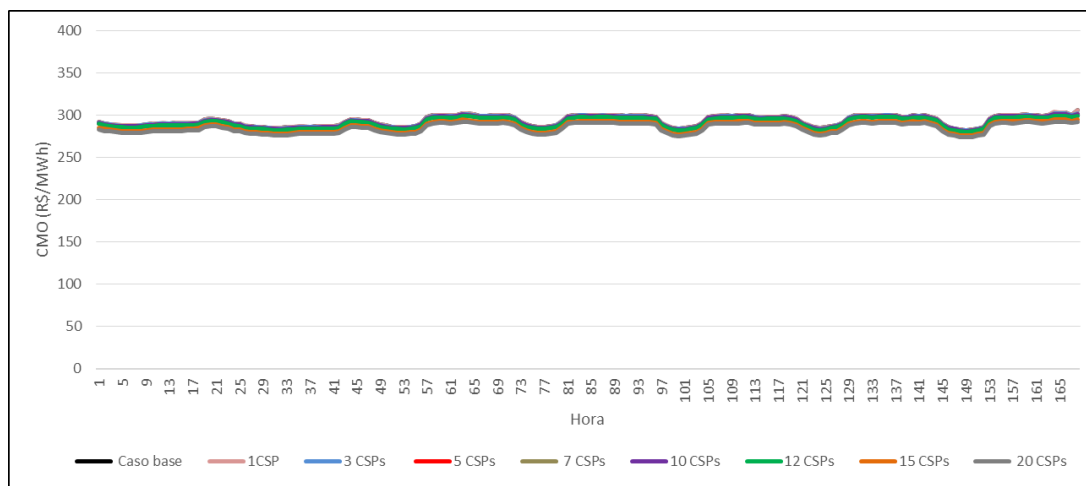


Figura 5.11: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de março de 2026 com menor DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.
 Fonte: Elaborado pela autora

Nos cenários secos considerados neste estudo, observou-se uma tendência de redução do CMO de todos os subsistemas participantes do SIN, principalmente com a inserção de capacidades superiores a 1 GW de heliotérmica.

A Figura 5.12 apresenta o CMO do subsistema NE no cenário seco com maior DNI média. O CMO do “caso base” durante toda a semana foi, em média, igual a 346,66 R\$/MWh. Ao inserir uma CSP no SIN, o CMO diminuiu aproximadamente 3% em relação ao “caso base”. Contudo, nota-se uma redução do CMO mais significativa com a inserção de 7 (sete) ou mais usinas CSP. Na simulação do SIN com 7 CSPs, o CMO durante a semana foi, em média, igual a 312,02 R\$/MWh, ou seja, reduziu cerca de 10% em relação ao “caso base”. Na simulação do SIN com 20 CSPs, o CMO durante a semana foi, em média, igual a 274,73 R\$/MWh, o que representa uma queda de aproximadamente 21% em relação ao “caso base”.

Na Figura 5.13, que destaca o CMO do subsistema NE no cenário seco com menor DNI média, o CMO da curva “caso base” é igual ao CMO do “caso base” apresentado na Figura 5.12, pois essas duas curvas correspondem a otimização do SIN na mesma semana sem heliotérmicas. Nesse cenário, a redução do CMO é mais expressiva com a adição de 12 (doze) ou mais CSPs. Nas simulações do SIN com 12 e 20 CSPs, o CMO durante essa semana reduziu, em média, de 346,66 R\$/MWh para 300,36 e 288,02 R\$/MWh, respectivamente. Neste sentido, esses resultados apontam que a introdução de 12 e 20 CSPs podem levar a diminuição do CMO em cerca de 13% e 17% em relação ao “caso base”, respectivamente.

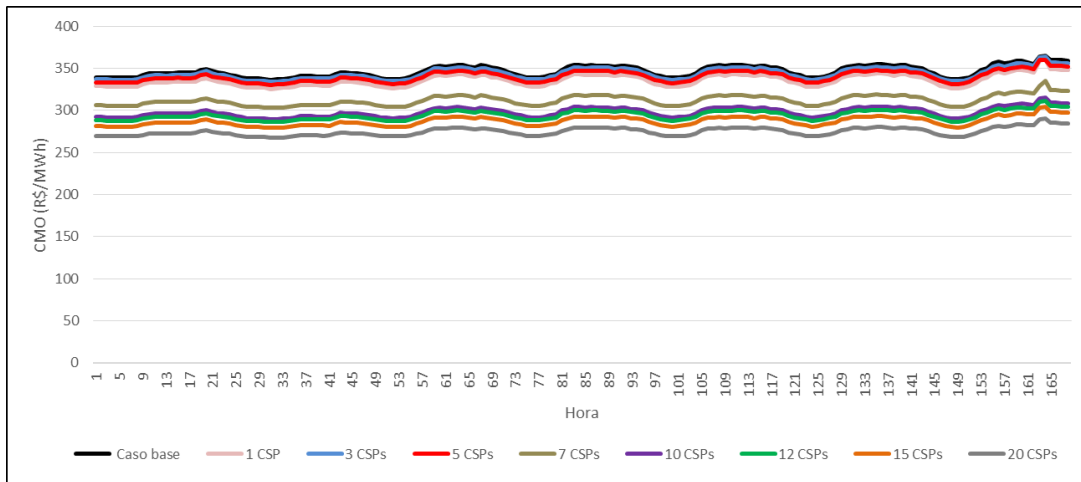


Figura 5.12: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de setembro de 2026 com maior DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.
 Fonte: Elaborado pela autora

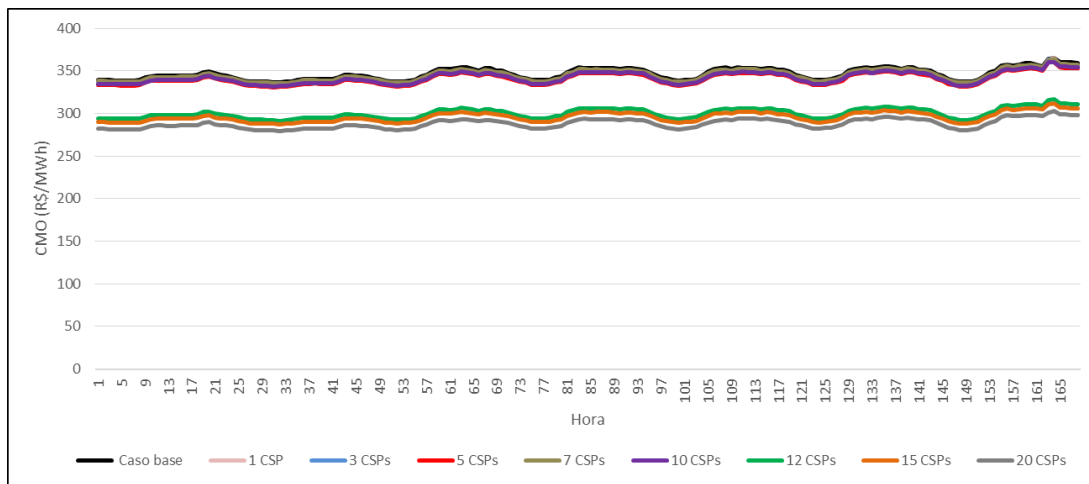


Figura 5.13: Custo Marginal de Operação do subsistema NE na semana de setembro de 2026 com menor DNI média, para cada conjunto de usinas CSP adicionadas ao SIN.
 Fonte: Elaborado pela autora

Vale mencionar ainda que nos cenários secos o CMO não apresentou um comportamento monotônico, conforme esperado, pois em algumas simulações desses cenários o valor do CMO não diminuiu com o aumento da capacidade de heliotérmicas inserida no sistema. Isso ocorreu com a inserção de 3 (três) e 5 (cinco) plantas CSP no cenário seco com maior DNI média e, também, com a introdução de 5 usinas CSP no cenário seco com menor DNI média. O comportamento não monotônico do CMO pode ocorrer nas simulações realizadas com o modelo DESSEM devido a imprecisão existente

na obtenção da otimalidade dado que o DESSEM consiste em um modelo de programação linear inteira mista.

Para Pereira Jr e David (2012) e Almeida Junior (2017), o cálculo do custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro a partir de um problema de programação inteira mista pode ser mais bem estimado através de uma metodologia que consiste em construir um problema linear a partir da solução ótima do problema inteiro misto. Para isso, todos os resultados ótimos do problema inteiro são fixados e procede-se à simulação linear, obtendo-se os custos marginais que apontam a expansão do sistema. Contudo, a metodologia de Pereira Jr e David (2012) e Almeida Junior (2017) também pode ser aplicada ao cálculo dos custos marginais de operação a partir de um problema inteiro misto.

Ao remover as restrições de *unit commitment* térmico, o modelo DESSEM deixa de ser um modelo de programação linear inteira mista e passa a consistir em um modelo de programação linear. Assim, a título de exemplificação da tendência de redução do CMO com a entrada de heliotérmicas nos cenários secos, removeu-se as restrições de *unit commitment* térmico e simulou-se novamente a operação do SIN nos cenários secos com o DESSEM. As Figuras 5.14 e 5.15 ilustram o CMO obtido nas simulações sem UCT dos cenários secos com maior e menor DNI média, respectivamente, realizadas com o modelo DESSEM. Verificou-se, portanto, que a tecnologia heliotérmica pode contribuir para a redução do CMO no SIN.

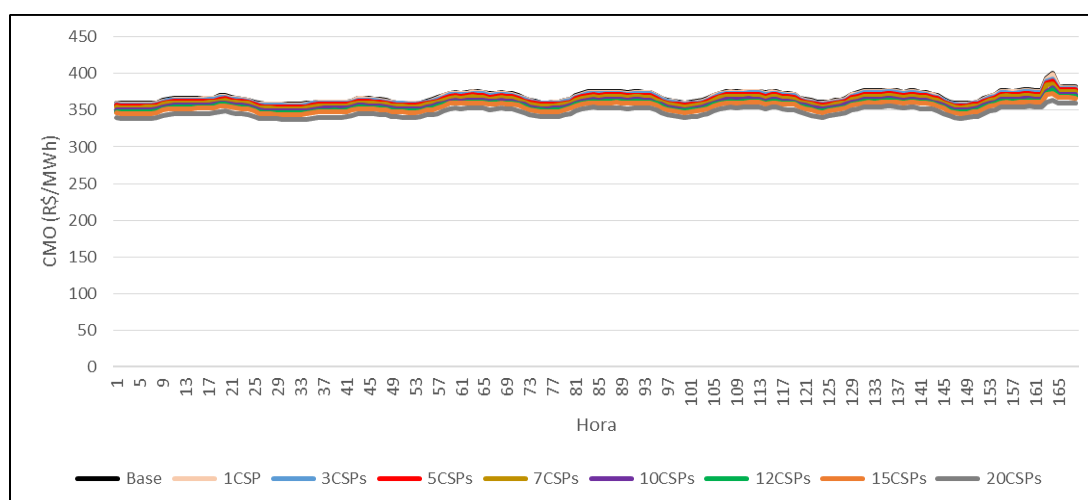


Figura 5.14: Custo Marginal de Operação do subsistema NE nas simulações sem UCT do cenário seco com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

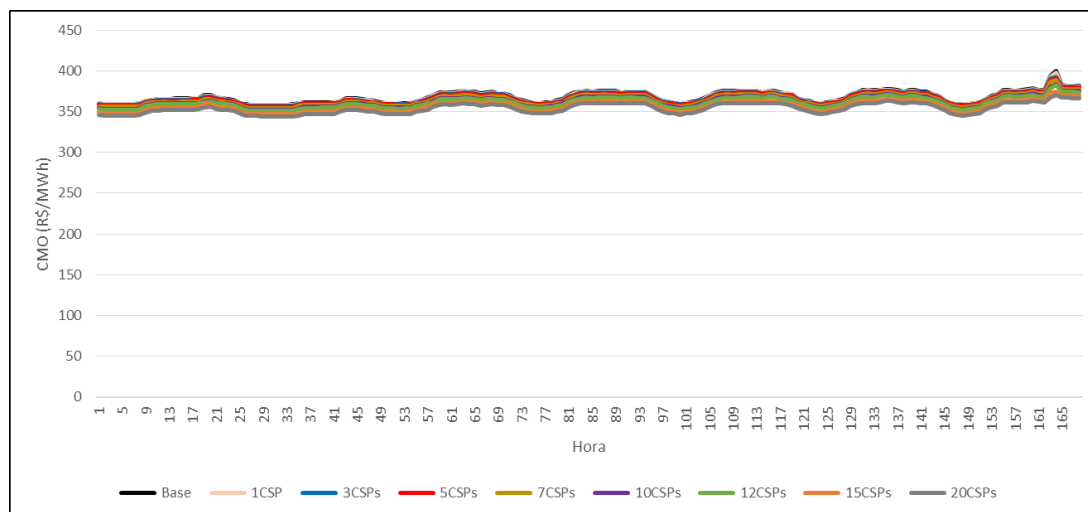


Figura 5.15: Custo Marginal de Operação do subsistema NE nas simulações sem UCT do cenário seco com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

5.1.4 Impacto da inserção de usinas heliotérmicas na geração de outras fontes energéticas

a) Heliotérmica e outras usinas termelétricas

Em todos os cenários analisados neste estudo, a inserção de usinas heliotérmicas no sistema hidrotérmico deslocou outras tecnologias de geração, que deixaram de entrar em operação ou reduziram a sua geração, principalmente usinas termelétricas. As Figuras 5.16 a 5.19 retratam, para cada cenário deste estudo, a redução da geração termelétrica nos subsistemas do SIN devido à inserção das usinas CSP no sistema hidrotérmico. Em outras palavras, essas figuras mostram a energia elétrica proveniente de termelétricas que foi evitada com a introdução das heliotérmicas no sistema, visto que os valores apresentados nas figuras consistem na diferença entre a geração termelétrica do caso base (sem CSP) e a geração termelétrica dos respectivos casos com as plantas CSP, para cada subsistema do SIN.

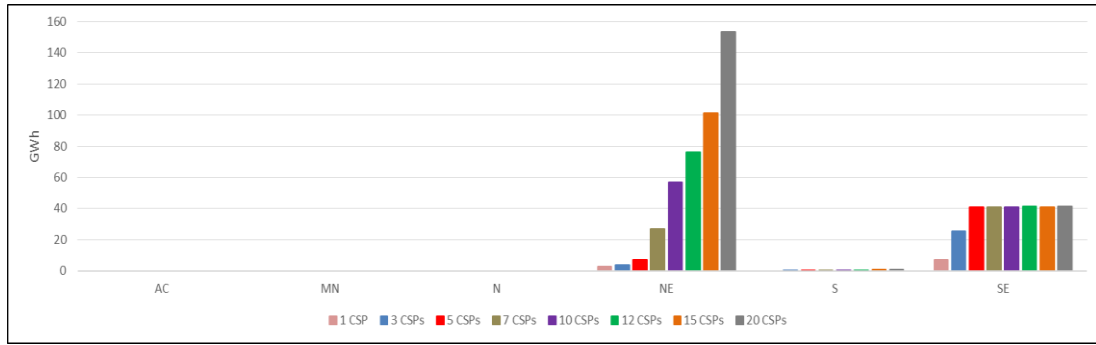


Figura 5.16: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

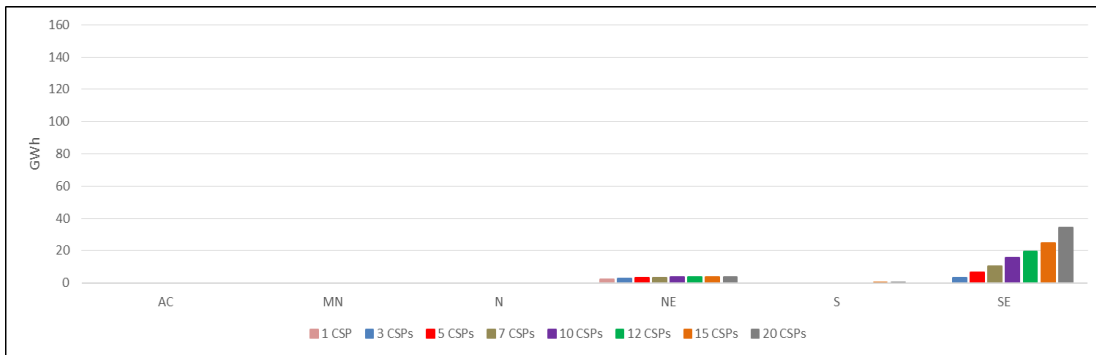


Figura 5.17: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

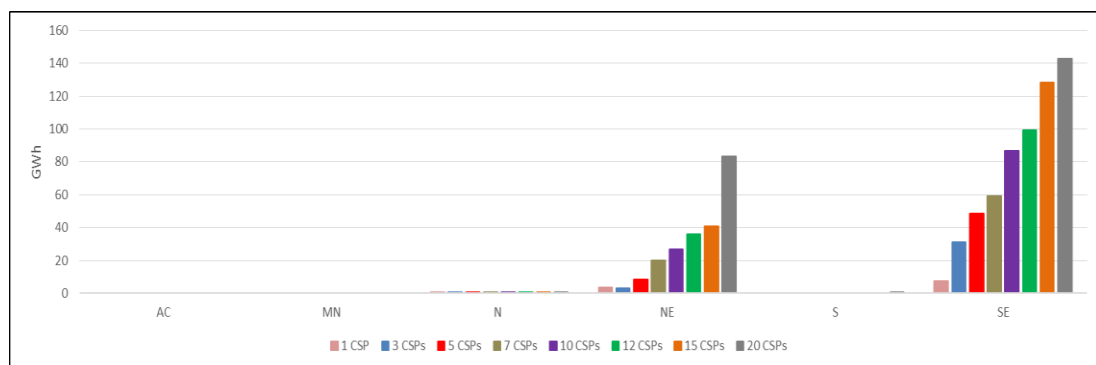


Figura 5.18: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário seco com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

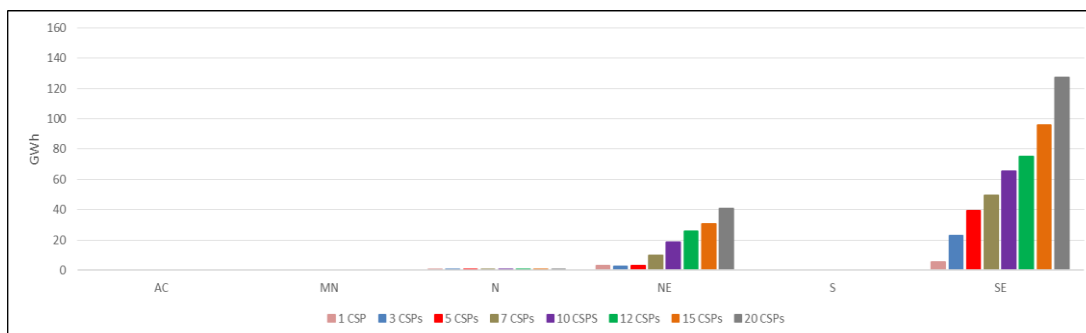


Figura 5.19: Redução da geração termelétrica (por subsistema) com a inserção de usinas CSP no cenário seco com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

Como pode ser observado nas Figuras 5.16 a 5.19, a introdução de usinas CSP no sistema elétrico brasileiro deslocou geradores termelétricos especialmente nos subsistemas Nordeste e Sudeste. As heliotérmicas foram conectadas apenas ao subsistema NE, contudo as linhas de transmissão do SIN permitem o intercâmbio energético com outros subsistemas. Assim, a geração heliotérmica contribuiu significativamente para a redução da geração termelétrica no subsistema SE principalmente nos cenários secos, quando os reservatórios das usinas hidrelétricas – em grande parte localizados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, que constituem cerca de 70% da capacidade do sistema elétrico (EPE, 2022) – apresentam níveis mais baixos de água e tornam mais crítica a segurança do abastecimento de energia elétrica no Brasil.

A Tabela 5.2 especifica o tipo de combustível das usinas termelétricas deslocadas pelas plantas CSP, para cada conjunto de heliotérmicas adicionado ao SIN nos quatro cenários deste estudo. Por exemplo, no cenário úmido com elevada disponibilidade de recurso solar, que corresponde ao cenário “março/ maior DNI média”, a inserção de uma planta CSP no sistema reduziu 5,03 GWh de energia elétrica gerada por usinas termelétricas movidas a gás natural e 4,62 GWh de energia elétrica produzida por termelétricas que utilizam Gás Natural Liquefeito (GNL), em relação ao caso base (sem CSP), e assim por diante.

De acordo com o exposto na Tabela 5.2, a adição de usinas CSP no SIN levou ao deslocamento de geradores termelétricos em todos os cenários analisados, para todos os conjuntos de heliotérmicas inseridos no sistema. De modo geral, as usinas térmicas a gás natural e GNL foram as tecnologias mais substituídas pelas plantas CSP.

Tabela 5.2: Redução da geração termelétrica (por tipo de combustível) com a adição de usinas heliotérmicas no SIN

Cenário	Número de plantas CSP	Redução da geração termelétrica (GWh)				
		Biomassa	Carvão mineral	Gás natural	GNL	Óleo
Março / Maior DNI média	1	-	-	5,03	4,62	-
	3	-	-	10,59	18,30	-
	5	0,17	-	25,88	22,05	-
	7	0,20	-	25,88	42,02	-
	10	0,23	-	25,88	71,81	-
	12	0,24	-	25,88	91,53	-
	15	0,60	-	25,88	116,22	-
	20	0,60	0,01	25,88	168,96	-
Março / Menor DNI média	1	-	-	2,00	-	-
	3	-	-	3,80	1,97	-
	5	-	-	5,11	4,42	-
	7	-	-	5,05	8,28	-
	10	-	-	5,82	13,21	-
	12	-	-	6,80	16,05	-
	15	-	-	9,76	18,76	-
	20	0,02	-	19,17	18,76	-
Setembro / Maior DNI média	1	-	-	10,96	0,10	-
	3	-	-	33,96	0,10	-
	5	-	-	56,53	0,25	-
	7	-	-	77,45	1,83	-
	10	-	-	99,25	13,92	-
	12	-	-	120,11	15,58	-
	15	-	-	137,06	32,23	-
	20	0,25	-	149,78	76,24	-
Setembro / Menor DNI média	1	-	-	8,16	0,10	-
	3	-	-	25,23	0,10	-
	5	-	-	42,26	0,05	-
	7	-	-	59,15	0,15	-
	10	-	-	84,32	-	-
	12	-	-	95,61	5,55	-
	15	-	-	111,03	15,46	-
	20	-	-	136,58	31,62	-

Fonte: Elaborado pela autora

No cenário “março/ maior DNI média”, a tecnologia mais substituída pelas plantas CSP foi uma termelétrica a GNL localizada no subsistema Nordeste. No cenário “março/ menor DNI média” que, entre todos os cenários analisados, é aquele com menor disponibilidade de recurso solar, a geração heliotérmica também levou à redução da

geração de termelétricas a gás natural e GNL, porém essa redução ocorreu, em sua maior parte, no subsistema Sudeste.

No cenário “setembro/ maior DNI média” observou-se maior diminuição da geração termelétrica em relação aos demais cenários, principalmente das usinas a gás natural, com a entrada das plantas CSP no SIN. Os geradores térmicos deslocados pelas heliotérmicas localizam-se, em sua maioria, no subsistema Sudeste.

No cenário “setembro/ menor DNI média”, a curva de redução da geração termelétrica com o aumento de usinas CSP inseridas no sistema não foi monotônica, como pode ser observado na redução da geração de usinas movidas a GNL. Embora as usinas sejam despachadas pelo modelo DESSEM de acordo com a ordem de mérito, ou seja, primeiramente são despachadas aquelas que possuem menor CVU e depois aquelas com maior CVU – se houver necessidade, e as plantas CSP desloquem os geradores mais caros, cada simulação foi realizada informando-se a energia disponível no campo solar específica para cada cenário e conjunto de heliotérmicas. O modelo DESSEM, por sua vez, definiu as políticas de operação para cada caso e as usinas substituídas pelas heliotérmicas não foram, necessariamente, as mesmas em todas as simulações. Esse fato influenciou também, por sua vez, o comportamento não monotônico do CMO dos cenários secos, apresentado no item 5.1.3.

Com exceção do cenário “setembro/ menor DNI média”, observou-se ainda que, nos demais cenários considerados, as usinas CSP contribuíram para a redução da geração de uma termelétrica que utiliza biomassa no subsistema Sul. Contudo, embora a geração heliotérmica tenha deslocado uma usina termelétrica a biomassa, essa tecnologia não foi incluída nos custos evitados de capacidade como um gerador convencional disponível por caracterizar uma fonte renovável, capaz de fornecer energia ao sistema e contribuir para uma matriz elétrica mais limpa. Além disso, as usinas CSP não deslocaram termelétricas a óleo porque nos casos do modelo DESSEM sem heliotérmicas, nos cenários úmidos e secos, não havia térmicas a óleo em operação.

A redução da geração termelétrica consiste no principal fator para a diminuição do custo total de operação do sistema com a adição das usinas CSP, como destacado no item 5.1.2. A substituição da geração de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas pela geração de plantas heliotérmicas configura um resultado relevante deste estudo e evidencia que a tecnologia heliotérmica com sistemas de armazenamento de energia pode contribuir para a redução da participação de fontes não renováveis na

matriz elétrica do Brasil, conferindo benefícios econômicos e ambientais mesmo a um sistema com expressiva geração hidrelétrica e, portanto, bastante divergente dos sistemas elétricos predominantemente térmicos encontrados na literatura.

b) Heliotérmica e usinas hidrelétricas

Em relação ao impacto da introdução das heliotérmicas no SIN sobre a geração hidrelétrica, constatou-se que as usinas CSP contribuíram para a redução da geração hidrelétrica principalmente durante os períodos de maior carga líquida dos dias úteis das semanas analisadas. As usinas hidrelétricas que reduziram a sua geração ou deixaram de gerar com a entrada das usinas CSP no SIN são, em sua maioria, classificadas como plantas de médio e grande porte. Logo, o deslocamento dessas usinas pelas heliotérmicas possibilitou a manutenção do volume de água armazenada nos reservatórios de regularização, assegurando o atendimento a demanda.

Comparando-se com o deslocamento das usinas termelétricas, verificou-se que o impacto da inserção das plantas CSP no sistema foi, em todos os cenários deste estudo, significativamente inferior sobre a geração hidráulica do que sobre a geração térmica. Contudo, as principais hidrelétricas deslocadas pelas heliotérmicas estão localizadas no subsistema Sudeste e compõem o Controle Automático de Geração (CAG), que consiste na área de reserva de potência do sistema elétrico. Nas simulações do SIN realizadas com o modelo DESSEM, as usinas participantes do CAG deveriam, juntas, manter disponível uma capacidade de geração de, no mínimo, 5% da carga do SIN em cada período do horizonte de estudo. O principal objetivo do CAG é restabelecer a frequência do sistema quando for necessário, mantendo o equilíbrio entre a carga e a geração. Neste sentido, a tecnologia heliotérmica com sistema de armazenamento contribuiu para a manutenção da reserva de potência do sistema ao deslocar a geração de usinas que integram o CAG.

A Figura 5.20 apresenta a geração hidrelétrica do subsistema Sudeste e a carga líquida do SIN com a introdução dos conjuntos de usinas CSP no cenário úmido com maior DNI média. É possível observar nessa figura que a adição dos conjuntos de heliotérmicas, principalmente aqueles com dez ou mais usinas, levou à diminuição da geração hidrelétrica no SE nos períodos de maior carga líquida dos dias úteis da semana, que correspondem ao intervalo entre as horas 49 e 168. Nos períodos em que a carga líquida foi menor, ocorreu o aumento da geração de algumas hidrelétricas. No cenário

úmido com menor disponibilidade de recurso solar, o impacto sobre a geração hidrelétrica do sistema decorrente da operação das plantas CSP foi menor do que no cenário úmido com maiores índices de DNI.

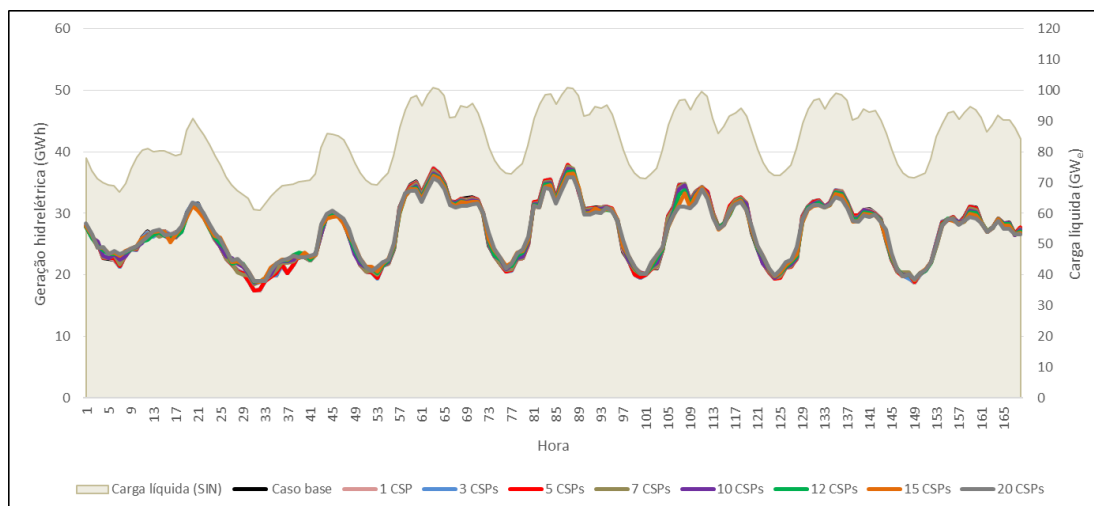


Figura 5.20: Carga líquida do SIN e geração hidrelétrica do subsistema SE com a inserção de usinas CSP no cenário úmido com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 5.21 ilustra a geração das usinas hidrelétricas participantes do CAG localizadas no subsistema Sudeste para cada conjunto de plantas CSP adicionado ao sistema no cenário seco com maior DNI média. Verificou-se que a adição dos conjuntos de heliotérmicas levou à redução da geração das hidrelétricas do subsistema SE que compõem o CAG nos períodos de maior carga líquida dos dias úteis da semana (intervalo compreendido entre as horas 49 e 168 da Figura 5.21). Nesse sentido, as usinas CSP podem contribuir para a segurança do atendimento à demanda, especialmente nos períodos de maior carga líquida, não apenas devido ao uso da energia armazenada durante o dia, mas também por viabilizar o aumento da margem de reserva das usinas hidrelétricas que participam do CAG.

No cenário seco com menor disponibilidade de recurso solar, o impacto sobre a geração das hidrelétricas do CAG localizadas no Sudeste decorrente da operação das usinas CSP no sistema interligado foi similar ao impacto observado no cenário seco com maior DNI média.

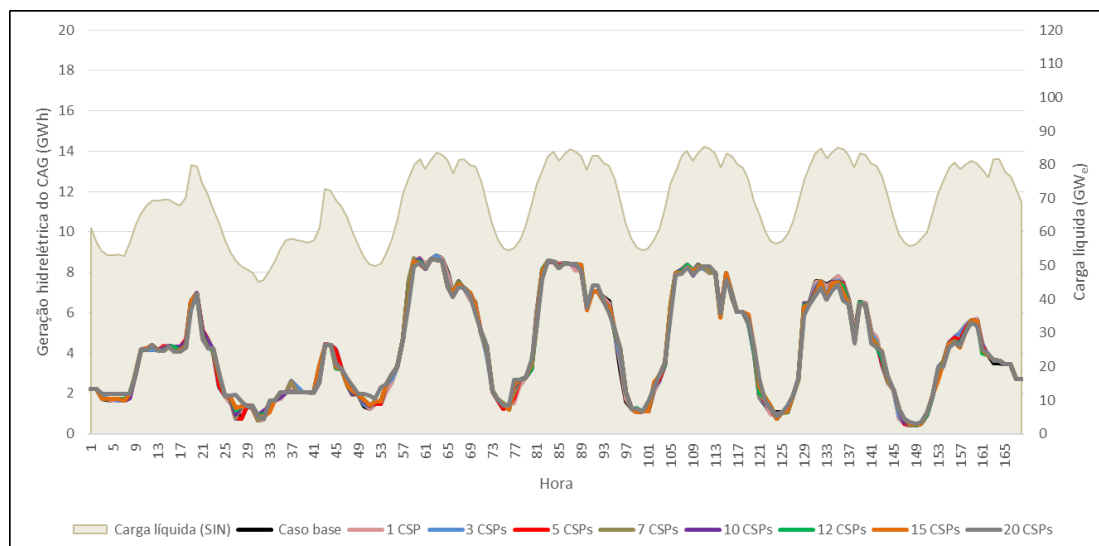


Figura 5.21: Carga líquida do SIN e geração das UHEs participantes do CAG, localizadas no subsistema SE, com a inserção de usinas CSP no cenário seco com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

c) Heliotérmica e usinas eólicas

Os resultados obtidos das simulações realizadas com o modelo DESSEM relativos à geração eólica e à operação das usinas CSP indicaram a complementaridade existente entre essas duas fontes energéticas. No período seco, o fator de capacidade das usinas eólicas é maior do que no período úmido, e os índices de DNI também são, de modo geral, mais elevados do que no período de chuvas. Nesse sentido, a geração eólica e a geração heliotérmica foram complementares, especialmente nos cenários secos, uma vez que a usina CSP forneceu energia para o sistema nos períodos em que a geração eólica foi menor. Na Figura 5.22, que retrata a geração eólica total do subsistema NE e a geração de uma usina CSP no cenário seco com maior disponibilidade de recurso solar, a complementaridade entre as tecnologias de geração eólica e heliotérmica pode ser constatada em todos os dias da semana, no intervalo compreendido entre 10 h e 16 h, quando a geração eólica apresentou uma queda e a planta CSP operou em sua potência máxima.

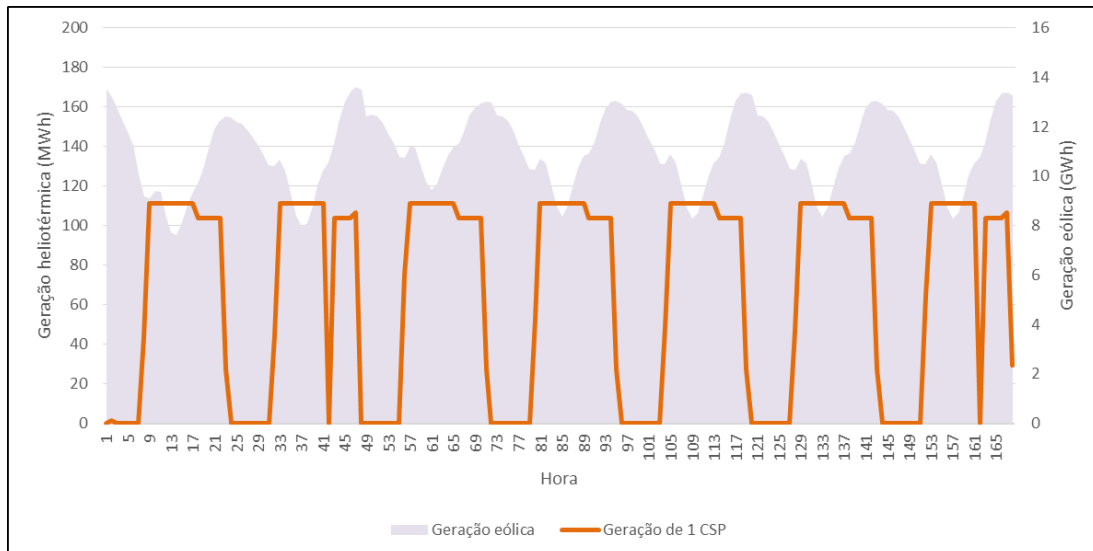


Figura 5.22: Complementaridade entre geração eólica e heliotérmica na semana de setembro de 2026 com maior DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 5.23 demonstra a complementaridade entre a geração eólica total do Nordeste e uma planta CSP no cenário seco com menor DNI média. Nota-se nessa figura que, apesar da menor disponibilidade de recurso solar nesse cenário do que naquele retratado na Figura 5.22, a usina CSP forneceu energia para o sistema nos períodos de redução da geração eólica e operou em sua capacidade máxima durante a maior parte desses períodos.

d) Heliotérmica e usinas fotovoltaicas

Como o sistema de armazenamento atribui maior flexibilidade à operação da usina CSP, que forneceu energia ao sistema elétrico também em períodos sem recurso solar disponível (à noite e em períodos nublados), a geração heliotérmica também complementou a geração solar fotovoltaica em todos os cenários analisados. Nos cenários secos observou-se que a operação das usinas CSP e fotovoltaica foram complementares em quase todos os dias desses cenários, quando a heliotérmica entrou em operação em sua potência máxima após às 18 h devido ao seu sistema de armazenamento.

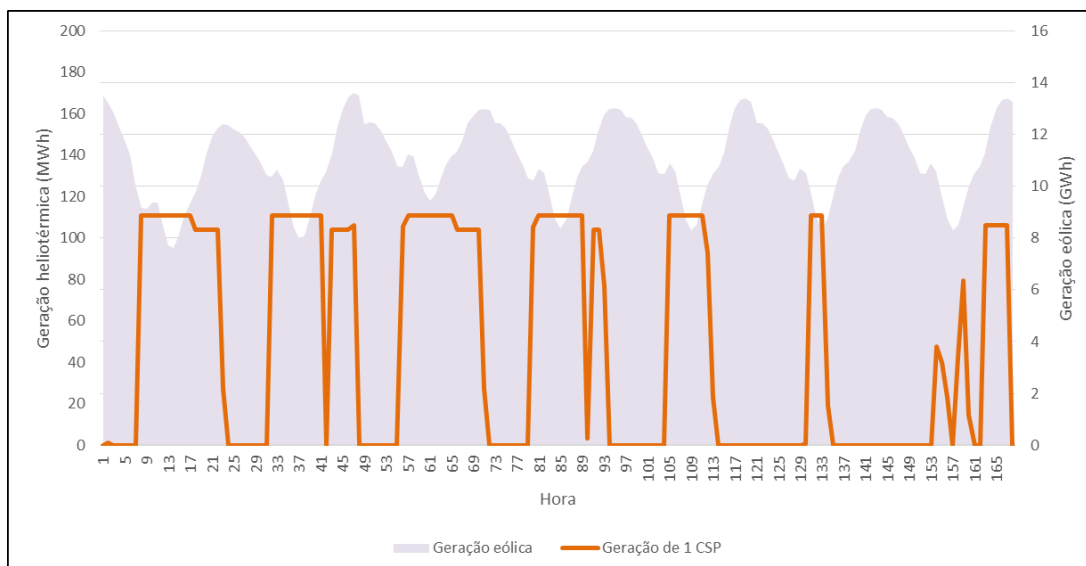


Figura 5.23: Complementaridade entre geração eólica e heliotérmica na semana de setembro de 2026 com menor DNI média.

Fonte: Elaborado pela autora

Nos cenários úmidos a complementaridade entre a operação das heliotérmicas e fotovoltaicas foi menor do que nos cenários secos, devido aos menores índices de DNI. No cenário “março/ maior DNI média” a CSP entrou em operação em sua potência máxima após às 18 h, exceto no quinto dia da semana (equivalente à quarta-feira). No cenário “março/ menor DNI média”, apesar da baixa disponibilidade de recurso solar, a geração heliotérmica e fotovoltaica foram complementares no dia equivalente à sexta-feira.

Diante do exposto, verifica-se que a introdução de usinas CSP no SIN deslocou, de forma expressiva, geradores termelétricos, principalmente aqueles que utilizam gás natural e GNL, evidenciando a contribuição da tecnologia heliotérmica com sistema de armazenamento de energia para a redução do uso de combustíveis fósseis. Além do impacto na operação térmica, as usinas CSP deslocaram algumas hidrelétricas de médio e grande porte principalmente durante os períodos de maior carga líquida dos dias úteis, possibilitando maior segurança de atendimento a demanda. Em relação às fontes intermitentes, os resultados obtidos indicaram a complementaridade entre a operação das usinas CSP, eólicas e fotovoltaicas, especialmente nos cenários secos.

5.2 LCOE

Como resultado da análise paramétrica conduzida no SAM, realizada na etapa 1 da metodologia aplicada nesta tese e descrita no item 3.1.4, o LCOE da usina heliotérmica considerada neste estudo é igual a 677,82 R\$/MWh – aproximadamente 0,17 US\$/kWh³². Tomando-se como referência a faixa de valores de LCOE citados no item 2.1, verifica-se que o valor do LCOE da usina considerada encontra-se dentro da faixa de valores de custo nivelado de energia das plantas heliotérmicas analisadas em outros estudos. O LCOE é calculado considerando a produção total de energia da planta em sua vida útil.

No entanto, é possível observar que o LCOE da usina selecionada nesta pesquisa ainda é bastante superior ao custo nivelado de energia de outras tecnologias de geração, conforme os valores de LCOE estimados pelo IRENA para as tecnologias de geração eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar fotovoltaica e hidrelétrica, citados no item 2.1.

Em outubro de 2022, a ANEEL realizou o último leilão de geração destinado à contratação de novos geradores no Brasil: o Leilão de Geração N° 004/2022, que consistiu no 37° Leilão de Energia Nova A-5³³. Como resultado desse leilão, foram contratados 22 (vinte e dois) empreendimentos, a saber: um empreendimento hidrelétrico, duas centrais de geração hidrelétrica, nove pequenas centrais hidrelétricas, três usinas termelétricas, três usinas eólicas e quatro usinas fotovoltaicas (CCEE, 2022). O preço médio das usinas contratadas foi 237,48 R\$/MWh e o preço marginal foi 603,50 R\$/MWh, dado pelo ICB de uma termelétrica que utilizará resíduos sólidos urbanos com CVU nulo em sua operação. Em média, as usinas hidrelétricas – incluindo o empreendimento, as centrais de geração e as pequenas centrais hidrelétricas – foram contratadas por 278 R\$/MWh, as eólicas por 176 R\$/MWh, as fotovoltaicas por 171,51 R\$/MWh e as termelétricas por 211,65 R\$/MWh (excluindo-se do preço médio das usinas térmicas aquela a base de resíduos sólidos urbanos).

Apesar do preço elevado da usina termelétrica a base de resíduos sólidos, é possível comprovar a baixa competitividade da tecnologia heliotérmica no Brasil com

³² Conforme a taxa de câmbio citada no item 3.7.

³³ O Leilão de Energia Nova consiste em um mecanismo de leilão no qual são contratados novos empreendimentos de geração para expandir a oferta de energia elétrica no país. O leilão A-5 é realizado cinco anos antes do primeiro ano de operação da usina.

base apenas no custo nivelado de energia quando comparada às demais tecnologias de geração de energia elétrica, especialmente com as plantas eólicas e fotovoltaicas.

Como o LCOE de uma fonte renovável, como é o caso da planta CSP, é muito dependente do custo de investimento da usina e do potencial local para geração de energia elétrica, foi realizada, no programa computacional SAM, uma análise de sensibilidade do LCOE em função do custo de investimento da planta.

A análise de sensibilidade foi conduzida no SAM reduzindo-se o custo de investimento de alguns componentes da planta com o intuito de verificar o efeito da redução do custo desses componentes sobre o LCOE. Assim, foi aplicada uma redução de até 20%, com intervalos de 1%, do custo de cinco componentes da planta heliotérmica: campo solar, bloco de potência, sistema de armazenamento térmico, sistema do fluido de transferência de calor e balanço da planta. Os parâmetros técnicos, econômicos e demais custos específicos da tecnologia cilindro parabólico, apresentados nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, não foram alterados.

Os componentes citados foram selecionados para a realização da análise de sensibilidade por representarem a maior parcela do capital necessário para a construção de uma planta CSP com armazenamento. Em 2020, o campo solar e o bloco de potência foram responsáveis por aproximadamente 49% do capital necessário para a construção de uma usina CSP com tecnologia de cilindro parabólico e seis horas de armazenamento (IRENA, 2022). Além disso, o estudo da IRENA (2022) apontou, nos últimos anos, a diminuição dos custos desses componentes de uma planta heliotérmica com sistema de armazenamento térmico. Segundo a IRENA (2022), o custo total de investimento da usina CSP passou, em média, de 9.422 US\$/kW, em 2010, para 4.746 US\$/kW, em 2020, o que implica em uma redução de aproximadamente 50% do custo de investimento da usina. No presente estudo, o custo de investimento total da planta CSP é igual a 5.748,52 US\$/kW, fornecido pelo SAM (NREL, 2018) e utilizado no cálculo do LCOE.

Os resultados da análise de sensibilidade no SAM demonstraram que a redução dos custos de investimento dos componentes da usina mencionados levou à diminuição do capital necessário para a construção da planta heliotérmica analisada neste estudo. Conforme é ilustrado na Figura 5.24, o custo de investimento da usina CSP pode reduzir de 5.748,52 US\$/kW para até 4.662,94 US\$/kW.

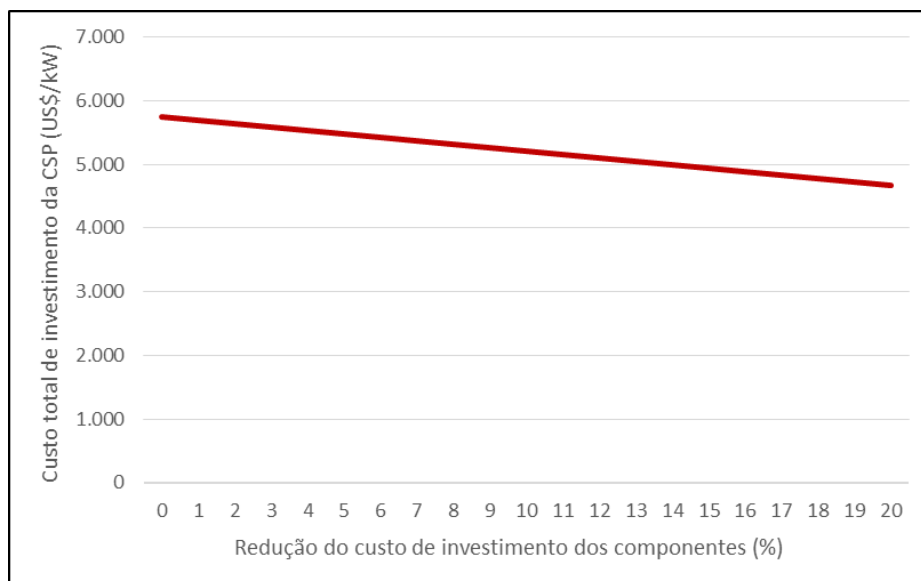


Figura 5.24: Resultado da análise de sensibilidade para o custo de investimento da usina CSP.

(Nota: os componentes são campo solar, bloco de potência, balanço da planta, sistema de armazenamento térmico e sistema do fluido de transferência de calor.)

Fonte: Elaborado pela autora

A diminuição do custo de investimento da usina impactou diretamente o LCOE da planta, que reduziu para até 143 US\$/MWh – ou 564,85 R\$/MWh – tornando a heliotérmica um pouco mais competitiva em relação às demais tecnologias. O fator de capacidade da planta, igual a 47,69%, permaneceu constante durante toda a análise de sensibilidade, cujos resultados sobre os valores de LCOE obtidos e o fator de capacidade da usina são apresentados na Figura 5.25.

Espera-se, ao longo dos próximos anos, a redução dos custos de investimento das usinas CSP através do aumento da escala das plantas e da produção dos seus componentes, assim como sistemas de armazenamento mais eficientes e a utilização de fluidos de transferências de calor capazes de atingir temperaturas mais elevadas, o que aumenta a eficiência do bloco de potência.

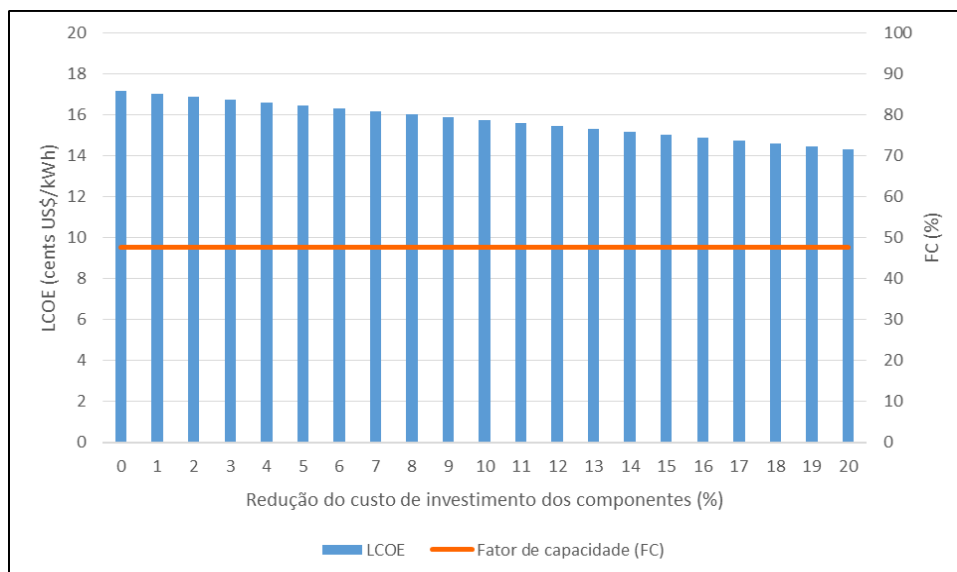


Figura 5.25: Resultado da análise de sensibilidade do LCOE em função do custo de investimento para um fator de capacidade constante da usina CSP. (Nota: os componentes são campo solar, bloco de potência, balanço da planta, sistema de armazenamento térmico e sistema do fluido de transferência de calor.)

Fonte: Elaborado pela autora

5.3 Custos evitados de energia e de capacidade

A seguir são apresentados os resultados para os custos evitados de energia e de capacidade, calculados, respectivamente, nas etapas 6 e 7 da metodologia aplicada nesta tese.

5.3.1 Custo evitado de energia

Conforme descrito no item 3.6, os custos evitados de energia foram calculados para os conjuntos de plantas heliotérmicas inseridos no sistema hidrotérmico nos quatro cenários deste estudo, utilizando-se a diferença dos custos de operação do SIN entre as simulações sem e com os conjuntos de usinas CSP e a geração dos conjuntos de heliotérmicas. Como o horizonte de estudo das simulações realizadas com o modelo DESSEM correspondeu a uma semana, os dados utilizados no cálculo do CE_E consistem no custo de operação e na geração heliotérmica da semana das respectivas simulações. Nesse sentido, os custos evitados de energia obtidos, apresentados na Tabela 5.3, também se referem ao horizonte de uma semana.

Tabela 5.3: Custo evitado de energia dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN

Cenário	Número de plantas CSP	CE_E (R\$/MWh)
Março / Maior DNI média	1	279,77
	3	282,79
	5	274,89
	7	271,70
	10	268,81
	12	267,02
	15	257,36
	20	262,63
Março / Menor DNI média	1	280,70
	3	251,11
	5	277,26
	7	276,92
	10	276,58
	12	276,47
	15	275,67
	20	273,89
Setembro / Maior DNI média	1	329,09
	3	310,76
	5	304,38
	7	298,34
	10	296,59
	12	294,02
	15	290,71
	20	283,84
Setembro / Menor DNI média	1	329,96
	3	312,79
	5	307,32
	7	302,68
	10	298,91
	12	296,76
	15	293,64
	20	289,75

Fonte: Elaborado pela autora

De acordo com o exposto na Tabela 5.3, a introdução de uma ou mais usinas CSP no sistema hidrotérmico resultou em custos evitados de energia maiores nos cenários secos do que nos cenários úmidos. Em todas as simulações realizadas com o modelo DESSEM, a inserção da tecnologia heliotérmica no SIN contribuiu para a redução dos gastos com combustíveis e custos variáveis de O&M, pois os conjuntos de plantas CSP deslocaram principalmente geradores termelétricos que, quando acionados, elevam o custo de operação do sistema elétrico. Além de contribuir para a diminuição do custo de

operação do sistema, o deslocamento de termelétricas proporciona a redução de emissões de gases poluentes no meio ambiente, que não foram contempladas nesta tese.

Nota-se também que os custos evitados de energia diminuiram principalmente com a inserção de conjuntos com sete ou mais usinas nos cenários úmidos e com três ou mais usinas nos cenários secos. Isso ocorreu porque as plantas CSP não só deslocaram termelétricas, mas também impactaram a geração hidrelétrica, cujo custo de combustível é zero devido ao uso da água armazenada nos reservatórios. Nesse sentido, a adição de muitas heliotérmicas no SIN não se mostrou tão benéfica sob o ponto de vista da redução de custos com combustíveis, pois o custo da água não está contabilizado diretamente no cálculo do CE_E .

No entanto, o impacto na geração hidráulica ocasionado pela entrada das usinas CSP no sistema não deixa de configurar um benefício para a operação do SIN, considerando que o aumento da geração hidrelétrica – verificado em alguns períodos com menor carga líquida – significa o uso de uma fonte renovável e o deslocamento dessa geração – observado em períodos com maior carga líquida – contribui para a segurança do atendimento a demanda, principalmente no período seco.

Vale ressaltar, ainda, que mesmo nos cenários com menor disponibilidade de recurso solar – “menor DNI média” – foram obtidos benefícios de energia. Isso mostra a importância do sistema de armazenamento de energia da tecnologia heliotérmica e, também, a relevância da análise da operação do SIN com usinas CSP e diferentes perfis de DNI.

A título de comparação dos custos evitados de energia estimados neste estudo com aqueles encontrados na literatura, toma-se como referência os estudos de Denholm e Hummon (2012), Denholm *et al.* (2013) e Jorgenson *et al.* (2013), descritos no item 2.3. Embora os autores tenham calculado o valor operacional das heliotérmicas em sistemas elétricos predominantemente térmicos, com níveis de irradiação diferentes do semiárido brasileiro e outras características técnicas, as usinas CSP analisadas também possuem tecnologia de cilindro parabólico e sistemas de seis horas de armazenamento térmico, como neste estudo. Ressalta-se que o CE_E obtido nesta pesquisa foi, em média, igual a 287,28 R\$/MWh – aproximadamente 72,73 US\$/MWh³⁴ – e, portanto, até superior ao valor operacional calculado pelos autores, que estimaram valores operacionais para a CSP

³⁴ Conforme a taxa de câmbio citada no item 3.7.

na faixa de 35,6 – 66,2 US\$/MWh (ver Tabela 2.2, sem considerar reservas de operação). Isso significa que a tecnologia heliotérmica é capaz de evitar custos significativos de energia mesmo em sistemas elétricos com grande participação da geração hidráulica.

5.3.2 Custo evitado de capacidade

Conforme descrito no item 3.7, os custos evitados de capacidade foram calculados para os conjuntos de plantas heliotérmicas inseridos no SIN nos quatro cenários deste estudo, utilizando-se o fator de capacidade e o crédito de capacidade dos conjuntos de usinas CSP inseridos no sistema, além do custo de investimento fixo anualizado de geradores convencionais disponíveis. Ressalta-se que os custos evitados de capacidade obtidos se referem ao horizonte de uma semana, assim como os resultados sobre os custos evitados de energia descritos no item 5.3.1.

O fator de capacidade dos conjuntos de usinas CSP nos cenários úmidos com maior e menor DNI média foi igual a 51% e 10%, respectivamente. Apesar do baixo fator de capacidade do cenário úmido com menor DNI média, devido à baixa disponibilidade de recurso solar na respectiva semana, as plantas heliotérmicas contribuíram para o fornecimento de energia nos períodos de maior carga líquida. Nos cenários secos, devido a maior disponibilidade de recurso solar, o fator de capacidade dos conjuntos de CSPs foi superior ao fator de capacidade das heliotérmicas nos cenários úmidos e equivalente a 60% e 45%, respectivamente, para as semanas com maior e menor DNI média.

A Tabela 5.4 reporta o crédito de capacidade (CC_S) e os custos evitados de capacidade obtidos, sendo que $CE_{C_{UHEG}}$, $CE_{C_{UHEM}}$, $CE_{C_{UTE_{GN}}}$ e $CE_{C_{UTE_{OL}}}$ denotam, respectivamente, os custos evitados de capacidade considerando como geradores convencionais disponíveis uma usina hidrelétrica de grande porte, uma hidrelétrica de médio porte, uma usina a gás natural e uma usina a óleo combustível.

Conforme o exposto na Tabela 5.4, os conjuntos de plantas CSP inseridos no sistema hidrotérmico brasileiro apresentaram créditos de capacidade em todos os cenários deste estudo, isto é, as heliotérmicas geraram energia elétrica nos períodos de maior carga líquida. Com exceção do cenário “março/ menor DNI média”, que apresentou créditos de capacidade de aproximadamente 23% devido aos índices de DNI significativamente baixos, nos demais cenários o crédito de capacidade das plantas CSP foi elevado e variou

entre 82% e 100%. Isso significa que as plantas heliotérmicas entraram em operação nos períodos de maior carga líquida com alto fator de capacidade, sendo capazes, portanto, de fornecer capacidade firme ao sistema elétrico. Esta capacidade é decorrente do armazenamento térmico das plantas.

Tabela 5.4: Crédito de capacidade e custo evitado de capacidade dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN

Cenário	Número de plantas CSP	CC_S (%)	CE_{CUHEG} (R\$/MWh)	CE_{CUHEM} (R\$/MWh)	CE_{CUTEGN} (R\$/MWh)	CE_{CUTEOL} (R\$/MWh)
Março / Maior DNI média	1	99,56	108,65	140,19	92,46	154,86
	3	99,56	108,65	140,19	92,46	154,86
	5	99,56	108,67	140,21	92,47	154,88
	7	99,56	108,66	140,21	92,47	154,88
	10	99,56	108,66	140,21	92,47	154,88
	12	99,56	108,66	140,21	92,47	154,88
	15	99,56	108,66	140,21	92,47	154,88
	20	99,56	108,66	140,21	92,47	154,88
Março / Menor DNI média	1	23,27	127,40	164,38	108,41	181,58
	3	23,26	127,36	164,34	108,38	181,53
	5	23,26	127,53	164,56	108,53	181,78
	7	23,26	127,48	164,49	108,48	181,70
	10	23,26	127,45	164,45	108,45	181,66
	12	23,26	127,48	164,49	108,48	181,70
	15	23,26	127,48	164,48	108,48	181,69
	20	23,59	129,31	166,85	110,04	184,31
Setembro / Maior DNI média	1	98,71	92,52	119,38	78,73	131,87
	3	98,71	92,52	119,38	78,73	131,87
	5	98,71	92,53	119,39	78,74	131,88
	7	98,71	92,53	119,39	78,74	131,88
	10	98,71	92,52	119,39	78,73	131,88
	12	98,71	92,53	119,39	78,74	131,88
	15	98,71	92,53	119,39	78,74	131,88
	20	98,71	92,53	119,39	78,74	131,88
Setembro / Menor DNI média	1	82,71	103,67	133,67	88,22	147,76
	3	82,72	103,68	133,77	88,22	147,77
	5	82,71	103,69	133,79	88,24	147,79
	7	83,79	105,04	135,54	89,39	149,72
	10	83,79	105,04	135,53	89,38	149,71
	12	83,79	105,04	135,54	89,39	149,72
	15	83,79	105,04	135,54	89,39	149,72
	20	83,79	105,04	135,54	89,39	149,72

Fonte: Elaborado pela autora

No estudo de Mills e Wiser (2012), a concessionária de energia APS, dos Estados Unidos, apontou um crédito de capacidade igual a 100% para uma planta CSP com sistema de seis horas de armazenamento (ver Tabela 2.1). Segundo o autor, outras concessionárias de energia, como TEP e PSCo, também indicaram créditos de capacidade na faixa de 87 – 100% para heliotérmicas com armazenamento, mas não citaram a capacidade do sistema de armazenamento térmico dessas usinas. No estudo de Denholm e Hummon (2012), reportado na Tabela 2.2, os autores encontraram créditos de capacidade equivalentes a 78% e 98% para usinas CSP com tecnologia de cilindro parabólico e sistemas com seis horas de armazenamento, inseridas nos sistemas elétricos dos Estados Unidos.

Nota-se que os créditos de capacidade das plantas CSP inseridas em sistemas predominantemente termelétricos são semelhantes aos créditos de capacidade obtidos neste estudo, para a maioria dos cenários analisados. Verifica-se, assim, de acordo com os créditos de capacidade resultantes, que a tecnologia heliotérmica com armazenamento é capaz de fornecer capacidade firme em um sistema hidrotérmico com participação expressiva da geração hidráulica, como é o caso do Brasil.

Os custos evitados de capacidade fornecidos pelos conjuntos de usinas CSP ao SIN, apresentados na Tabela 5.4, foram menores do que os custos evitados de energia (ver Tabela 5.3), em todos os cenários analisados e considerando as quatro tecnologias de geração convencional disponível.

Para todos os conjuntos de heliotérmicas inseridos no sistema elétrico nos meses de março e setembro, o maior valor de capacidade foi obtido ao considerar uma usina termelétrica a óleo combustível como planta de pico, pois o custo de investimento fixo anualizado (FC_{peak}) dessa tecnologia é o maior entre os geradores considerados. O menor valor de capacidade refere-se ao uso de uma termelétrica a gás natural como planta de pico, visto que essa usina – entre as tecnologias aplicadas no cálculo do CEC – é a mais barata em termos de custo de investimento fixo anualizado. Além disso, em todos os cenários deste estudo, os valores obtidos para os custos evitados de capacidade foram similares ao adicionar qualquer conjunto de usinas CSP, para cada tecnologia de geração convencional disponível. Isso ocorreu porque a operação dos conjuntos de usinas CSP, em cada cenário, foi semelhante, resultando em valores próximos de fator de capacidade e de crédito de capacidade.

De modo geral, os custos evitados de capacidade estimados nos cenários secos foram menores do que os custos evitados de capacidade calculados nos cenários úmidos. No mês de setembro, que representa o cenário seco neste estudo, assim como nos demais meses que caracterizam a estação do ano com menores índices pluviométricos no Brasil, há maior disponibilidade de recurso solar para geração heliotérmica devido aos índices de DNI mais elevados e a menor ocorrência de nuvens. Nesse sentido, nas semanas de setembro as usinas CSP forneceram mais energia ao SIN do que nos cenários úmidos, aumentando o seu fator de capacidade, por sua vez, utilizado no cálculo do CE_C . Além disso, as heliotérmicas entraram em operação nos períodos de maior carga líquida e, também, em outros períodos de menor carga ao longo do dia, os quais não são contabilizados nos créditos de capacidade estimados.

Vale salientar os custos evitados de capacidade calculados para o cenário “março/menor DNI média”, que consistiram nos maiores benefícios de capacidade para cada planta de pico considerada no cálculo do CE_C , devido ao baixo fator de capacidade dos conjuntos de usinas CSP nesse cenário. Deve-se considerar que este cenário se refere à semana do mês de março com os menores índices de DNI, consistindo, portanto, no cenário mais restrito do período úmido em termos de disponibilidade de recurso solar para geração heliotérmica. Contudo, os resultados mostraram que as plantas CSP foram capazes de gerar nos períodos de maior carga líquida, uma vez que apresentaram créditos de capacidade não nulos, devido à utilização dos sistemas de armazenamento de energia. Isso reforça a importância do investimento nesses sistemas e o papel estratégico que pode ser atribuído à tecnologia heliotérmica com armazenamento no sistema elétrico brasileiro. Indo além, o fornecimento de benefícios de capacidade por usinas CSP ao sistema elétrico em cenários com menor disponibilidade de recurso solar configura um resultado contraintuitivo e evidencia a necessidade da realização de simulações como as que foram realizadas nesta tese.

Destaca-se ainda que, em média, os valores estimados nesta pesquisa para os custos evitados de capacidade denotados por $CE_{C_{UHEG}}$, $CE_{C_{UHEM}}$, $CE_{C_{UTEGN}}$ e $CE_{C_{UTEOL}}$ foram equivalentes a 108,35 R\$/MWh, 139,80 R\$/MWh, 92,20 R\$/MWh e 154,43 R\$/MWh, respectivamente. Assim, o valor de capacidade dos conjuntos de usinas CSP adicionadas ao SIN variou entre 23,34 e 39,10 US\$/MWh³⁵. Tomando-se como referência

³⁵ Conforme a taxa de câmbio citada no item 3.7.

o estudo de Denholm e Hummon (2012), descrito no item 2.3, observa-se que os custos evitados de capacidade calculados para os conjuntos de heliotérmicas inseridos no sistema elétrico brasileiro encontram-se, em média, no intervalo obtido por Denholm e Hummon (2012) – compreendido entre 17,1 e 40,4 US\$/MWh – para o valor de capacidade de usinas CSP com tecnologia de cilindro parabólico e sistema de seis horas de armazenamento de energia inseridas no sistema elétrico predominantemente térmico dos Estados Unidos. Nesse sentido, é possível afirmar que a tecnologia heliotérmica não apresenta benefícios de capacidade apenas para um sistema elétrico com geração térmica na base da sua matriz elétrica, mas também é capaz de evitar custos associados ao fornecimento de capacidade firme nos períodos quando há maior risco de *déficit* de energia em um sistema cuja matriz elétrica é, em sua maioria, composta por fontes renováveis de energia, principalmente usinas hidrelétricas.

5.4 Custo líquido de eletricidade

Conforme descrito no item 3.8, o custo líquido da eletricidade gerada pelos conjuntos de usinas CSP foi calculado na etapa 8 da metodologia aplicada nesta tese, a partir do LCOE e dos custos evitados de energia e de capacidade dos conjuntos de heliotérmicas. A Tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos para o custo líquido com base nos quatro tipos de plantas de pico considerados no cálculo dos custos evitados de capacidade. Desse modo, $CL_{E_{UHEG}}$, $CL_{E_{UHEM}}$, $CL_{E_{UTE_{GN}}}$ e $CL_{E_{UTE_{OL}}}$ denotam, respectivamente, o custo líquido dos conjuntos de usinas CSP tendo como gerador convencional disponível no cálculo do benefício de capacidade, respectivamente, uma usina hidrelétrica de grande porte, uma hidrelétrica de médio porte, uma usina a gás natural e uma usina a óleo combustível.

Conforme exposto na Tabela 5.5, com exceção do cenário “março/ maior DNI média”, em que a inserção do conjunto com três usinas CSP apresentou o menor custo líquido, nos demais cenários a introdução de apenas uma planta heliotérmica resultou no menor custo líquido de eletricidade dessa tecnologia.

De acordo com os resultados da Tabela 5.5, o custo líquido de eletricidade dos conjuntos de usinas CSP variaram nos intervalos compreendidos entre 240,17 – 328,00 R\$/MWh no cenário “março/ maior DNI média”, 215,54 – 318,33 R\$/MWh no cenário

“março/ menor DNI média”, 216,86 – 315,24 R\$/MWh no cenário “setembro/ maior DNI média” e entre 200,10 – 298,54 R\$/MWh no cenário “setembro/ menor DNI média”.

Tabela 5.5: Custo líquido de eletricidade dos conjuntos de usinas CSP adicionados ao SIN

Cenário	Número de plantas CSP	$CL_{E_{UHEG}}$ (R\$/MWh)	$CL_{E_{UHEM}}$ (R\$/MWh)	$CL_{E_{UTE_{GN}}}$ (R\$/MWh)	$CL_{E_{UTE_{OL}}}$ (R\$/MWh)
Março / Maior DNI média	1	289,40	257,86	305,59	243,19
	3	286,38	254,84	302,58	240,17
	5	294,26	262,71	310,46	248,04
	7	297,46	265,91	313,66	251,24
	10	300,35	268,80	316,55	254,13
	12	302,13	270,59	318,33	255,92
	15	311,80	280,26	328,00	265,59
	20	306,53	274,98	322,73	260,31
Março / Menor DNI média	1	269,72	232,74	288,71	215,54
	3	299,35	262,37	318,33	245,18
	5	273,02	236,00	292,03	218,78
	7	273,42	236,41	292,42	219,20
	10	273,79	236,79	292,79	219,58
	12	273,87	236,86	292,87	219,65
	15	274,68	237,67	293,68	220,46
	20	274,62	237,08	293,90	219,62
Setembro / Maior DNI média	1	256,21	229,35	270,00	216,86
	3	274,54	247,68	288,33	235,19
	5	280,91	254,05	294,70	241,56
	7	286,96	260,09	300,75	247,60
	10	288,71	261,85	302,50	249,36
	12	291,27	264,41	305,06	251,92
	15	294,59	267,73	308,38	255,23
	20	301,45	274,59	315,24	262,10
Setembro / Menor DNI média	1	244,19	214,10	259,65	200,10
	3	261,35	231,25	276,81	217,26
	5	266,80	236,70	282,26	222,70
	7	270,10	239,60	285,75	225,42
	10	273,87	243,37	289,52	229,19
	12	276,02	245,52	291,67	231,34
	15	279,14	248,65	294,80	234,46
	20	283,03	252,53	298,68	238,35

Fonte: Elaborado pela autora

Para todos os conjuntos de usinas CSP inseridos no sistema elétrico nos meses de março e setembro, o maior custo líquido de eletricidade foi obtido ao considerar uma

usina termelétrica a gás natural como planta de pico no cálculo dos benefícios de capacidade, e o menor custo líquido foi alcançado quando uma térmica a óleo combustível foi considerada como gerador convencional disponível. A ocorrência desses resultados deve-se à diferença entre os custos de investimento fixo anualizados dos geradores considerados, visto que as usinas a óleo e a gás natural possuem, respectivamente, o maior e o menor custo de investimento.

Em média, o custo líquido da energia elétrica gerada pelos conjuntos de heliotérmicas foi um pouco menor nos cenários secos – aproximadamente 271,22 R\$/MWh na semana com maior DNI média e 254,51 R\$/MWh na semana com menor DNI média – do que nos cenários úmidos – cerca de 283,15 R\$/MWh na semana com maior DNI média e 258,47 R\$/MWh na semana com menor DNI média – devido, principalmente, aos custos evitados de energia obtidos no mês de setembro, quando ocorreu maior deslocamento de usinas termelétricas, principalmente daquelas que operam a partir do gás natural, contribuindo para a redução do custo líquido.

Vale destacar que o custo líquido de eletricidade foi menor nas semanas com menor disponibilidade de recurso solar do que nas semanas com índices maiores de DNI devido à alocação do período de operação da usina CSP determinada pelo modelo de otimização do sistema elétrico. Nas semanas com menor recurso solar disponível, a geração heliotérmica foi alocada pelo modelo DESSEM nos períodos de maior carga do sistema, aumentando os custos evitados de energia e de capacidade e, conseqüentemente, reduzindo o custo líquido da energia elétrica. Este resultado comprova que a tecnologia heliotérmica pode fornecer benefícios econômicos sistêmicos mesmo durante períodos quando a irradiação não é elevada e/ou constante graças ao seu sistema de armazenamento de energia.

A Figura 5.26 ilustra o percentual (máximo e mínimo) de redução do custo dos conjuntos de usinas CSP em relação ao LCOE ao considerar os custos evitados de energia e de capacidade, para cada cenário deste estudo. O percentual máximo de redução do custo refere-se aos resultados obtidos para CL_{EUTEOL} em relação ao LCOE e, o percentual mínimo, aos resultados obtidos para CL_{EUTEGN} . É possível observar que a adição de muitas usinas CSP ao sistema não se mostrou interessante sob o ponto de vista econômico, pois o percentual de redução do custo diminuiu com a inserção de três ou mais heliotérmicas nos cenários secos.

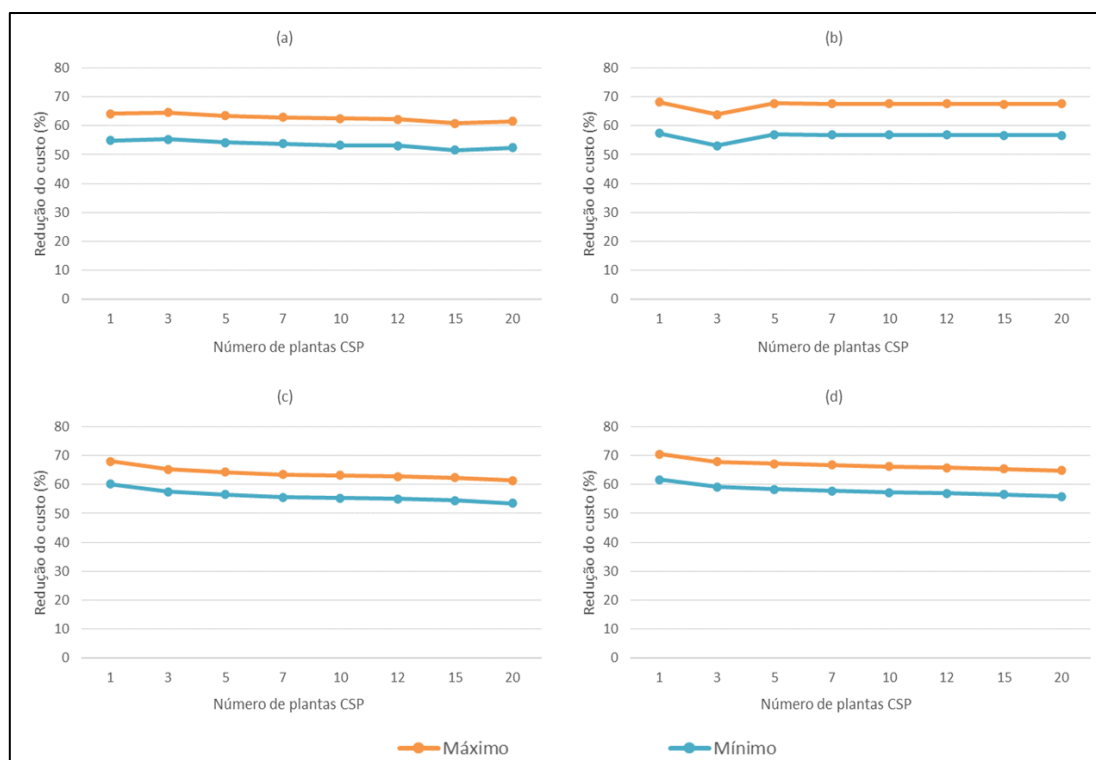


Figura 5.26: Percentual de redução do custo dos conjuntos de usinas CSP em relação ao LCOE nos cenários: março/ maior DNI média (a), março/ menor DNI média (b), setembro/ maior DNI média (c), e setembro/ menor DNI média (d).

Fonte: Elaborado pela autora

Ao considerar os benefícios econômicos de energia e de capacidade proporcionados pelas plantas CSP ao sistema elétrico brasileiro, o custo de uma usina CSP com LCOE igual a 677,82 R\$/MWh variou na faixa de 200,10 a 305,59 R\$/MWh, isto é, o custo da usina reduziu em aproximadamente 55% a 70%. De modo geral, considerando todos os conjuntos de usinas CSP adicionadas ao SIN em todos os cenários, o custo da tecnologia heliotérmica, diminuiu significativamente – em um intervalo compreendido entre cerca de 52% e 70% – ao considerar os benefícios de energia e de capacidade para o SIN. No entanto, apesar da redução do custo, as usinas CSP ainda não são competitivas com outras tecnologias de geração de energia elétrica, especialmente com as novas fontes renováveis de energia, como as plantas eólicas e fotovoltaicas, que vem direcionando a expansão do parque gerador brasileiro nos últimos anos.

Ressalta-se que o custo líquido de eletricidade calculado não incluiu custos relacionados à construção de novas linhas de transmissão, pois os resultados do modelo DESSEM indicaram o mesmo valor de CMO em todos os subsistemas do SIN e, conseqüentemente, a existência de capacidade suficiente nas linhas de intercâmbio para

a utilização da energia gerada pelas heliotérmicas. Contudo, caso fosse verificada uma variação entre os valores de CMO dos subsistemas do SIN, seria necessário calcular o custo de transmissão denotado por C_T da Equação (3.17). Como o custo de transmissão consiste em um custo nivelado, o mesmo pode ser estimado através do custo de investimento anualizado necessário para a construção da linha – conforme a vida útil (em anos) da linha e uma taxa de desconto (a taxa aplicada no cálculo do LCOE) – e do fator de capacidade dessa linha de transmissão.

Embora a tecnologia heliotérmica ainda seja pouco competitiva com outras tecnologias de geração de energia elétrica, os resultados deste estudo mostraram a importância da inclusão dos benefícios que uma tecnologia pode proporcionar ao sistema elétrico na análise da sua viabilidade econômica. Ao considerar os custos evitados de energia e de capacidade provenientes da inserção dos conjuntos de usinas CSP ao SIN, o custo da energia gerada pelas plantas CSP diminuiu significativamente, demonstrando que o LCOE não constitui um indicador adequado para avaliar a competitividade de diferentes tecnologias de geração e definir, entre essas, aquelas com menor custo nivelado que, conseqüentemente, irão direcionar a expansão do sistema elétrico.

Nesse sentido, o método mais adequado para a comparação das tecnologias consiste em aplicar o cálculo do custo líquido para todos os geradores candidatos à expansão do sistema, selecionando, assim, aqueles que apresentarem o menor custo líquido de eletricidade.

Indo além, o cálculo do custo líquido pode incluir não somente os custos evitados de energia e de capacidade, mas também custos evitados de serviços ancilares e ambientais. Os custos evitados de serviços ancilares foram incluídos na Equação (3.17) através do parâmetro CE_{SA} , o qual não foi estimado pois o modelo DESSEM não possui uma discretização temporal em minutos, não permitindo o cálculo do fornecimento dos serviços ancilares. Contudo, conforme a operação das usinas CSP destacada no item 5.1.1, observa-se que uma parte da energia disponível no campo solar foi armazenada, durante a maior parte dos dias analisados. Esse armazenamento caracteriza uma reserva de potência fornecida ao sistema pela usina CSP, que deveria ser remunerada por fornecer esse serviço ancilar com base no seu custo de oportunidade, ou seja, o quanto o gerador heliotérmico poderia ganhar se a energia armazenada fosse comercializada no mercado. Os custos evitados de serviços ancilares podem tornar as usinas CSP mais atrativas

economicamente, especialmente em comparação com plantas renováveis intermitentes sem capacidade de armazenamento (baterias), como as usinas eólicas e as fotovoltaicas.

Vale ressaltar, nesse contexto, outros serviços ancilares, além da reserva de potência, que podem ser fornecidos pela tecnologia heliotérmica ao sistema elétrico. Diferentemente das usinas fotovoltaicas, que utilizam inversores³⁶ para conectar os geradores à rede elétrica, as plantas CSP possuem geradores síncronos, isto é, geradores elétricos que produzem energia em corrente alternada, não sendo necessário o investimento adicional em inversores (CSP ALLIANCE, 2014).

Como a heliotérmica consiste em uma usina térmica, outros serviços prestados por geradores termelétricos convencionais para a estabilidade da rede elétrica também podem ser fornecidos pelas plantas CSP, como: resposta à inércia; potência reativa, necessária para regular a tensão e mantê-la dentro de limites aceitáveis; acompanhamento de carga, assegurando o equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade; e controle de tensão, para garantir a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (CSP ALLIANCE, 2014, SOLARPACES, 2017a).

Com relação aos custos evitados ambientais, destacam-se, a princípio, os custos evitados de emissões de carbono. Considerando que as usinas heliotérmicas deslocaram, em grande parte, termelétricas a gás natural, os custos evitados de emissões de carbono podem ser estimados a partir da geração de energia elétrica evitada com a adição da planta CSP ao sistema elétrico, do coeficiente de emissão do combustível das termelétricas e de uma precificação do carbono. A inclusão dos custos evitados ambientais no cálculo do custo líquido pode aumentar a competitividade da tecnologia heliotérmica com sistema de armazenamento em relação às fontes não renováveis de energia, como as termelétricas a gás natural.

³⁶ Inversores realizam a conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

Este capítulo reporta as conclusões e principais contribuições deste estudo para a literatura e o planejamento do sistema elétrico brasileiro, assim como as limitações encontradas durante a realização desta pesquisa e as sugestões de trabalhos futuros.

Diferentemente das usinas eólicas e fotovoltaicas sem baterias, a usina CSP com sistema de armazenamento térmico de energia consiste em uma fonte renovável despachável, capaz de fornecer flexibilidade ao SIN e contribuir para a diversificação da matriz elétrica nacional. A despachabilidade da heliotérmica ocorre devido ao uso do sistema de armazenamento, o qual possibilita que a energia térmica capturada no campo solar seja armazenada em um tanque e utilizada posteriormente. Devido ao desacoplamento temporal entre a disponibilidade de recurso solar e a geração de energia elétrica, a planta CSP com armazenamento assemelha-se a um gerador termelétrico convencional.

Apesar de existir um potencial de geração heliotérmica no Brasil, as usinas CSP ainda não são competitivas com as demais fontes de energia quando avaliadas somente pelo LCOE, que é semelhante ao ICB e é a métrica econômica aplicada aos empreendimentos participantes dos leilões de geração de energia elétrica, promovidos pela ANEEL, para a expansão do parque gerador brasileiro.

Contudo, a usina CSP com sistema de armazenamento pode fornecer benefícios econômicos e energéticos ao sistema elétrico que não são considerados no cálculo do LCOE, uma vez que o custo nivelado de eletricidade não captura o valor variável da energia elétrica durante o período de análise. Nesse contexto, este estudo avaliou a viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica no Brasil, incluindo os custos e os benefícios econômicos – custos evitados de energia e de capacidade – dessa tecnologia para o SIN.

Para atingir o objetivo deste estudo, foi calculado o custo líquido da energia elétrica de futuras usinas CSP, localizadas no semiárido brasileiro e inseridas no SIN. O

custo líquido de eletricidade consistiu na diferença entre o LCOE das usinas e os custos evitados de energia e de capacidade proporcionados pelas usinas ao sistema elétrico. O cálculo do custo líquido da tecnologia heliotérmica com elevada capacidade de armazenamento de energia e inserida em um sistema elétrico hidrotérmico, com predominância da geração hidrelétrica, constitui uma das contribuições deste estudo para a literatura.

A tipologia e as características técnicas das usinas CSP foram selecionadas a partir da literatura existente sobre a tecnologia heliotérmica empregada na maior parte das usinas CSP em operação em outros países. O múltiplo solar e o tamanho do sistema de armazenamento das plantas foram selecionados a partir de simulações de uma usina CSP com o *software* SAM, que forneceu o LCOE da planta e outros dados necessários para as demais simulações deste estudo, como a energia disponível no campo solar, a eficiência do ciclo termodinâmico e o consumo parasítico da usina. Nestas simulações realizadas com o *software* SAM, buscou-se a minimização do LCOE.

Os benefícios econômicos proporcionados pela tecnologia heliotérmica ao sistema elétrico brasileiro foram estimados a partir da otimização do SIN utilizando o modelo DESSEM, sem e com a usina CSP. O custo líquido da energia elétrica gerada pela tecnologia heliotérmica foi obtido através da aplicação da equação desenvolvida pela CSP Alliance (2014) e adaptada para este estudo.

As usinas heliotérmicas consideradas possuem tecnologia de cilindro parabólico, múltiplo solar igual a 1,7, sistema com capacidade de armazenamento de seis horas e 100 MW de potência líquida. No *software* SAM, a operação das plantas foi simulada para a localidade de Bom Jesus da Lapa, município situado na região do semiárido brasileiro. No modelo DESSEM, as heliotérmicas foram emuladas como usinas termelétricas com dispositivos de armazenamento acoplados, localizados em um sistema elétrico separado, conectado ao subsistema Nordeste.

Neste estudo considerou-se a configuração do SIN planejada para o ano de 2026. Foram elaborados quatro cenários, sendo cada cenário equivalente a uma semana, com discretização horária. Assim, foram analisados dois cenários no mês de março de 2026 e dois cenários no mês de setembro de 2026, que correspondem às semanas com maior e menor DNI média de cada mês. Além das otimizações do SIN sem e com uma planta heliotérmica, a operação de cada cenário também foi simulada com conjuntos de três,

cinco, sete, dez, doze, quinze e vinte usinas CSP, todas com as mesmas características técnicas.

Os benefícios econômicos e o custo líquido de eletricidade foram calculados para cada conjunto de usinas heliotérmicas adicionado ao SIN. De acordo com os resultados obtidos, observou-se que o sistema de armazenamento permitiu maior flexibilidade à operação da usina CSP, que forneceu energia ao sistema elétrico mesmo em períodos sem disponibilidade de recurso solar (à noite) e/ ou com maior carga líquida. Nesse sentido, a geração heliotérmica pode ser complementar à geração solar fotovoltaica, devido ao desacoplamento temporal entre a disponibilidade do recurso solar e a geração de energia elétrica. Verificou-se, também, a complementaridade entre a geração heliotérmica e a geração eólica, especialmente nos cenários secos.

Em todos os cenários analisados neste estudo, a introdução de usinas CSP com armazenamento no sistema elétrico levou à redução do custo total de operação desse sistema, devido ao deslocamento de geradores termelétricos que, quando acionados, elevam o custo da operação do sistema por utilizarem combustível e apresentarem custos variáveis de operação maiores do que as plantas CSP. Logo, a adição das usinas CSP ao SIN resultou em custos evitados de energia, cujos valores foram superiores nos cenários secos em relação aos cenários úmidos. Isso ocorreu devido ao maior deslocamento de usinas termelétricas nos cenários secos com a entrada das heliotérmicas no SIN.

Soma-se aos custos evitados de energia outro benefício econômico – proporcionado pelos conjuntos de usinas CSP ao SIN – que consiste nos custos evitados de capacidade, pois as heliotérmicas forneceram capacidade firme ao sistema durante os períodos mais críticos – considerados, neste estudo, aqueles que apresentaram maior carga líquida – em todos os cenários elaborados. Ao contrário dos custos evitados de energia, os custos evitados de capacidade foram superiores nos cenários úmidos em relação aos cenários secos. Como nos cenários secos há maior disponibilidade de recurso solar para geração heliotérmica, o fator de capacidade das usinas CSP foi maior nesses cenários do que no período úmido. Além disso, as heliotérmicas entraram em operação também em períodos de menor carga ao longo do dia, os quais não são contabilizados nos créditos de capacidade estimados.

Além desses benefícios econômicos, destaca-se que a tecnologia heliotérmica pode contribuir para a menor utilização de fontes não renováveis, diminuindo as emissões de gases poluentes no meio ambiente e proporcionando benefícios ambientais a uma

matriz elétrica composta predominantemente por fontes renováveis, como é o caso do Brasil, diferentemente dos resultados encontrados na literatura que abordam os benefícios das heliotérmicas em sistemas elétricos com predominância da geração térmica.

Os resultados relativos ao custo líquido de eletricidade indicaram que, ao considerar os benefícios econômicos de energia e de capacidade proporcionados pelas plantas CSP ao sistema elétrico brasileiro, o custo de uma usina heliotérmica, a princípio estimado pelo LCOE, reduziu em aproximadamente 55% a 70%. Assim, ao considerar os benefícios econômicos, o custo de uma usina CSP com LCOE estimado nas simulações com o SAM em 677,82 R\$/MWh variou na faixa de 200,10 a 305,59 R\$/MWh. Contudo, as usinas CSP ainda não são competitivas com outras tecnologias, especialmente com as novas fontes renováveis de energia, como as plantas eólicas e fotovoltaicas.

Vale ressaltar que o cálculo do custo líquido de eletricidade também inclui os custos de integração e de transmissão. Neste estudo, esses custos foram considerados nulos, mas em outros estudos acerca da análise da viabilidade de heliotérmicas em outra localidade e, também, de outras tecnologias de geração de energia elétrica, os custos de integração e de transmissão podem não ser nulos, principalmente se não houver um sistema de armazenamento de energia e/ ou capacidade suficiente de transmissão.

Embora a usina CSP ainda seja pouco competitiva com outras tecnologias de geração de energia elétrica, os resultados obtidos mostraram a importância da inclusão dos benefícios econômicos e energéticos de uma tecnologia de geração para o sistema elétrico. Indo além, conclui-se que a tecnologia heliotérmica com armazenamento pode ser benéfica para um sistema hidrotérmico com participação expressiva da geração hidráulica devido, principalmente, ao uso do sistema de armazenamento de energia.

Diante do exposto, destaca-se que é necessário mensurar os benefícios econômicos de cada tecnologia de geração para o sistema elétrico onde será inserida e o método mais adequado para a comparação das tecnologias é o cálculo do custo líquido de eletricidade, conforme a metodologia desenvolvida neste estudo e que também pode ser aplicada a outras fontes de energia, caracterizando as principais contribuições deste estudo para a literatura.

Em relação ao planejamento do sistema elétrico brasileiro, sugere-se a substituição do uso do custo nivelado de eletricidade pela utilização do cálculo do custo líquido de energia elétrica para avaliar a viabilidade econômica das diferentes tecnologias

de geração de energia elétrica. Nesse sentido, recomenda-se o cálculo do custo líquido de todos os geradores candidatos à expansão do sistema, selecionando-se, nos leilões de geração de energia elétrica, aqueles que apresentarem o menor custo líquido de eletricidade para compor o parque gerador brasileiro.

Sobre a viabilidade econômica da tecnologia heliotérmica no Brasil, propõe-se a produção nacional de alguns componentes da usina, especialmente aqueles que compõem a infraestrutura do campo solar, que requer um capital elevado. A nacionalização da produção dos espelhos que integram o campo solar da planta CSP, por exemplo, pode possibilitar uma redução do custo de investimento da usina, tornando a tecnologia heliotérmica economicamente viável no Brasil nos próximos anos. Outros benefícios decorrentes da produção nacional de componentes da planta CSP são a geração de emprego e renda local, bem como a redução da importação de materiais de outros países.

Vale salientar, ainda, que o cálculo do custo líquido da energia elétrica gerada pelas plantas CSP pode ser aplicado a outros países que possuem um potencial suficiente para a geração heliotérmica e necessitam diversificar a sua matriz elétrica, reduzindo a participação de fontes não renováveis.

Durante a realização desta pesquisa, foram encontradas algumas limitações relacionadas à modelagem da tecnologia heliotérmica no modelo DESSEM, ao LCOE utilizado na equação do custo líquido de eletricidade (Equação 3.17) e à estimativa dos benefícios econômicos associados ao fornecimento de serviços auxiliares.

Conforme descrito no item 3.4, a usina CSP foi emulada no modelo DESSEM como uma usina termelétrica com uma bateria acoplada, pois esse modelo não possui, ainda, a funcionalidade da usina heliotérmica. Como consequência da modelagem aplicada, alguns elementos técnicos de uma planta CSP não foram representados no DESSEM, como a taxa de rampa do gerador e o sistema de *backup* da usina. Além disso, como foi utilizada a funcionalidade de uma usina termelétrica, não foi atribuída uma função de custo futuro para a usina CSP e toda a energia armazenada na bateria foi despachada para o sistema até o último período do horizonte de estudo das simulações realizadas com o DESSEM.

Para calcular o custo líquido de eletricidade conforme a Equação (3.17), seria desejável estimar os benefícios econômicos proporcionados pela heliotérmica ao SIN durante o período de análise equivalente a um ano inteiro e, também, o LCOE dessa usina

a partir da geração anual fornecida pelo modelo de otimização do sistema elétrico, neste caso o modelo DESSEM. Contudo, não é possível obter a operação do SIN com discretização horária para um ano inteiro a partir do modelo DESSEM. Conseqüentemente, não foi possível estimar o LCOE da planta heliotérmica a partir da geração fornecida pelo DESSEM. Por esses motivos, foi necessário calcular o custo líquido de eletricidade em base semanal, a partir dos benefícios econômicos de energia e de capacidade estimados conforme a operação do SIN determinada pelo DESSEM para as semanas selecionadas e do LCOE da usina CSP fornecido pelo SAM. Contudo esta limitação não inviabilizou a estimativa dos resultados obtidos, visto que os benefícios econômicos foram calculados considerando-se períodos com significativas diferenças na geração hidráulica (cenários úmido e seco) e na geração heliotérmica (semanas com maior e menor DNI média de cada mês).

O cálculo do custo líquido de eletricidade conforme a Equação (3.17) também inclui os custos evitados de serviços ancilares que, para serem mensurados, exigem resultados discretizados em segundos a minutos fornecidos pelo modelo de otimização do sistema elétrico. Como a menor discretização temporal fornecida pelo modelo DESSEM é em intervalos de meia-hora (trinta minutos), não foi possível mensurar o benefício econômico associado ao fornecimento de serviços ancilares pela usina CSP ao SIN.

Vale ressaltar, também, algumas sugestões de trabalhos futuros propostos com o intuito de aperfeiçoar a metodologia do cálculo do custo líquido de eletricidade e os resultados desta pesquisa, a saber:

- Inclusão do benefício econômico associado ao custo evitado ambiental na equação do cálculo do custo líquido de eletricidade (Equação 3.17), visto que as usinas CSP deslocaram geradores termelétricos que operam a partir de combustíveis fósseis;
- Implementação da funcionalidade da tecnologia heliotérmica com sistema de armazenamento de energia no modelo DESSEM, no qual todos os elementos técnicos de uma planta CSP possam ser considerados na modelagem dessa tecnologia, aplicando-se uma função de custo futuro para evitar o uso total da energia armazenada ao fim do horizonte de estudo.

Propõe-se, ainda, a aplicação da metodologia referente ao cálculo do custo líquido de eletricidade às demais fontes de energia. Nesse sentido, recomenda-se especialmente o cálculo do custo líquido de eletricidade das fontes renováveis intermitentes de energia que lideram a expansão do parque gerador brasileiro, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, com e sem sistemas de armazenamento de energia, isto é, geradores eólicos e fotovoltaicos com e sem baterias. Uma análise posterior é sugerida com o intuito de comparar, principalmente, os custos líquidos de usinas heliotérmicas com sistemas de armazenamento e de plantas fotovoltaicas com baterias, ambas as usinas com as mesmas potências e capacidades de armazenamento de energia, sendo a operação desses geradores simulada para a mesma localidade.

Com relação ao cálculo do custo líquido de eletricidade de fontes renováveis de energia, recomenda-se também a aplicação da metodologia desenvolvida nesta tese para estimar o custo líquido de usinas heliotérmicas híbridas com biomassa. Em seguida, propõe-se comparar o custo líquido da usina CSP híbrida com a heliotérmica analisada neste trabalho (sem hibridização). A planta CSP híbrida com biomassa consiste em uma tecnologia que também não utiliza combustíveis fósseis e, caso apresente menor custo líquido em relação à usina CSP sem hibridização, pode constituir uma tecnologia de geração de energia elétrica mais competitiva do que a planta CSP não híbrida e fomentar os investimentos em usinas heliotérmicas no Brasil.

Referências bibliográficas

AHMAD, M., ZEESHAN, M. “Multi-objective optimization of concentrated solar power plants from an energy-water-environment nexus perspective under distinct climatic conditions – Part A: Techno-economic analysis”, **Journal of Cleaner Production**, v. 375, 134099, 2022.

ALMEIDA JUNIOR, C. R. S. **Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional**. Tese (Doutorado em Engenharia de Sistemas da Computação), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.

ALY, A., BERNARDOS, A., FERNANDEZ-PERUCHENA, C. M., JENSEN, S. S., PEDERSEN, A. B., “Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania”, **Renewable Energy**, v. 135, p. 1224-1240, 2019.

AMADO, N. B., PELEGIA, E. D. B., SAUER, I. L. “Capacity Value from Wind and Solar Sources in Systems with Variable Dispatchable Capacity—An Application in the Brazilian Hydrothermal System”, **Energies**, 14, 3196, 2021.

AMARAL, G. S. **Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em Rosana-SP**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia), UNESP, Rosana, SP, Brasil, 2022.

AMOAH, R. K., NUNOO, S., ATTACHIE, J. C. “Technoeconomic Evaluation of Electricity Generation from Concentrated Solar Power Technologies in Ghana”, **Journal of Energy**, v. 2022, 8955896, 2022.

AMORIM, V. L. P., PEREIRA, R. V., MALAGUETA, D. C. “Análise LCOE de um Sistema simulado de torre solar no mercado de energia brasileiro”. In: **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Florianópolis, PR, Brasil, 2022.

ANEEL. **Chamada de Projeto Estratégico de Geração Heliotérmica de Energia**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8847&id_area=>. Acesso em: 25 set. 2018.

ANEEL. **Resultados dos leilões de expansão da geração**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/leiloes>>. Acesso em: 05 mai. 2023.

BCB. **Cotações e boletins**. Banco Central do Brasil, 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>>. Acesso em: 15 mar. 2021.

BLAIR, N., DIORIO, N., FREEMAN, J., GILMAN, P., JANZOU, S., NEISES, T., WAGNER, M. **System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2018.

BRAND, B., STAMBOULI, A. B., ZEJLI, D. “The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria”, **Energy Policy** v. 47, p. 321-331, 2012.

BRASIL. **Lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Publicado no DOU em 16.03.2004.

BW. **EIG-Owned Cerro Dominador Inaugurates Concentrated Solar Power (CSP) Plant in Chile**. Business Wire, 2021. Disponível em: <<https://www.businesswire.com/news/home/20210608005202/en/EIG-Owned-Cerro-Dominador-Inaugurates-Concentrated-Solar-Power-CSP-Plant-in-Chile>>. Acesso em: 10 jun. 2022.

CASTRO, G. M. **Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015.

CAVADOS, G. A. **Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: estudo de caso da Região Nordeste**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015.

CCEE. **Leilões**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>>. Acesso em: 22 nov. 2022.

CCEE. **Painel de Preços**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>>. Acesso em: 29 dez. 2021.

CEPEL. **Cepel participa de projeto pioneiro em energia termossolar junto a Furnas**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2023. Disponível em: <<https://www.cepel.br/2023/05/11/cepel-participa-de-projeto-pioneiro-em-energia-termossolar-junto-a-furnas/>>. Acesso em: 15 mai. 2023.

CEPEL. **Modelo DESSEM: Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos por Unidade Geradora com Representação Detalhada da Rede Elétrica**. Manual do Usuário (Versão 19.0.6), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Jan. 2020.

CEPEL. **Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM**. Manual de Metodologia, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Jun. 2019.

CEPEL. **Projeto NEWAVE: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**. Manual do Usuário (Versão 24.3.9), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Jul. 2018.

CESP. **Termossolar Porto Primavera**. Companhia Energética de São Paulo, 2021. Disponível em: <<https://www.cesp.com.br/energia>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

CSP ALLIANCE. **The Economic and Reliability Benefits of CSP with Thermal Energy Storage: Literature Review and Research Needs**. Technical Report. Concentrating Solar Power Alliance (CSP Alliance), 2014.

CUIÊCA, M. M., MACAGNAN, M. H. “Análise técnica e econômica do uso de sais fundidos como HTF em usinas CSP de calha parabólica”. In: **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza, CE, Brasil, 2020.

CURTY, M. G. **Planejamento da Expansão da Geração Considerando Aspectos da Programação Diária da Operação com Fontes Renováveis Intermitentes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020.

DENHOLM, P., HAND, M. “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity”, **Energy Policy**, v. 39, p. 1817-1830, 2011.

DENHOLM, P., HUMMON, M. **Simulating the Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a Production Cost Model**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2012.

DENHOLM, P., JORGENSON, J., MILLER, M., ZHOU, E., WANG, C. **Methods for Analyzing the Economic Value of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2015.

DENHOLM, P., MEHOS, M. **Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2011.

DENHOLM, P., WAN, Y., HUMMON, M., MEHOS, M. **An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2013.

DIAS, C. L. A. **Modelos de Avaliação de Desempenho de Diferentes Tecnologias de Geração Fotovoltaica: Estudo de Caso para a Região dos Lagos**. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.

DINIZ, A.L., COSTA, F.S., MACEIRA, M.E.P., SANTOS, T.N., BRANDÃO, L.C., CABRAL, R.N. “Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil”. In: **20th Power Systems Computation Conference**, Dublin, Irlanda, 2018.

DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P. “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”, **IEEE Transactions on Power Systems** v. 23, p. 1298-1308, 2008.

DINIZ, A. L., SOUZA, T. M. “Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints”, **IEEE Transactions on Power Systems** v. 29, p. 2427-2435, 2014.

DOE. **2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment**. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, U.S. Department of Energy,

Washington, EUA, 2022. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/analysis/2022-grid-energy-storage-technology-cost-and-performance-assessment>>. Acesso em: 18 jun. 2023.

DOWLING, A. W., ZHENG, T., ZAVALA, V. M. “Economic assessment of concentrated solar power technologies: A review”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 72, p. 1019-1032, 2017.

EC. **REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition**. European Commission, 2022. Disponível em: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131>. Acesso em: 15 dez. 2022.

EDENHOFER, O., HIRTH, L., KNOPF, B., PAHLE, M., SCHLÖMER, S., SCHMID, E., UECKERDT, F. “On the economics of renewable energy sources”, **Energy Economics** v. 40, p. S12-S23, 2013.

EIA. **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022**. U.S. Energy Information Administration, Washington, EUA, 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf >. Acesso em: 02 mai. 2023.

EIA. **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook**. U.S. Energy Information Administration, Washington, EUA, 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/LCOE_methodology.pdf >. Acesso em: 04 mai. 2023.

ELETROSUL. **Usina Termossolar de Laguna (SC)**. Eletrobras CGT Eletrosul, 2018. Disponível em: <<https://www.cgteletrosul.com.br/destaque/usina-termossolar-de-laguna-sc>>. Acesso em: 19 jul. 2023.

ENERGY EXEMPLAR. **Plexos – The Unified Solution to Decarbonization Planning**. Energy Exemplar, 2022. Disponível em : <<https://www.energyexemplar.com/plexos>>. Acesso em : 16 dez. 2022.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2023 (Relatório Síntese): Ano base 2022**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2023.

EPE. **Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

EPE. **Informe à Imprensa: Leilão de Energia A-5/2014**, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/leilao-de-energia-nova-a-5-2014>>. Acesso em: 21 set. 2021.

EPE. **Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária**. Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/2020. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2022.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

EPE. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**. Nota Técnica PR 07/18. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2018.

FIRSTGREEN. **Comparison of CSP technologies**. Firstgreen Consulting Private Limited, 2012. Disponível em: <<https://firstgreenconsulting.wordpress.com>>. Acesso em: 29 jun. 2022.

GAUCHÉ, P., BACKSTRÖM, T., BRENT, A., RUDMAN, J. “CSP Opportunity and Challenges in a National System: The WWF Renewable Vision for a 2030 South African Electricity Mix”, **American Institute of Physics**, s.n., 2016.

GEMIGNANI, M. M. F., KAGAN, N., CASTRO, G. M. “Energia Solar na Matriz Energética – Impactos Técnicos e Econômicos no Sistema Interligado Nacional”, **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 1, p. 52-61, 2014.

GOOGLE MAPS. **Mapas do Google**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/@-12.3479586,-44.7054882,5.75z>>. Acesso em: 22 mar. 2023.

GUIMARÃES, A. P. C., VIEIRA, L. S. R., SERRA, E. T., MELO, S. R. F. C., MACEDO, N. G. L. “Caracterização de Localidades do Semiárido para Implantação de um Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica”. In: **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Belém, PA, Brasil, 2010.

HIRTH, L. “The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price”, **Energy Economics**, v. 38, p. 218-236, 2013.

HIRTH, L., UECHERDT, F., EDENHOFER, O. “Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability”, **Renewable Energy**, v. 74, p. 925-939, 2015.

IEA. **Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value**. International Energy Agency, Paris, France, 2016.

IEA. **Projected Costs of Generating Electricity**. International Energy Agency, Paris, France, 2015.

IEA. **Technology Roadmap Solar Thermal Electricity**. International Energy Agency, Paris, France, 2014.

IEA. **World Energy Outlook 2022**. International Energy Agency, Paris, France, 2022.

IRENA. **Capacity and Generation: Country Rankings**. International Renewable Energy Agency, 2023. Disponível em: <<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>>. Acesso em: 19 jul. 2023.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2022.

ISLAM, M. T., HUDA, N., ABDULLAH, A. B., SAIDUR, R. “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.

ISTOÉ. **Cesp inicia operação de 1ª usina termossolar do Brasil, estuda novas tecnologias**. IstoÉ – Economia. Disponível em: <<https://istoe.com.br/cesp-inicia-operacao-de/>>. Acesso em: 14 mai. 2022.

JORGENSEN, J., DENHOLM, P., MEHOS, M. **Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2014.

JORGENSEN, J., DENHOLM, P., MEHOS, M., TURCHI, C. **Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power**

Technologies in a Production Cost Model. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2013.

JORGENSEN, J., MEHOS, M., DENHOLM, P. “Comparing the net cost of CSP-TES to PV deployed with battery storage”, **American Institute of Physics**, s.n., 2016.

JOSKOW, P. L. “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, **The American Economic Review**, v. 101, n. 3, p. 238-241, 2011.

KASSEM, A., AL-HADDAD, K., KOMLJENOVIC, D. “Concentrated solar thermal power in Saudi Arabia: Definition and simulation of alternative scenarios”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 75-91, 2017.

KATZENSTEIN, W., APT, J. “The cost of wind power variability”, **Energy Policy**, v. 51, p. 233-243, 2012.

LAMONT, A. D. “Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies”, **Energy Economics**, v. 30, p. 1208-1231, 2008.

LAWSON, A., PEREIRA, G. **Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira.** FGV Energia, 2017. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/20398/Coluna%20Opinio%20Fevereiro%20-%20Termeletricas%20-%20Andre%20e%20Guilherme.pdf>>. Acesso em: 22 mai. 2023.

LING-ZHI, R., XIN-GANG, Z., XIN-XUAN, Y., YU-ZHUO, Z. “Cost-benefit evolution for concentrated solar power in China”, **Journal of Cleaner Production**, v. 190, p. 471-482, 2018.

LODI, C. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

LOVEGROVE, K., STEIN, W. **Concentrating solar power technology – Principles, developments and applications.** 1 ed. Sawston, Cambridge, Reino Unido, Woodhead Publishing Limited, 2012.

MACEIRA, M.E.P., PENNA, D.D.J., DINIZ, A.L., PINTO, R.J., MELO, A.C.G., VASCONCELLOS, C.V., CRUZ, C.B. “Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and

Improvements on the NEWAVE Model”. In: **20th Power Systems Computation Conference**, Dublin, Irlanda, 2018.

MADAENI, S. H., SIOSHANSI, R., DENHOLM, P. **Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2011.

MAHMUD, M. A. P., FARJANA, S. H., LANG, C., HUDA, N. **Green Energy – A Sustainable Future**. 1 ed., London, Elsevier, 2023.

MAI, T., MOWERS, M., EUREK, K. **Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2021.

MALAGUETA, D. C. **Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira**. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

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

MALAGUETA, D., SZKLO, A., SORIA, R., DUTRA, R., SHAEFFER, R., BORBA, B. S. M. C. “Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system”, **Renewable Energy**, v. 68, p. 223–235, 2014.

MANTILLA, V. A. P. **Avaliação Técnica-Econômica das Tecnologias de Geração Heliotérmica para o Caso Brasileiro, considerando Sistemas de Armazenamento Térmico e Hibridização**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia), UNIFEL, Itajubá, MG, Brasil, 2017.

MARTINS, F. R., ABREU, S L., PEREIRA, E. B. “Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil”, **Energy Policy**, v. 48, p. 640-649, 2012.

MCTI-GIZ. **Thermal Storage CSP Technology State of the Art and Market Overview**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Projeto Energia Heliotérmica, Brasília, 2014.

MEHOS, M., JORGENSON, J., DENHOLM, P., TURCHI, C. “An assessment of the net value of CSP systems integrated with thermal energy storage”, **Energy Procedia**, v. 69, p. 2060-2071, 2015.

MILLIGAN, M., ELA, E., HODGE, B., KIRBY, B., LEW, D., CLARK, C., DECESARO, J., LYNN, K. **Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2011.

MILLIGAN, M., KIRBY, B. **Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2009.

MILLS, A., WISER, R. **An Evaluation of Solar Valuation Methods Used in Utility Planning and Procurement Processes**. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, EUA, 2012.

MMA. **Brasil entrega ratificação do Acordo de Paris**. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/mma/pt-br/noticias/noticia-acom-2016-09-1860>>. Acesso em: 04 fev. 2022.

MME. **Ministro lança centro de pesquisa de energia solar em Petrolina**. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2017. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministro-lanca-centro-de-pesquisa-de-energia-solar-em-petrolina>>. Acesso em: 30 set. 2022.

MORAIS, R. C. **Aplicação do Fator de Valor na Avaliação do Benefício Associado às Novas Fontes Renováveis**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015.

MORIS, C. H., GUEVARA, M. T. C., SALMON, A., LORCA, A. “Comparison between Concentrated Solar Power and Gas-Based Generation in Terms of Economic and Flexibility-Related Aspects in Chile”, **Energies**, 14, 1063, 2021.

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”, **American Institute of Physics**, s.n., 2017.

NÉBIAS, M. T., CODECEIRA NETO, A. “Tecnologias de Armazenamento Térmico para Plantas CSP no Semiárido Brasileiro”, **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 4, n. 2, p. 65-73, 2019.

NREL. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, EUA,

1995. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>>. Acesso em: 04 ago. 2021.

NREL. **System Advisor Model (SAM) – Version 2018.11.11**. National Renewable Energy Laboratory, 2018. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download.html?own=0>>. Acesso em: 29 jan. 2019.

ONS. **Histórico da Operação: Geração de Energia**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 07 jan. 2023.

ONS. **Mapa dinâmico do SIN**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 07 jan. 2023.

ONS. **Modelo DESSEM: decks de entrada e saída**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019. Disponível em: <<http://sintegre.ons.org.br>>. Acesso em: 05 fev. 2021.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023b. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 07 jan. 2023.

ONS. **Sobre o SIN: evolução da capacidade instalada no SIN – dezembro 2022/ dezembro 2026**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 dez. 2022.

ONS. **Submódulo 1.2: Glossário dos Procedimentos de Rede**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/busca-avancada?k=hor%C3%A1rio+de+ponta>>. Acesso em: 01 set. 2022.

OUALI, H. A. L., MERROUNI, A. A., CHOWDHURY, S., TECHATO, K., CHANNUMSIN, S., ULLAH, N. “Optimization and Techno-Economic Appraisal of Parabolic Trough Solar Power Plant under Different Scenarios: A Case Study of Morocco”, **Energies**, 15, 8485, 2022.

PAPADOPOULOU, A. G., VASILEIOU, G., FLAMOS, A. “A Comparison of Dispatchable RES Technoeconomics: Is There a Niche for Concentrated Solar Power?”, **Energies**, 13, 4762, 2020.

PEREIRA JR, A. O., DAVID, P. A. M. S. “Metodologia de Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro”. In: **VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, Curitiba, PR, Brasil, 2012.

RĂBOACĂ, M. S., BADEA, G., ENACHE, A., FILOTE, C., RĂSOI, G., RATA, M., LAVRIC, A., FELSEGUI, R. A. “Concentrating Solar Power Technologies”, **Energies**, 19, 1048, 2019.

RESCH, G., SCHÖNIGER, F., KLEINSCHMITT, C., FRANKE, K., THONIG, R., LILLIESTAM, J. “Deep Decarbonization of the European Power Sector Calls for Dispatchable CSP”, In: **AIP Conference Proceedings 2445**, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1063/5.0086710>>. Acesso em: 20 set. 2022.

RÍO, P., KIEFER, C., WINKLER, J., ANATOLITIS, V. **Auctions for the support of renewable energy from Concentrated Solar Power (CSP). Main results and lessons learnt**. AURES II, 2019. Disponível em: <http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/02/AURES_II_case_study_CSP.pdf>. Acesso em: 19 set. 2022.

RUFINO, C. T. F., TAPIA, G. I. M. “Economic Viability Analysis of CSP Technology in the State of Rio Grande do Norte”. In: **17th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering**, Águas de Lindóia, SP, Brasil, 2018.

SAN MIGUEL, G., CORONA, B. “Economic viability of concentrated solar power under different regulatory frameworks in Spain”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 205-218, 2018.

SANTOS, T. N., DINIZ, A. L. “A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, p. 508-519, 2011.

SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., SABOIA, C. H., CABRAL, R. N., CERQUEIRA, L. F. “Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: the dessem model”, **Electric Power Systems Research**, v. 189, 2020.

SHAFIEE, M., ALGHAMDI, A., SANSOM, C., HART, P., ENSINAS-OROPESA, A. “A Through-Life Cost Analysis Model to Support Investment Decision-Making in Concentrated Solar Power Projects”, **Energies**, 13, 1553, 2020.

SOLARGIS. **Download solar resource maps and GIS data for 200+ countries and regions.** 2023. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>>. Acesso em: 28 jan. 2023.

SOLARPACES. **CSP Doesn't Compete With PV – it Competes with Gas.** Solar Power & Chemical Energy Systems, 2017. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/csp-competes-with-natural-gas-not-pv/>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

SOLARPACES. **CSP Projects Around the World.** Solar Power & Chemical Energy Systems, 2023. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>>. Acesso em: 16 fev. 2023.

SOLARPACES. **How solar thermal power replicates the grid services of natural gas power plants.** Solar Power & Chemical Energy Systems, 2017a. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/power-grid-stability-why-csp-could-replace-natural-gas/>>. Acesso em: 18 out. 2023.

SOLARPACES. **Paper Shows How Dispatchable CSP Can Solve the EU Gas Crisis.** Solar Power & Chemical Energy Systems, 2022. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/paper-shows-how-dispatchable-csp-can-solve-eu-gas-crisis/>>. Acesso em: 17 ago. 2022.

SORIA, R. **Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

SORIA, R., SCHAEFFER, R., SZKLO, A. “Configurações para Operação de Plantas Heliotérmicas CSP com Armazenamento de Calor e Hibridização no Brasil”, **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 1, p. 01-10, 2014.

SULYOK, C. **Avaliação Econômica de Energia Heliotérmica Concentrada no Semi-árido Baiano.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial), UFBA, Salvador, BA, Brasil, 2014.

TAVARES, R. F. A. M. **Hibridização de energia heliotérmica com gaseificação de biomassa para geração de energia elétrica.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2016.

TAVARES, R. F. A. M., MARTINS, J. H. S., VELASQUEZ, R. M. G., POZZATTI, L. F., MEYER, B. T. “Análise de competitividade e penetração de plantas CSP de coletores

cilindro-parabólicos no mercado de energia brasileiro”. In: **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza, CE, Brasil, 2020.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Rio de Janeiro, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Rio de Janeiro, 2016a.

TORRES, G. S., OLIVEIRA, T. A. P., FERREIRA FILHO, A. L., DOMINGUES, E. G. “Economical Assess of Concentrated Solar Tower Power Plants in the Brazilian Scenario”. In: **Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos ISSN 2177-6164**, Santo André, SP, Brasil, 2021.

TRIEB, F., SCHILLINGS, C., O’SULLIVAN, M., PREGGER, T., HOYER-KLICK, C. “Global potential of concentrating solar power”. In: **Proceedings of the SolarPACES**, Berlin, Germany, 2009.

UECKERDT, F., HIRTH, L., LUDERER, G., EDENHOFER, O. “System LCOE: What are the costs of variable renewables?”, **Energy**, v. 63, p. 61-75, 2013.

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, 2015.

WAGNER, M. J., GILMAN, P. **Technical Manual for the SAM Physical Trough Model**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2011.

WOLAK, F. A. **Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermittent Renewables**. Working Paper N° 29033. NBER, Cambridge, Massachusetts, EUA, 2021.

XU, Y., PEI, J., YUAN, J., ZHAO, G. “Concentrated solar power: technology, economy analysis, and policy implications in China”, **Environmental Science and Pollution Research**, v. 29, p. 1324-1337, 2022.

YAGI, K., SIOSHANSI, R., DENHOLM, P. “Using concentrating-solar-power plants as economic carbon-free capacity resources”, **Energy Conversion and Management: X**, v. 12, 100112, 2021.

ZHAO, Z. Y., CHEN, Y. L., THOMSON, J. D. “Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects: A China study”, **Energy**, v. 120, p. 117-127, 2017.

ZHOU, E., XU, K., WANG, C. **Analysis of the Cost and Value of Concentrating Solar Power in China**. Technical Report. NREL, Golden, Colorado, EUA, 2019.

ANEXO A

A.1 Usinas hidrelétricas

A Tabela A.1 apresenta as usinas hidrelétricas consideradas neste estudo, além das respectivas potências instaladas e o subsistema onde foram inseridas.

Tabela A.1: Subsistema e capacidade das usinas hidrelétricas

Subsistema	UHE	Potência instalada total (MW)
SE	Água Vermelha	1.396,20
	Aimorés	330,00
	Álvaro Souza Lima	144,00
	Armando Avellanal Laydner (Jurumirim)	100,96
	Armando de Salles Oliveira	32,00
	Baguari	140,00
	Barra Bonita	140,00
	Barra dos Coqueiros	90,00
	Batalha	52,50
	Buriti Queimado	142,00
	Cachoeira Dourada	658,00
	Caconde	80,40
	Caçu	65,00
	Camargos	46,00
	Cana Brava	450,00
	Candongá	140,10
	Canoas I	82,50
	Canoas II	72,00
	Capim Branco 1	240,00
	Capim Branco 2	210,00
	Capivara	619,00
	Chavantes	414,00
	Corumba I	375,00
	Corumba III	96,45
	Corumba IV	127,00
	Couto Magalhães	150,00
	Dardanelos	261,00
	Davinópolis	74,00
	Emborcação	1.192,00
	Espora	32,01
	Estreito Grande	1.104,00
	Euclides da Cunha	108,80

Fontes	131,99
Foz do Rio Claro	68,40
Funil Grande	180,00
Funil PB Sul	222,00
Furnas	1.312,00
Guaporé	120,00
Guilman-Amorim	140,00
Henry Borden	889,00
Ibitinga	131,40
Igarapava	210,00
Ilha dos Pombos	187,17
Ilha Solteira EQ	4.251,50
Irapé	399,00
Itaipu	14.000,00
Itaocara I	150,00
Itiquira I	60,80
Itiquira II	96,57
Itumbiara	2.082,00
Itutinga	52,00
Jaguara	424,00
Jaguari	27,60
Jauru	118,00
Jupiaá	1.551,20
Lajeado	902,50
Lucas Nogueira Garcez (Salto Grande)	73,80
Manso	210,00
Maranhão Baixo	125,00
Marimbondo	1.488,00
Mascarenhas	198,00
Mascarenhas de Moraes	478,00
Mirador	80,00
Miranda	408,00
Nilo Peçanha	380,03
Nova Avanhandava	347,40
Nova Ponte	510,00
Ourinhos	44,10
Paraibuna	87,02
Parana	90,00
Peixe Angical	498,75
Pereira Passos	99,90
Picada	50,00
Piraju	80,00
Ponte Pedra	176,10
Porto Colômbia	328,00
Porto Estrela	112,00
Porto Galeano	81,00
Porto Primavera	1.540,00
Prainha	796,40
Promissão	264,00
Queimado	105,00
Retiro Baixo	83,66
Rosal	55,00

Rosana	354,00
Sá Carvalho	78,00
Salto	116,00
Salto Grande	102,00
Salto Rio Verdinho	93,00
Santa Branca	56,05
Santa Clara MG	60,00
São Miguel	57,70
São Salvador	243,20
São Simão	1.710,00
Serra do Facão	212,58
Serra Mesa	1.275,00
Simplício	305,70
Sobragi	60,00
Taquaruçu	525,00
Três Marias	396,00
Volta Grande	380,00
<hr/>	
14 de Julho	100,00
Apertados	139,00
Baixo Iguaçu	350,20
Barra Grande	690,00
Campos Novos	880,00
Castro Alves	130,00
Comissário	140,00
Dona Francisca	125,00
Ercilândia	87,10
Foz do Chapecó	855,00
Foz do Piquiri	93,20
Fundão	120,17
Garibaldi	189,00
Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,00
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza	260,00
Itá	1.450,00
S Itapiranga	724,60
Itaúba	500,00
Jacuí	180,00
Machadinho	1.140,00
Mauá	352,08
Monjolinho	74,00
Monte Claro	130,00
Passo Fundo	226,00
Passo Real	158,00
Passo São João	77,00
Quebra-Queixo	120,00
Salto Caxias	1.240,00
Salto Osório	1.078,00
Salto Pilão	191,89
Salto Santiago	1.420,00
Santa Branca Tibagi	62,00
Santa Clara PR	120,17
São José	51,00

	São Roque	141,90
	Segredo	1.260,00
	Telêmaco Borba	118,00
	Boa Esperança	237,30
	Complexo Paulo Afonso Moxotó	4.279,60
	Itaparica	1.479,60
NE	Itapebi	462,01
	Pedra do Cavalo	160,00
	Sobradinho	1.050,00
	Xingó	3.162,00
	Belo Monte Complementar	233,10
N	Curuá-Una	42,80
	Estreito	1.087,00
	Tucuruí	8.535,00
	Jirau	3.750,00
	Rondon II	73,50
AC	Samuel	216,75
	Santo Antônio	3.568,30
	Tabajara	350,00
BM	Belo Monte	10.999,8
	Balbina	249,75
	Bem Querer	708,40
MAN	Cachoeira Caldeirão	219,00
	Coaracy Nunes	78,00
	Ferreira Gomes	252,00
	Santo Antônio do Jari	370,00
	Castanheira	140,00
	Colíder	300,00
TP	São Manoel	700,00
	Sinop	400,00
	Teles Pires	1.820,00
	Cachoeira dos Patos	528,00
	Jardim do Ouro	227,00
TA	Jatobá	2.338,00
	São Luiz do Tapajós	7.740,00
	São Luiz do Tapajós Complementar	300,00

Fonte: Elaborado pela autora

A.2 Usinas termelétricas

A Tabela A.2 apresenta as usinas termelétricas consideradas neste estudo, além das respectivas potências instaladas, combustíveis utilizados e o subsistema onde foram inseridas.

Tabela A.2: Subsistema e capacidade das usinas termelétricas

Subsistema	UTE	Combustível	Potência instalada total (MW)
	Angra 1	Nuclear	640,00
	Angra 2	Nuclear	1.350,00
	Angra 3	Nuclear	1.405,00
	Baixada Fluminense	Gás natural	530,00
	CCBS (Euzébio Rocha)	Gás natural	216,00
	Costa Rica I	Biomassa	164,00
	Eletrobolt (Barbosa Lima Sobrinho)	Gás natural	385,90
	Ibiritermo (Ibirité)	Gás natural	226,00
	Igarapé	Óleo combustível	131,00
	Juiz de Fora	Gás natural	87,00
	Linhares	GNL	204,00
	Macaé Merchant (Mário Lago)	Gás natural	928,80
	Norte Fluminense I	Gás natural	400,00
SE	Norte Fluminense II	Gás natural	100,00
	Norte Fluminense III	Gás natural	200,00
	Norte Fluminense IV	Gás natural	126,80
	Nova Piratininga (Fernando Gasparian)	Gás natural	554,90
	Onça Pintada	Biomassa	50,00
	Predilecta	Biomassa	5,00
	Roberto Silveira (Campos)	Gás natural	25,00
	Santa Cruz	GNL	500,00
	Santa Vitória	Biomassa	38,50
	Termorio (Governador Leonel Brizola)	Gás natural	1.036,00
	Três Lagoas (Luís Carlos Prestes)	Gás natural	350,00
	William Arjona	Gás natural/ Óleo diesel	206,40
	Candiota III	Carvão mineral	350,00
	Canoas	Óleo diesel	248,60
	Cisframa	Biomassa	4,00
	Figueira	Carvão mineral	20,00
S	Jorge Lacerda A1	Carvão mineral	100,00
	Jorge Lacerda A2	Carvão mineral	132,00
	Jorge Lacerda B	Carvão mineral	262,00
	Jorge Lacerda C	Carvão mineral	363,00
	Presidente Médici A	Carvão mineral	52,40

	Presidente Médici B	Carvão mineral	320,00
	Pampa Sul	Carvão mineral	340,00
	São Sepé	Biomassa	8,00
	Boltbah	Biomassa	50,00
	Campo Grande	Biomassa	150,00
	ERB Candeias	Biomassa	16,80
	FAFEN	Gás natural	137,50
	Fortaleza	Gás natural	326,60
	Porto do Pecém I	Carvão mineral	720,20
	Porto do Pecém II	Carvão mineral	365,00
	Porto de Sergipe I	GNL	1.515,50
	Pernambuco III	Óleo combustível	200,80
NE	Prosperidade	Gás natural	27,90
	Suape II	Óleo combustível	380,80
	Sykué I	Biomassa	30,00
	Termobahia	Gás natural	158,90
	Termocabo	Óleo combustível	48,60
	Termo Ceará (Senador Carlos Jereissati)	Gás natural	223,00
	Termopernambuco	Gás natural	532,80
	Vale do Açu (Jesus Soares Pereira)	Gás natural	310,10
	Maranhão III	Gás natural	518,80
	Maranhão IV	Gás natural	337,60
	Maranhão V	Gás natural	337,60
N	MC2 Nova Venécia II	Gás natural	178,70
	Oeste de Canoas I	Gás natural	5,60
	Parnaíba IV	Gás natural	56,40
	Porto do Itaqui	Carvão mineral	360,10
	Suzano Maranhão	Biomassa	254,80
AC	Acre	Biomassa	164,00
	Termo Norte II	Óleo combustível	340,00
	Mauá 3	Gás natural	590,80
	Mauá B4	Óleo combustível	150,00
MAN	PIE Cristiano Rocha	Gás natural	85,50
	PIE Jaraqui	Gás natural	65,60
	PIE Manauara	Gás natural	67,00
	PIE Ponta Negra	Gás natural	66,00
	PIE Tambaqui	Gás natural	65,60

Nota: PIE significa Produtor Independente de Energia.

Fonte: Elaborado pela autora

ANEXO B

B.1 Cálculo da demanda de energia

Para que a demanda de energia dos casos de março e setembro de 2026 do modelo DESSEM, considerados neste estudo, fossem compatíveis com a demanda prevista no PDE 2026, foi necessário calcular a demanda de energia em base horária para os meses deste estudo. Assim, foi aplicada a metodologia desenvolvida por Curty (2020), que estabelece curvas de demanda horárias a partir da operação sombra do modelo DESSEM, publicada pelo ONS (2019). Em sua pesquisa, Curty (2020) utilizou a operação sombra do DESSEM referente aos meses de fevereiro e agosto de 2019 para obter a demanda horária. Neste estudo, contudo, considerou-se a operação sombra do modelo DESSEM nos meses de março e setembro de 2019.

O cálculo da demanda de energia a partir da operação sombra do modelo DESSEM, descrito por Curty (2020), é composto por quatro passos, descritos a seguir:

- Passo 1:

Em cada mês selecionado da operação sombra do DESSEM, a demanda de energia de cada subsistema foi agrupada por dia de semana, com o intuito de compor os sete dias do horizonte de estudo do modelo. Neste sentido, o dia 1 representa a demanda de todos os sábados do respectivo mês, o dia 2 representa a demanda de todos os domingos, o dia 3 corresponde a demanda de todas as segundas, o dia 4 de todas as terças, o dia 5 de todas as quartas, o dia 6 de todas as quintas e o dia 7 de todas as sextas do mês.

- Passo 2:

A partir do resultado do Passo 1, calculou-se a demanda média horária de cada dia da semana, para cada mês selecionado da operação sombra do modelo DESSEM, obtendo-se um perfil de carga em base horária para cada dia do horizonte de estudo, em megawatt-médio.

- Passo 3:

Em cada mês da operação sombra do modelo DESSEM, dividiu-se o resultado obtido no Passo 2 – a demanda horária de cada dia da semana – pela demanda média de cada dia. Assim, um novo perfil de carga horária foi produzido para cada dia, em p.u. (por unidade).

- Passo 4:

Finalmente, a demanda horária de energia de cada subsistema dos casos de março e setembro de 2026 do modelo DESSEM, considerados neste estudo, foi calculada ao multiplicar o perfil de carga horária obtido no Passo 3 pelos respectivos valores médios de demanda dos subsistemas para os meses de março e setembro do ano 2026, constantes no PDE 2026.

Conforme mencionado no item 4.1, a demanda de energia elétrica é nula nos nós fictícios e nos subsistemas Belo Monte, Teles Pires e Tapajós. A demanda horária dos subsistemas Acre e Manaus foi calculada utilizando-se, respectivamente, os perfis de carga dos subsistemas Sudeste e Norte.

Ressalta-se, ainda, que a demanda do Paraguai (*Administración Nacional de Electricidad* – ANDE), no modelo DESSEM, é atendida pela geração de 50 Hz da usina hidrelétrica de Itaipu. Por esse motivo, a demanda de ANDE foi inserida nos casos do DESSEM deste estudo executando-se os Passos 1 a 4, sendo que no Passo 4 foram considerados os valores médios da demanda da usina de Itaipu para os respectivos meses de março e setembro de 2026, constantes no PDE 2026.

B.2 Premissas aplicadas na modelagem das usinas hidrelétricas

Para a modelagem das usinas hidrelétricas nos casos do DESSEM considerados neste estudo, foram utilizados dados provenientes da operação sombra do modelo DESSEM publicados pelo ONS (2019), além de dados mensais do PDE 2026 e resultados da simulação com o modelo SUIISHI. Entre os dados utilizados na modelagem das usinas hidrelétricas estão o tempo de viagem da água entre as usinas hidrelétricas, os valores relativos aos usos alternativos da água de cada hidrelétrica, as vazões afluentes, a defluência e o volume inicial dos reservatórios das usinas.

Da operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019, foram obtidos os dados relativos ao tempo de viagem da água entre as usinas hidrelétricas localizadas na mesma cascata. No caso das hidrelétricas ainda inexistentes na operação sombra de 2019, foi aplicado um tempo médio de viagem da água conforme a cascata em que a usina seria inserida.

Do PDE 2026, foram utilizados valores médios mensais referentes aos usos alternativos (abastecimento, irrigação, entre outros) da água de cada usina hidrelétrica. Esses valores foram considerados constantes durante os sete dias do horizonte de estudo do modelo DESSEM.

Dos resultados da simulação hidrotérmica com o modelo SUIISHI, foram coletados os valores de vazões afluentes, defluências e volume inicial dos reservatórios. Para as vazões afluentes foi utilizada a média mensal das vazões incrementais da série histórica do ano de 1956, quando foram registrados os níveis mais baixos de armazenamento dos reservatórios, consistindo, portanto, em uma série crítica.

A simulação com o modelo SUIISHI também forneceu os valores médios de defluências totais da série de 1956, para o mês anterior aos meses simulados no DESSEM. Esses valores foram inseridos nos casos deste estudo como as defluências anteriores ao início do período de estudo, consideradas no modelo DESSEM.

O volume inicial do reservatório de cada usina hidrelétrica dos casos do DESSEM consistiu no valor médio mensal do volume final do respectivo reservatório da simulação com o modelo SUIISHI da série de 1956, para o mês anterior aos meses simulados no DESSEM.

A Tabela B.1 sintetiza os dados de entrada utilizados para a modelagem das usinas hidrelétricas e as suas respectivas fontes.

Tabela B.1: Premissas aplicadas na modelagem das usinas hidrelétricas do modelo DESSEM

Dado de entrada para o modelo DESSEM	Fonte
Tempo de viagem da água entre as usinas hidrelétricas	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Uso alternativo da água	Valores médios mensais do PDE 2026
Vazão afluente	Média mensal da vazão incremental da série do ano de 1956, obtida na simulação com o modelo SUIISHI
Defluência para o mês anterior ao início de estudo	Valor médio de defluência total da série de 1956, para o mês anterior aos meses simulados no DESSEM, obtido na simulação com o modelo SUIISHI
Volume inicial do reservatório de cada usina hidrelétrica	Valor médio mensal do volume final do reservatório da simulação com o modelo SUIISHI da série de 1956, para o mês anterior aos meses simulados no DESSEM

Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Curty (2020)

B.3 Premissas aplicadas na modelagem das usinas termelétricas

A modelagem das usinas termelétricas nos casos do DESSEM considerados neste estudo foi realizada a partir de dados provenientes do PDE 2026 e da operação sombra do modelo DESSEM publicados pelo ONS (2019).

No PDE 2026 foram obtidos a potência máxima de cada usina, assim como a sua geração máxima e o respectivo custo variável unitário.

A partir da operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana do mês de março de 2019, foram obtidos dados específicos sobre a operação das termelétricas, como o número de unidades geradoras de cada usina e, para cada unidade, a respectiva potência mínima de acionamento, as respectivas trajetórias de acionamento e desligamento e os tempos mínimos de permanência ligada e desligada. Foram obtidos ainda da operação sombra do modelo DESSEM os dados específicos das usinas termelétricas a gás natural com ciclo combinado.

Com o intuito de flexibilizar a decisão do modelo DESSEM no início do estudo, considerou-se que as unidades geradoras com potência mínima de acionamento maior do que zero iniciaram o estudo ligadas e com o tempo mínimo de permanência ligada já cumprido. As unidades geradoras com potência mínima de acionamento igual a zero iniciaram o estudo desligadas e com o tempo mínimo de permanência desligada já cumprido.

Foram estabelecidas, também, rampas de tomada e alívio de carga para cada unidade geradora, calculadas a partir da divisão em cinco partes da diferença entre as respectivas potências máxima e mínima de acionamento.

Para as usinas termelétricas ainda inexistentes no parque de geração brasileiro durante a elaboração deste estudo, ou seja, projetos de expansão, foram utilizados os mesmos valores de termelétricas semelhantes, ou seja, capacidade instalada e combustíveis iguais.

A Tabela B.2 sintetiza os dados de entrada utilizados para a modelagem das usinas termelétricas e as suas respectivas fontes.

Tabela B.2: Premissas aplicadas na modelagem das usinas termelétricas do modelo DESSEM

Dado de entrada para o modelo DESSEM	Fonte
Potência máxima da usina	PDE 2026
Geração máxima da usina	PDE 2026
Custo variável unitário (CVU)	PDE 2026
Número de unidades geradoras da usina	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Potência mínima de acionamento da unidade	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Trajetórias de acionamento e desligamento da unidade	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Tempo mínimo de permanência da unidade ligada	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Tempo mínimo de permanência da unidade desligada	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Dados específicos das usinas termelétricas a gás natural com ciclo combinado	Operação sombra do modelo DESSEM na primeira semana de março de 2019
Unidade geradora com potência mínima de acionamento maior do que zero	Ligada e com o tempo mínimo de permanência ligada já cumprido
Unidade geradora com potência mínima de acionamento igual a zero	Desligada e com o tempo mínimo de permanência desligada já cumprido
Rampas de tomada e alívio de carga da unidade geradora	Calculadas a partir da potência máxima, obtida no PDE 2026, e da potência mínima de acionamento, obtida na operação sombra do modelo DESSEM de 2019
Dados de projetos termelétricos de expansão	Aplicação dos mesmos valores de usinas termelétricas semelhantes

Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Curty (2020)

B.4 Premissas aplicadas na modelagem das usinas não controláveis

Entre as usinas não controláveis inseridas no modelo DESSEM, ou seja, aquelas usinas cuja geração não é despachada de forma centralizada pelo ONS, estão as usinas eólicas e fotovoltaicas, além de pequenas hidrelétricas e termelétricas. Essas usinas foram inseridas no modelo utilizando-se curvas horárias de geração para cada fonte de energia e subsistema.

As usinas fotovoltaicas e as pequenas hidrelétricas e termelétricas foram inseridas no DESSEM de forma simplificada, ou seja, foi informada a geração prevista dessas fontes em base horária e essa geração foi abatida da demanda. Assim, foi aplicada a metodologia desenvolvida por Curty (2020), que estabelece curvas de geração horárias a partir da operação sombra do modelo DESSEM, publicada pelo ONS (2019). Em sua pesquisa, Curty (2020) utilizou a operação sombra do DESSEM referente aos meses de fevereiro e agosto de 2019 para obter o perfil de geração horário das usinas fotovoltaicas e das pequenas hidrelétricas e termelétricas. Neste estudo, contudo, considerou-se a operação sombra do modelo DESSEM nos meses de março e setembro de 2019.

O cálculo das curvas de geração horárias a partir da operação sombra do modelo DESSEM, descrito por Curty (2020), é composto por três passos, descritos a seguir:

- Passo 1:

Da operação sombra do modelo DESSEM nas primeiras semanas dos meses de março e setembro de 2019, foram obtidas as curvas de geração em base horária para cada fonte e subsistema.

- Passo 2:

Em cada mês da operação sombra do modelo DESSEM, dividiu-se o resultado obtido no Passo 1 – a geração horária de cada dia da semana – pela geração média de cada dia. Assim, um novo perfil de geração horária foi produzido para cada dia, em p.u.

- Passo 3:

A curva horária de geração de cada fonte energética e subsistema dos casos de março e setembro de 2026 do modelo DESSEM, considerados neste estudo, foi calculada ao multiplicar o perfil de geração horária obtido no Passo 2 pelos respectivos valores

médios mensais de geração dessas fontes em cada subsistema, provenientes do PDE 2026 e dos demais modelos utilizados na metodologia de Curty (2020).

As usinas eólicas foram representadas no modelo DESSEM de forma mais detalhada, em que a geração horária prevista é fornecida como um valor máximo, porém o modelo possui a opção de cortar a geração. Toda a geração eólica deste estudo foi inserida no subsistema Nordeste, visto que o maior potencial eólico brasileiro se encontra na região Nordeste. Curty (2020) utilizou, em sua pesquisa, dez diferentes curvas de geração eólica horária para cada mês considerado (fevereiro e agosto). Neste estudo, contudo, cujo objetivo difere daquele do trabalho de Curty (2020) e não possui o intuito de analisar a expansão das usinas eólicas, foi considerada apenas uma curva de geração eólica para cada mês (março e setembro), sendo escolhida aquela que apresentou valores próximos da geração média.

As curvas de geração eólica foram calculadas a partir da operação sombra do modelo DESSEM e do modelo MELP. Da operação sombra do DESSEM dos meses de março e setembro de 2019, foram obtidas as curvas de geração eólica em base horária. Essas curvas foram divididas pela capacidade instalada total de geradores eólicos localizados no subsistema Nordeste nos meses de março e setembro de 2019 (ONS, 2019), resultando em perfis de geração eólica. As curvas horárias de geração eólica inseridas no modelo DESSEM foram obtidas ao multiplicar os perfis de geração obtidos pelas respectivas capacidades instaladas de geradores eólicos localizados no subsistema Nordeste provenientes do modelo MELP.

A Tabela B.3 sintetiza os dados de entrada utilizados para a modelagem das usinas não controláveis e as suas respectivas fontes.

Tabela B.3: Premissas aplicadas na modelagem das usinas não controláveis do modelo DESSEM

Dado de entrada para o modelo DESSEM	Fonte
Perfil de geração horária das usinas fotovoltaicas e pequenas hidrelétricas e termelétricas	Calculado a partir da operação sombra do modelo DESSEM nas primeiras semanas de março e setembro de 2019
Geração média mensal das usinas fotovoltaicas e pequenas hidrelétricas e termelétricas	PDE 2026
Perfil de geração horária das usinas eólicas	Calculado a partir da operação sombra do modelo DESSEM em março e setembro de 2019 e da capacidade instalada total de usinas eólicas no subsistema Nordeste, proveniente do ONS (2019)
Capacidade instalada de geradores eólicos no subsistema Nordeste	Modelo MELP

Fonte: Elaborado pela autora, baseado em Curty (2020)