

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas
e fotovoltaicas no Brasil

Guilherme de Sousa Torres

Brasília, março de 2021

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE COMPARATIVA TÉCNICA E ECONÔMICA DE
USINAS HELIOTÉRMICAS E FOTOVOLTAICAS NO
BRASIL**

GUILHERME DE SOUSA TORRES

**ORIENTADOR: ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO
EXAMINADOR EXTERNO: SÉRGIO BATISTA DA SILVA
EXAMINADOR INTERNO: FERNANDO CARDOSO MELO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 767/21

BRASÍLIA/DF: ABRIL – 2021

FICHA CATALOGRÁFICA

TORRES, GUILHERME DE SOUSA

Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil [Distrito Federal] 2021.

xvii, 108p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Análise técnico-econômica

2. Usinas Heliotérmicas

3. System Advisor Model

4. Energia Solar

5. Viabilidade Econômica

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Torres, G.S. (2021). Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil PPGENE.DM-767/21, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 108p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Guilherme de Sousa Torres.

TÍTULO: Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil.

GRAU: Mestre

ANO: 2021.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Guilherme de Sousa Torres

SCLRN 715 bloco G n 37 Apartamento 101

70.770-517 Brasília – DF – Brasil.

Dedicatória

À Giovanna, por ser minha maior fonte de coragem, paciência e perseverança

Guilherme de Sousa Torres

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus, que por sua Divina Providência permitiu que eu conduzisse este trabalho. Agradeço também à minha mãe, Célia, e avó, Joana, por todo o entusiasmo e motivação que me proporcionaram ao longo de toda a minha vida acadêmica. Também gostaria de agradecer imensamente aos meus amigos, que estiveram comigo durante os momentos mais impossíveis. Em especial, agradeço a Pedro Henrique e Guilherme Baessa, meus companheiros de jornada e os melhores amigos que alguém poderia desejar. Também agradeço aos meus amigos e colegas de curso Túlio Oliveira, Lúcio Sidney, Lukas Bezerra, Antônio Alves, Kassia Sayonara, André da Costa e João Pedro Fleury, com os quais tive o prazer de compartilhar tantos anos de caminhada pela UnB. Agradeço à Giovanna Pati, por sua paciência e seu ânimo infundáveis ao longo de toda a minha trajetória acadêmica. Sem ela, absolutamente nada disto teria sido possível. Por último, mas não menos importante, agradeço ao meu professor orientador Anésio por me conduzir por meu processo de pesquisa. Obrigado por todo o conhecimento compartilhado ao longo de todo este período.

Guilherme de Sousa Torres

RESUMO

A necessidade de diversificação da matriz energética tem criado, nos últimos anos, um ambiente favorável à integração de novas fontes renováveis de energia, a exemplo dos sistemas heliotérmicos (CSP). Contudo, em virtude da geração de energia por concentração de raios solares ainda ser incipiente no Brasil, observa-se elevada carência de estudos que conduzam análises de desempenho técnico e econômico destas plantas no país. Diante deste cenário, este trabalho dedica-se a realizar um estudo da viabilidade técnica e econômica da integração de plantas CSP no Brasil, considerando as topologias heliotérmicas do tipo torre solar, coletor cilíndrico-parabólico, refletor linear Fresnel e Disco Parabólico. O desempenho destas plantas é comparado com resultados obtidos para uma planta solar fotovoltaica (FV) fixa. Para tanto, são empregados dados de plantas simuladas em artigos e relatórios técnicos disponíveis na literatura atinente, aplicando-os para a cidade baiana de Bom Jesus da Lapa, que apresenta um dos melhores índices de irradiação normal direta no país. As simulações empregam o software System Advisor Model para obtenção de resultados técnicos ao longo da vida útil das plantas. A viabilidade técnico-econômica das plantas CSP é aferida por meio da análise da energia gerada e de indicadores de viabilidade econômica, como o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno Modificada, o *Payback* Descontado e o Custo Nivelado de Energia. Nesta análise, utiliza-se a modelagem de fluxo de caixa, considerando a comercialização da energia no Ambiente de Contratação Regulado. Após a análise inicial de desempenho, é conduzida uma análise de sensibilidade univariada para os parâmetros que mais impactam na viabilidade econômica das plantas, a saber, o preço de venda da energia no ambiente regulado, o custo direto de instalação das plantas, a Taxa Mínima de Atratividade e o Valor do Câmbio. De posse destas informações, é proposto um estudo de caso para um cenário otimista para a implantação das usinas examinadas. Os principais resultados alcançados por este estudo apontam para a inviabilidade econômica da implantação de sistemas CSP no Brasil, devido ao alto custo de equipamentos e à dependência de importação de insumos. Contudo, a avaliação da sensibilidade dos indicadores econômicos permite que sejam traçadas estratégias para tornar os sistemas heliotérmicos viáveis no Brasil.

ABSTRACT

The need for a diverse energy matrix has been creating, over the years, a favorable environment for integrating new renewable energy sources, such as Concentrated Solar Power plants (CSPs). Nonetheless, as a consequence of the incipient solar generation via CSPs on Brazil, it has been observed an unsatisfactory number of researches that handle technical and economical assessments of CSP plants performance on this country. Given this scenario, this study proposes an assessment of the techno-economic viability of the implementation of CSP generation on Brazil, considering the concentrated solar tower systems, parabolic trough collectors, linear Fresnel reflectors and Dish Stirling Systems. The performance of the CSP plants is compared to the results achieved for a photovoltaic power plant. To conduct this assessment, this study utilizes data of power plants collected from the relevant literature and applies it to the city of Bom Jesus da Lapa, Brazil. The simulations employ the System Advisor Model software to extract technical performance data during each plant's lifetime. The CSP techno-economic viability is evaluated through the analysis of the annual energy generated, as well as the economic viability indicators such as the Net Present Value, the Internal Rate of Return, the Discounted Payback and the Levelized Cost of Energy. This analysis employs the discounted cash flow model, considering the energy trade at the Regulated Contracting Environment. After the initial performance analysis, a single-variable sensitivity analysis is conducted to evaluate the impact of parameters like the energy selling prices, direct installation costs, Minimum Acceptable Rate of Return, and the exchange rate have on the viability indicators. In possession of the sensibility parameters, a final case study of an optimal scenario for the CSP integration is proposed. The main results achieved by this assessment indicate the economical inviability of the implementation CSP systems on Brazil, caused by the high equipment costs. However, the sensitivity analysis would allow the development of strategies that might encourage the diffusion of the CSP technology on Brazil.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2	ESTADO DA ARTE	3
1.3	OBJETIVOS DO PROJETO	4
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	5
1.5	APRESENTAÇÃO DO MANUSCRITO	5
2	REFERENCIAL TEÓRICO	7
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	7
2.2	ANÁLISE TÉCNICA DE SISTEMAS HELIOTÉRMICOS E FOTOVOLTAICOS	7
2.2.1	CONTEXTO HISTÓRICO	7
2.2.2	IRRADIAÇÃO SOLAR	9
2.2.3	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA USINA HELIOTÉRMICA	11
2.2.4	USINA HELIOTÉRMICA DO TIPO TORRE SOLAR	13
2.2.5	COLETOR SOLAR CILÍNDRICO - PARABÓLICO	17
2.2.6	REFLETOR SOLAR LINEAR FRESNEL	20
2.2.7	DISCO PARABÓLICO	23
2.2.8	RESUMO DAS TECNOLOGIAS CSP	24
2.2.9	USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	25
2.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS HELIOTÉRMICOS E FOTOVOLTAICOS DE GRANDE PORTE	29
2.3.1	FLUXO DE CAIXA	29
2.3.2	CUSTO DE CAPITAL	29
2.3.3	ANÁLISE DE INVESTIMENTO	31
2.3.4	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	31
2.3.5	TAXA INTERNA DE RETORNO MODIFICADA	32
2.3.6	<i>Payback</i> DESCONTADO	32
2.3.7	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA	33
2.3.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	33
3	METODOLOGIA	35
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	35
3.2	VISÃO GERAL DA METODOLOGIA	35

3.3	ANÁLISE TÉCNICA DA PLANTA DE REFERÊNCIA	37
3.3.1	LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO.....	37
3.3.2	LEVANTAMENTO DE DADOS TÉCNICOS E CLIMÁTICOS DAS PLANTAS DE REFERÊNCIA	38
3.3.3	VALIDAÇÃO DOS DADOS TÉCNICOS	44
3.4	ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA PLANTA VALIDADA	47
3.4.1	LEVANTAMENTO DE DADOS METEOROLÓGICOS DA REGIÃO DE OPERAÇÃO.....	47
3.4.2	VIABILIDADE TÉCNICA: SIMULAÇÃO DE DESEMPENHO DE USINAS CSP E FV NO BRASIL	47
3.4.3	VIABILIDADE ECONÔMICA NO CENÁRIO BRASILEIRO	48
3.4.4	FLUXO DE CAIXA	48
3.4.5	INDICADORES ECONÔMICOS	51
3.4.6	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA	51
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
4	RESULTADOS.....	53
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	53
4.2	VALIDAÇÃO DAS PLANTAS DE REFERÊNCIA	53
4.2.1	TORRE SOLAR.....	54
4.2.2	COLETOR CILÍNDRICO-PARABÓLICO.....	56
4.2.3	REFLETOR LINEAR FRESNEL	58
4.2.4	DISCO PARABÓLICO	60
4.2.5	PLANTA FOTOVOLTAICA	61
4.3	ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE PLANTAS SOLARES NO BRASIL	62
4.3.1	SIMULAÇÃO DE DESEMPENHO DE PLANTAS CSP E FV.....	62
4.3.2	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA	76
4.3.3	ESTUDO DE CENÁRIO OTIMISTA	84
5	CONCLUSÕES	88
5.1	TRABALHOS PUBLICADOS.....	90
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	90
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

LISTA DE FIGURAS

2.1	Concentrador do tipo disco parabólico construído por Abel Pifre (RAGHEB, 2014) ..	8
2.2	Decomposição da irradiação normal direta ao entrar na atmosfera, adaptado de (YENEN; ERCAN; FAHRIOGLU, 2012)	9
2.3	Mapa de irradiação normal direta no Brasil (NREL, 2020).....	10
2.4	Mapa de irradiação global horizontal no Brasil (NREL, 2020).....	10
2.5	Esquemático de uma usina TS (CERECEDO et al., 2013)	13
2.6	Campo de heliostatos (CSIRO, 2020)	14
2.7	Receptor cilíndrico (esquerda) e receptor de cavidade (direita).....	16
2.8	Esquemático de uma usina CCP (BELGASIM; ELMNEFI, 2014).....	18
2.9	Coletores cilíndrico-parabólicos (MICC, 2020)	19
2.10	Modelo de receptor da Rioglass (RIOGLASS, 2021)	20
2.11	Esquemático de uma usina LFR (EDDHIBI; QOAIDER, 2017)	21
2.12	Configuração de um LFR visto de um dos extremos da estrutura (LOVEGROVE; STEIN, 2012)	22
2.13	Espelho e receptor LFR em Dhursar, na Índia (MICC, 2020)	22
2.14	Esquemático de uma usina DS (BLANCO; SANTIGOSA, 2017)	23
2.15	Concentrador do tipo Dish Stirling (BLANCO; SANTIGOSA, 2017)	24
2.16	Esquemático de uma usina FV conectada à rede, adaptado de (OKAFOR; ONWU-SURU, 2013)	26
2.17	Usina de 500 MW <i>Golmud Solar Park</i> , em Qinghai, China	27
3.1	Fluxograma geral da metodologia	36
3.2	Interface do SAM para entrada de dados climáticos	39
3.3	Interface do SAM para simulação de planta ST.	40
4.1	Curvas mensais de velocidade média do vento para Bom Jesus da Lapa.....	63
4.2	Curvas mensais de DNI (azul) e GHI (laranja) para Bom Jesus da Lapa.....	64
4.3	Curvas mensais de temperatura ambiente para Bom Jesus da Lapa	65
4.4	Posicionamento dos heliostatos em relação à torre central, centralizada na origem	66
4.5	Configuração de um <i>loop</i> para a topologia CCP.....	66
4.6	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV.....	67
4.7	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV.....	67
4.8	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia TS	68
4.9	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia CCP.....	68

4.10	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia RLF	69
4.11	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia DP	69
4.12	Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV	70
4.13	Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Torre Solar	73
4.14	Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Coletor Cilíndrico-Parabólico	73
4.15	Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Refletor Linear Fresnel.....	74
4.16	Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Disco Parabólico.....	74
4.17	Fluxo de Caixa descontado para a usina fotovoltaica	75
4.18	Variação do VPL em função do preço de venda de energia	77
4.19	Variação da TIRM em função do preço de venda de energia	78
4.20	Variação do VPL em função do custo direto de equipamentos.....	79
4.21	Variação da TIRM em função do custo direto de equipamentos.....	80
4.22	Variação do LCOE em função do custo direto de equipamentos	80
4.23	Variação do VPL em função da Taxa Mínima de Atratividade.....	81
4.24	Variação do LCOE em função da Taxa Mínima de Atratividade.....	82
4.25	Variação do VPL em função da taxa de câmbio	83
4.26	Variação da TIRM em função da taxa de câmbio	84
4.27	Comportamento do VPL em função do percentual de financiamento	86
4.28	Variação da TIRM em função do nível de financiamento.....	87

LISTA DE TABELAS

2.1	Classificação das topologias estudadas, de acordo com receptor e coletor.....	12
2.2	Quadro Resumo de características técnicas de projetos CSP.....	25
3.1	Modelo de fluxo de caixa do projeto.....	49
3.2	Tributos (RFB, 2015).....	50
4.1	Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo torre solar (AWAN, 2020).....	54
4.2	Comparação entre resultados simulados e os resultados de (AWAN, 2020).....	55
4.3	Parâmetros otimizados pelo SAM.....	55
4.4	Resultados simulados e os resultados obtidos de (AWAN, 2020) para a planta otimizada	55
4.5	Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo coletor cilíndrico-parabólico (PRAVEEN; BASEER, 2018).....	57
4.6	Comparação entre a planta CCP original e a planta simulada.....	58
4.7	Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo refletor linear fresnel (BISHOYI; SUDHAKAR, 2017).....	59
4.8	Comparação entre a planta RLF original e a planta simulada.....	60
4.9	Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo Disco Solar.....	60
4.10	Comparação entre a planta DP original e a planta simulada.....	60
4.11	Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo fotovoltaica.....	61
4.12	Comparação entre a planta FV original e a planta simulada.....	62
4.13	Resumo dos principais dados técnicos extraídos de cada topologia simulada.....	71
4.14	Dados utilizados no cálculo do custo de capital (OLIVEIRA, 2020).....	72
4.15	Dados econômicos de entrada.....	72
4.16	Resultado dos indicadores econômicos.....	75
4.17	Parâmetros empregados na simulação do cenário otimista.....	85
4.18	Resultado dos indicadores econômicos no cenário otimista e padrão.....	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A	Área	[m ²]
C_p	Calor específico a pressão constante	[kJ/kg.K]
h	Entalpia específica	[kJ/kg]
\dot{m}	Vazão mássica	[kg/s]
T	Temperatura	[°C]
U	Coefficiente global de transferência de calor	[W/m ² .K]

Símbolos Gregos

α	Difusividade térmica	[m ² /s]
Δ	Varição entre duas grandezas similares	
ρ	Densidade	[m ³ /kg]

Grupos Adimensionais

Nu	Número de Nusselt
Re	Número de Reynolds

Subscritos

amb	ambiente
ext	externo
in	entrada
ex	saída

Sobrescritos

\cdot	Varição temporal
$-$	Valor médio

Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Mode</i>
CCP	Coletor Cilíndrico-Parabólico
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESP	Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i>
DP	Disco Parabólico
EPM	Erro Percentual Médio
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCLA	Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas
FCLE	Fluxo de Caixa Livre para a Empresa
FV	Solar Fotovoltaico
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
HCE	<i>Heat Collection Elements</i>
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NSRDB	<i>National Solar Resource Database</i>
OCDE	<i>Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico</i>
O&M	Custo de Operação e Manutenção
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
RLF	Refletor Linear Fresnel
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SCA	<i>Solar Collector Assemblies</i>
SEE	<i>Solar to Electric Efficiency</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TS	Torre Solar
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações iniciais

Um dos maiores desafios enfrentados pelo Brasil nas últimas décadas tem sido a diversificação de sua matriz elétrica por meio de fontes renováveis. Muito se tem discutido sobre como a geração de energia por fontes limpas e renováveis deve ser um dos pontos centrais no desenvolvimento econômico das nações (MME, 2018). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tais fontes compõem cerca de 83,01% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2021). Entretanto, segundo informações fornecidas pelo Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), usinas hidrelétricas compõem mais de 62% do potencial instalado em território nacional.

A presença majoritária de hidroelétricas na matriz elétrica brasileira é uma grande qualidade do sistema elétrico brasileiro, dado que esta fonte possui baixos impactos ambientais e emissões de gases de efeito estufa. Entretanto, esta dependência de recursos hídricos revela a fragilidade deste sistema, pois as graves alterações climáticas causadas pelo ser humano também afetam a disponibilidade destes recursos, e crises hídricas como a vivenciada pelo Brasil em 2014 impactam profundamente o sistema elétrico, desde a geração até o consumidor.

Ao redor do mundo, investimentos em geração limpa e renovável continuam em ascensão, e a energia solar tem se destacado nesse meio por ser uma fonte gratuita e virtualmente infinita. Neste contexto, a ANEEL tem buscado incentivar o uso de fontes alternativas por meio de resoluções normativas e incentivos regulatórios, que tem alavancado significativamente a geração solar fotovoltaica. Segundo a nota técnica nº 0056/2017 da ANEEL e de dados do SIGA, a potência fotovoltaica instalada no Brasil foi de 0,4 MW em dezembro de 2012 para cerca de 3.288,42 MW em 2020 (ANEEL, 2021, 2017).

No âmbito da geração centralizada fotovoltaica, que contempla projetos com potência nominal maior que 5 MW, são observados incentivos regulatórios como a redução de tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição em até 50% para projetos com potência instalada entre 30 MW e 300 MW, conforme o Art.1º da Resolução Normativa nº77 da ANEEL (ANEEL, 2004). Embora descontos de 100% na mesma tarifa tenham sido observados em estágios iniciais de implementação da geração centralizada, a extinção deste incentivo foi oficializada pela Medida Provisória

nº998 de 2020 (EBE, 2020; CONGRESSO NACIONAL, 2020). No Brasil, também aplica-se o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, que prevê a suspensão do PIS/COFINS na venda ou importação de máquinas e equipamentos novos e materiais de construção em projetos de usinas fotovoltaica (FV) de grande porte.

A despeito dos benefícios inerentes à geração solar FV, aplicações desta tecnologia em plantas de larga escala encontram uma forte barreira no que diz respeito ao fornecimento contínuo de energia, devido à natureza intermitente da irradiação solar e aos custos elevados de sistemas de armazenamento de energia (JU et al., 2017). O estudo conduzido por (DESIDERI et al., 2013) aponta que a geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas tende a cair cerca de 0,8% ao ano, ao longo da vida útil da planta. Isto, segundo o artigo, contrasta com o que é observado em usinas heliotérmicas (*Concentrated Solar Power* - CSP) com a mesma potência instalada, que ao longo de toda a vida útil apresentam degradações de desempenho que variam de 1% a 3% da geração no primeiro ano de operação. Diante deste contexto, abre-se espaço para discussões sobre a implementação de energia heliotérmica no cenário nacional. Sistemas heliotérmicos são caracterizados por utilizar combinações de espelhos, ou lentes, para concentrar irradiação normal direta do sol, gerando calor e eletricidade (LOVEGROVE; STEIN, 2012). Uma das principais vantagens desta tecnologia, se comparado à solar fotovoltaica, está na implementação de armazenamento de energia térmica, que permite a geração de calor e energia na ausência de irradiação solar, por exemplo, em períodos noturnos, conferindo maior confiabilidade ao sistema (ANEEL, 2015).

A tecnologia heliotérmica atualmente é segmentada em quatro principais topologias para a produção de energia CSP, a saber, coletores cilíndrico-parabólicos, sistemas receptores centrais do tipo torre solar, sistemas de refletores lineares tipo Fresnel e sistemas de discos parabólicos. A diferença básica entre estes sistemas encontra-se nos diferentes métodos de captação e redirecionamento de feixes de luz solar na direção de um receptor. Excluída a topologia do tipo disco parabólico, as topologias CSP já encontram aplicações em usinas de porte comercial como, por exemplo, a usina Gemasolar na Espanha, com 20 MW de potência instalada (TORRESOL, 2014; PEREIRA et al., 2017). Esta se destaca por ter sido a primeira planta heliotérmica com capacidade de gerar energia durante 24 horas ininterruptamente, devido à tecnologia de sal fundido empregado como sistema de armazenamento (TORRES et al., 2021).

No cenário nacional, destaca-se o desenvolvimento do projeto de pesquisa, desenvolvimento e inovação para a implantação de usinas heliotérmicas em Petrolina, Pernambuco. O projeto está sendo desenvolvido pelo Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP), em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras, e consiste na implementação de uma usina heliotérmica do tipo calha parabólica de 1 MW e uma planta do tipo torre solar de 0,25 kW (FILHO, 2020). O projeto se mostra como uma oportunidade para o desenvolvimento da tecnologia em território brasileiro e para ampliação do protagonismo do país na construção de novas soluções no que diz respeito à energia heliotérmica.

Uma vez que aplicações em larga escala das tecnologias de geração solar CSP e FV ainda são incipientes, faz-se necessária a condução de estudos que possam coletar informações sobre o desempenho técnico das plantas supracitadas no território brasileiro, no que tange ao potencial

de geração em regiões com altos índices de irradiância solar. Evidentemente, o estudo do aproveitamento destes recursos está ligado com a realização de análises de desempenho econômico no ambiente brasileiro de comercialização de energia.

1.2 Estado da arte

Na literatura internacional, tem-se observado uma quantidade substancial de trabalhos produzidos com o objetivo de avaliar a viabilidade de instalação de sistemas heliotérmicos e fotovoltaicos em regiões que apresentam alto potencial energético (AMADEI et al., 2013; BISHOYI; SUDHAKAR, 2017; ADARME-MEJIA; IRIZARRY-RIVERA, 2015; AWAN, 2020).

No Brasil, o desenvolvimento de análises de adequabilidade dos sistemas supracitados ainda encontra-se em estágio embrionário. Como consequência, os sistemas CSP no Brasil têm encontrado barreiras que prejudicam seu desenvolvimento e os impedem de atingir a viabilidade comercial. Não obstante, a literatura atinente ao tópico de energia solar tem apontado para métodos de análise de desempenho técnico de plantas heliotérmicas e fotovoltaicas que se dão por meio de simulações computacionais de usinas em operação (AMADEI et al., 2013; ABBAS; MERZOUKL, 2012).

O trabalho desenvolvido em (AMADEI et al., 2013) emprega parâmetros técnicos da usina Gemasolar, na Espanha, em simulações técnicas considerando diferentes localizações na China, a fim de extrair informações acerca do potencial de geração da usina de referência. Os resultados do estudo apontam inviabilidade para a implementação desta tecnologia devido, sobretudo, aos altos custos de investimento. O autor propõe que a redução de custos, associada às políticas de incentivo, podem alavancar a viabilidade destas usinas na China.

Em (ABBAS; MERZOUKL, 2012), os autores comparam o desempenho técnico-econômico de três topologias CSP com a mesma potência de 100 MW, do tipo coletor cilíndrico-parabólico, torre solar e disco parabólico. As topologias são simuladas para uma mesma localização, situada na região de Tamanrasset, na Argélia. A análise econômica emprega dois indicadores principais: o custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE) e o valor presente líquido (VPL). Por meio destes, avalia-se que a topologia do tipo Coletor Cilíndrico Parabólico é a que apresenta maior viabilidade econômica para a região estudada. Também é levantada a necessidade da condução de estudos de sensibilidade em trabalhos posteriores para se averiguar quais os parâmetros que mais impactam no desempenho econômico dos projetos.

Em uma linha de aplicação semelhante, no trabalho efetuado por (SANTOS; LEITE; REIS, 2017) são realizadas simulações para sistemas do tipo torre solar e do tipo coletor cilíndrico-parabólico. A análise de desempenho conduzida contempla a avaliação do LCOE e do tempo de *payback* para auferir a adequabilidade dos sistemas em Bom Jesus na Lapa, Bahia.

Observa-se que, na literatura, a principal ferramenta empregada para simulações de plantas solares tem sido o *software System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (WAGNER; GILMAN, 2011; WAGNER, 2008; AWAN, 2020; PRAVEEN; BASEER, 2018). Este *software* gratuito trabalha com modelagens matemáticas de sistemas

de geração, muitas delas empregando a plataforma TRNSYS (DOBOS et al., 2014), para simular a operação de plantas ao longo de um ano típico. O SAM é referência em estudos de viabilidade técnica e econômica, abrangendo modelos de simulação não apenas de usinas solares, mas também de geração eólica, geotérmica, biomassa e maremotriz.

Alguns estudos também abordam a modelagem matemática da geração por parte de plantas solares na análise de viabilidade técnica. Em (AWAN, 2020) é realizada uma modelagem detalhada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como de heliotérmicos do tipo torre solar. Simulações são então conduzidas por meio do SAM com a finalidade de comparar os resultados técnico-econômicos obtidos pelo modelo matemático com as simulações realizadas pelo *software*. Apesar de verificar que os resultados de geração da usina CSP são largamente superiores aos da planta FV, o estudo verificou que o desempenho econômico em função do VPL da última foi superior, alcançando viabilidade econômica, enquanto que o VPL para a planta do tipo torre solar foi negativo.

No que tange à análise comparativa do desempenho de usinas solares, o trabalho desenvolvido por (SHABBIR; CHOWDHURY; LIANG, 2018) contempla o estudo do desempenho das quatro principais topologias CSP, sob a mesma potência nominal, simuladas em Chittagong, Bangladesh. Além da comparação técnica e econômica entre as topologias, também é realizado um estudo comparativo que emprega indicadores econômicos para mensurar viabilidade da tecnologia CSP frente à tecnologia FV, já bem estabelecida no país.

A partir da revisão e análise da literatura que versa sobre desempenho técnico e econômico de plantas CSP e FV, percebe-se que há carência de resultados de avaliações criteriosas destes sistemas, especialmente no que diz respeito às avaliações do potencial de geração de plantas CSP em território brasileiro. Em termos financeiros, os trabalhos levantados, em sua maioria, não contemplam a análise conjunta de indicadores-chave utilizados em critérios de decisão de viabilidade econômica, como o VPL, Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado, limitando-se a analisá-los isoladamente, ou dando lugar a critérios de decisão sujeitos apenas ao LCOE.

No tocante à avaliação econômica de plantas solares, o levantamento da literatura atinente também aponta para a escassez de trabalhos que empregam análises de sensibilidade dos indicadores de viabilidade às alterações em parâmetros técnicos e econômicos das plantas. A compreensão de como as condições de operação e a estrutura do mercado influenciam nos custos, despesas e receitas de uma usina é crucial, principalmente no âmbito de políticas de incentivo à geração. O contexto apresentado cria uma demanda por estudos que possam preencher as lacunas ora identificadas.

1.3 Objetivos do projeto

O objetivo geral deste trabalho constitui-se na avaliação comparativa técnica e econômica de quatro topologias de usinas heliotérmicas de grande porte e uma planta solar fotovoltaica, também de grande porte, considerando a participação destas usinas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os sistemas de tributação em território nacional, a legislação do setor elétrico e a estrutura do mercado financeiro.

O primeiro objetivo específico abarca a caracterização e posterior validação de parâmetros técnicos de simulação para as cinco tecnologias de geração solar supracitadas, a partir de artigos da literatura atinente. A validação dos dados de referência permite a aplicação destes em simulações conduzidas posteriormente para o cenário brasileiro.

O segundo objetivo específico deste trabalho busca mensurar a viabilidade técnico-econômica das plantas validadas. Para tanto, é necessário construir um modelo de fluxo de caixa devidamente ajustado à realidade do setor elétrico brasileiro, considerando os sistemas de tributação, os encargos setoriais, os aspectos de comercialização de energia e as especificidades de cada topologia.

O terceiro e último objetivo específico procura conduzir análises de sensibilidade, que visam aferir quais os parâmetros contemplados pelo fluxo de caixa descontado que mais influenciam na viabilidade econômica de implantação de usinas solares no Brasil.

1.4 Contribuições do trabalho

As principais contribuições do trabalho são as seguintes:

- Metodologia determinística para mensurar a viabilidade técnica e econômica de plantas heliotérmicas e fotovoltaicas em território brasileiro, aplicando dados técnicos de topologias CSP simuladas em outros países.
- Análise de sensibilidade dos elementos-chave que mais impactam o desempenho econômico de usinas CSP.

1.5 Apresentação do manuscrito

A estrutura deste estudo foi projetada a fim de garantir que o leitor consiga compreender todas as etapas do processo de resolução do problema proposto. Para tanto, esta dissertação encontra-se dividida em quatro capítulos, descritos a seguir.

- Capítulo 2: Referencial teórico - Este capítulo é dedicado à apresentação de conceitos essenciais para o entendimento do trabalho. A divisão em subseções foi feita de acordo com os três objetivos da pesquisa. Primeiro, dedica-se parte da discussão à apresentação dos componentes e do funcionamento de cada uma das topologias heliotérmicas empregadas neste estudo, bem como da usina solar fotovoltaica. Finalmente, são introduzidos os aspectos mais importantes para análise de viabilidade econômica.
- Capítulo 3: Metodologia - Neste ponto são detalhados os procedimentos adotados para a consecução dos objetivos. O capítulo é segmentado em duas partes principais, sendo que cada um detém um conjunto de subtópicos que contemplam os procedimentos específicos de cada parte. A primeira contempla os procedimentos de análise técnica e validação de parâmetros obtidos de usinas de referência. A segunda, por sua vez, aborda o processo

empregado na análise técnico-econômica de plantas CSP e FV. As simulações em ambas as etapas são executadas pelo SAM.

- Capítulo 4: Resultados - Esse capítulo abrange a apresentação dos resultados e análise de sua compatibilidade tanto com a teoria, quanto com a literatura. A estrutura de tópicos e subtópicos segue modelo semelhante ao observado no capítulo de metodologia, pois apresenta os resultados para cada etapa proposta no capítulo anterior. Aqui são comparados os resultados obtidos para cada topologia, incluindo também possíveis soluções para tornar as plantas heliotérmicas e fotovoltaicas economicamente viáveis.
- Capítulo 5: Conclusões - O último capítulo desta dissertação apresenta as conclusões e as contribuições da pesquisa e também sugere propostas de trabalhos futuros para pesquisadores interessados pela problemática abordada.

Capítulo 2

Referencial Teórico

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo é destinado ao detalhamento de todo o conhecimento teórico essencial para a compreensão deste estudo. Ele é dividido em duas seções principais: a primeira é dedicada à explicação dos aspectos puramente técnicos das usinas, desde os princípios de funcionamento até a geração de energia. As subseções contidas nesta primeira parte detalham as particularidades de cada tecnologia abordada. A segunda seção, por sua vez, foca em todos os conceitos referentes à análise de viabilidade econômica dos projetos.

2.2 Análise técnica de sistemas heliotérmicos e fotovoltaicos

2.2.1 Contexto histórico

A energia solar tem sido utilizada de diversas maneiras pela humanidade desde a antiguidade, sendo talvez a primeira fonte energética já utilizada. Muitas civilizações chegaram a adorar o sol como uma divindade, ao longo dos séculos. Kalogirou (KALOGIROU, 2009) afirma que o primeiro uso em larga escala de energia solar a ser documentado foi durante o Cerco a Siracusa, que ocorreu de 214 a 212 a.C.. Luciano de Samósata (120 - 192 d.C.) escreveu que durante o cerco, o matemático grego Arquimedes teria destruído navios romanos com fogo, por meio de focos de incêndio criados por superfícies (espelhos planos, parabólicos ou mesmo escudos) que refletiam a luz solar. Este acontecimento é fonte de debates desde o Renascimento, e diversos cientistas e historiadores buscaram compreender se Arquimedes possuía de fato conhecimentos de óptica para realizar tal feito.

É interessante ressaltar como mesmo os primeiros usos de energia solar registrados já empregavam o conceito de concentração de raios solares em um ponto focal. Grande parte dos problemas de aplicação enfrentados por inventores e cientistas, desde então, estão relacionados principalmente à forma de se redirecionar os raios, devido às características geométricas dos coletores, e à variação do ângulo de incidência dos raios solares em função da hora do dia e da estação do ano.

Segundo Ragheb (RAGHEB, 2014), aplicações da radiação solar para geração de vapor começaram a surgir a partir do século XIX. O engenheiro francês Augustin Mouchot (1825-1912) foi um dos pioneiros na época, construindo máquinas que convertiam os raios do sol para gerar vapor, por meio de espelhos parabólicos. Abel Pifre (1852-1928), assistente de Mouchot, construiu uma máquina impressora movida a vapor gerado pelo mesmo efeito produzido por Mouchot. A Figura 2.1 mostra a máquina de impressão construída por Pifre.

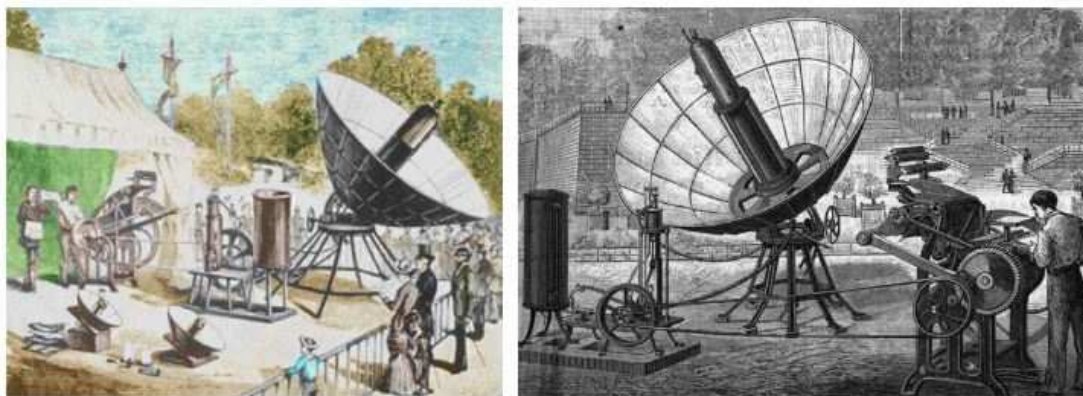


Figura 2.1: Concentrador do tipo disco parabólico construído por Abel Pifre (RAGHEB, 2014)

De acordo com Ragheb (RAGHEB, 2014), a primeira usina de energia solar concentrada foi a *Solar Engine One*, construída por Frank Shuman em Al Meadi, Egito, no ano de 1912. A planta utilizava uma série de cilindros parabólicos, de 62 m cada um, para evaporar água contida em longos tubos que atravessavam os cilindros. Estima-se que a planta gerava de 37 kW a 45 kW de potência durante 5 horas (KALOGIROU, 2009), o que permitia o bombeamento de cerca de 27.260 litros de água por minuto, solucionando problemas de irrigação em regiões áridas a relativa distância do Rio Nilo.

Aplicações em larga escala de usinas de geração heliotérmica tiveram início na década de 70, mas sofreram com baixa aceitação por parte dos investidores, além da carência de suporte político (OLIVEIRA, 2020). Incentivos internacionais para o desenvolvimento sustentável começaram a alavancar a pesquisa na área de fontes renováveis, propiciando a maturação da tecnologia de geração heliotérmica, que hoje é conhecida pela grande redução de custos de instalação e inovações na tecnologia de armazenamento de energia. Israel e China atualmente destacam-se na geração CSP, operando usinas de mais de 200 MW de capacidade.

No tocante das usinas fotovoltaicas, tem-se que a primeira observação do efeito fotovoltaico em selênio foi feita pelo físico Antoine Becquerel (1852 - 1908). O satélite Vanguard I (1958) foi caracterizado como uma das primeiras aplicações práticas de células fotovoltaicas de silício (NASA, 2017). Na época, o custo unitário de uma célula chegava a \$1.000 dólares por Watt (KALOGIROU, 2009). Avanços no estudo de materiais semicondutores ao longo de décadas alavancaram a produção de módulos fotovoltaicos, e relatórios internacionais (IRENA, 2020) estimam que em 2019 o custo nivelado de energia para projetos de larga escala, a nível global, variou entre \$0,714/W e \$2,320/W. Estima-se que em 2019, a capacidade total instalada de usinas PV ao redor do mundo

tenha sido, aproximadamente, 627 GW (REN21, 2020).

2.2.2 Irradiação Solar

Sendo o sol a principal fonte de energia para as plantas consideradas, faz-se necessária a compreensão dos principais conceitos relativos ao processo de irradiação solar.

Em termos gerais, a irradiação solar pode ser entendida como a energia luminosa total proveniente do sol que incide sobre uma unidade de área. Pode ser classificada em três tipos principais, descritos a seguir (SALAMEH, 2014).

- Irradiação normal direta (DNI): A DNI é definida como o feixe luminoso que parte diretamente do sol e incide perpendicularmente a uma superfície. Ao entrar em contato com a atmosfera, perde uma pequena quantidade de sua energia devido ao efeito de dispersão. É o principal tipo de irradiação considerado em usinas CSP, que concentram a energia em um ponto específico.
- Irradiação difusa horizontal (DHI): é a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens).
- Irradiação global horizontal (GHI): É a taxa de energia total que incide sobre uma superfície horizontal, dada pela soma entre a DHI e a DNI. É a energia empregada por módulos FV para gerar eletricidade, nos quais um conjunto de células fotosensíveis converte a energia solar por meio do efeito fotovoltaico.

A diferenciação entre DHI e DNI, quando esta penetra a atmosfera, é representada pela Figura 2.2. As Figuras 2.3 e 2.4 exibem, respectivamente, os mapas de DNI e GHI anuais para o Brasil.

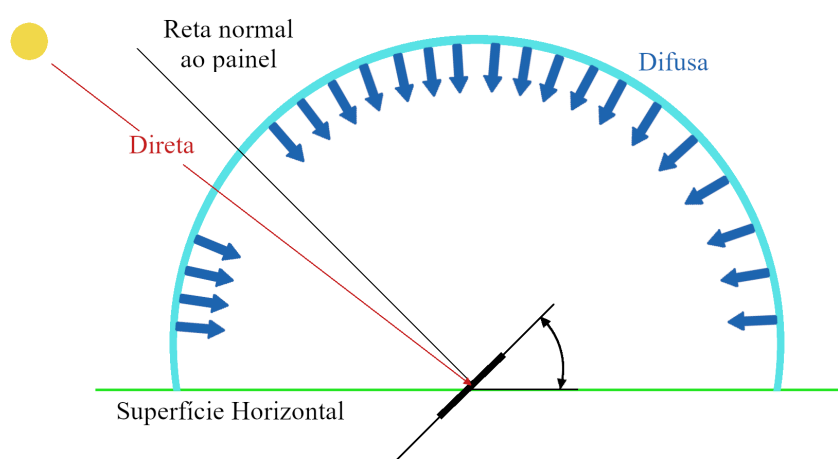


Figura 2.2: Decomposição da irradiação normal direta ao entrar na atmosfera, adaptado de (YENEN; ERCAN; FAHRIOGLU, 2012)

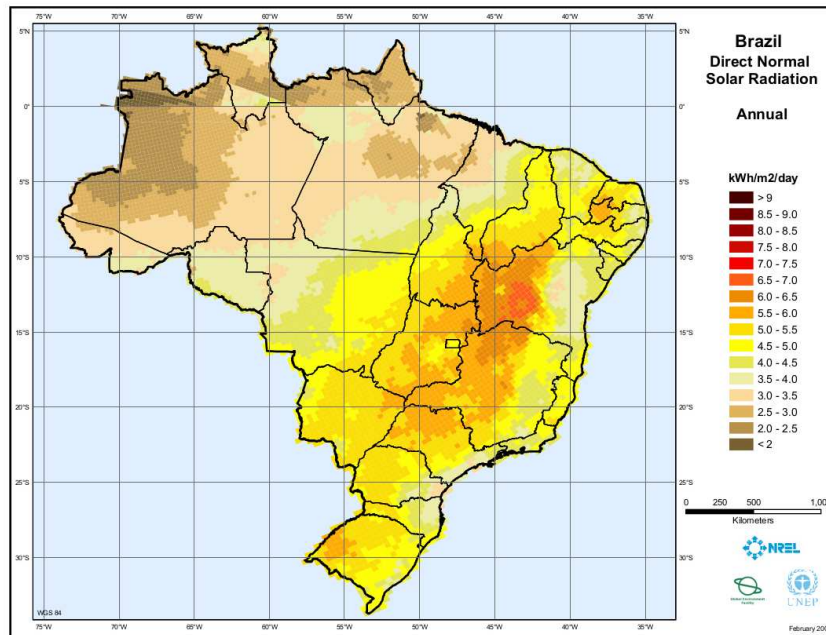


Figura 2.3: Mapa de irradiação normal direta no Brasil (NREL, 2020)

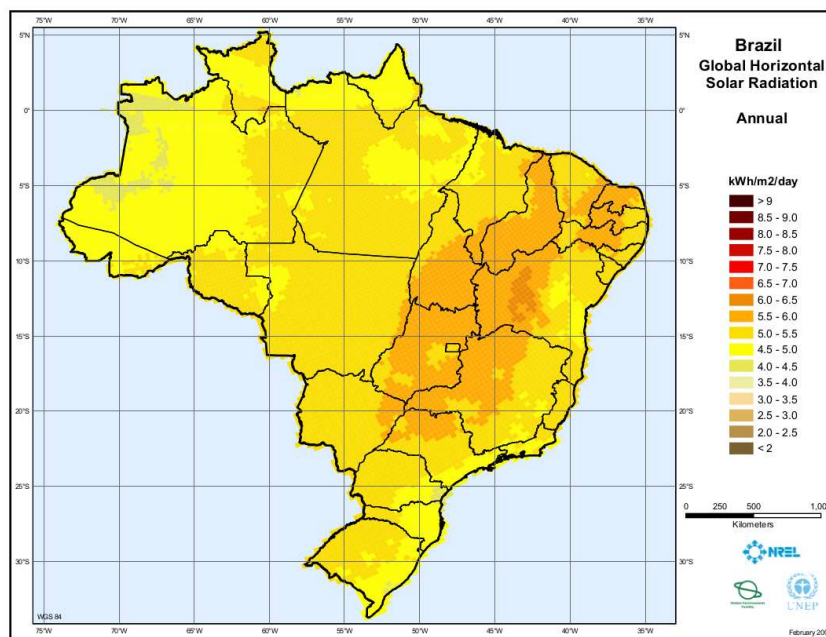


Figura 2.4: Mapa de irradiação global horizontal no Brasil (NREL, 2020)

Sabe-se que o Brasil tem elevados índices de irradiação normal direta e também global horizontal, sendo um dos países que compõem o cinturão solar (AMADEI et al., 2013). Em geral, regiões que apresentam DNI acima de $2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, ou $5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, e baixa nebulosidade possuem elevado potencial para geração heliotérmica. Estas condições limitam aplicações práticas de sistemas heliotérmicos ao semiárido nordestino, pois nesta região a geração é menos afetada por nuvens e alta umidade. Em se tratando de energia fotovoltaica, dados de (PEREIRA et al.,

2017) indicam uma propensão para instalação de sistemas FV centrais no Nordeste, Centro-Oeste e também no Sudeste do Brasil.

2.2.3 Princípio de Funcionamento de uma usina heliotérmica

As tecnologias de geração heliotérmica e fotovoltaica consideradas neste estudo podem ser distinguidas de acordo com o princípio de funcionamento de cada uma. Esta subseção visa apresentar os princípios gerais que regem a geração em uma usina heliotérmica, desde a captação da luz solar até o ciclo de potência responsável por gerar a energia. O processo aqui apresentado é comum a todas as topologias de plantas heliotérmicas estudadas. O princípio de funcionamento de uma usina solar fotovoltaica é detalhado na seção 2.2.9.

As plantas heliotérmicas são caracterizadas pela conversão indireta de energia, isto é, o redirecionamento de raios solares para um receptor, o que propicia a conversão da energia solar em energia térmica e mecânica antes da conversão em energia elétrica.

As topologias consideradas utilizam o sol como fonte de energia de ciclos termodinâmicos operados pela planta. Como foi explanado anteriormente, o tipo de irradiação utilizada em sistemas heliotérmicos é a irradiação normal direta (DNI). A geração de energia se dá por meio do ciclo de Rankine, no qual são utilizadas turbinas a vapor, embora haja sistemas que utilizam o ciclo de Stirling para produzir energia elétrica.

De maneira geral, usinas heliotérmicas redirecionam a luz solar por meio de espelhos, chamados heliostatos, para um ponto focal, concentrando a energia solar em uma área consideravelmente menor que a área refletida, i.e., a área total de heliostatos. O conjunto de todos os heliostatos da usina é chamado de campo solar. O calor proveniente da concentração de energia pelo campo solar é utilizado para aquecer um Fluido de Transferência de Calor (HTF), que pode ser utilizado direta ou indiretamente no processo termodinâmico. No processo direto, o HTF é redirecionado diretamente para a turbina onde ocorrerá a conversão de energia mecânica em elétrica. No processo indireto, entretanto, o HTF transfere energia térmica para um reservatório de água, gerando vapor de alta temperatura e pressão. Em ambos os casos, a energia contida no HTF é então convertida em energia elétrica por meio de um gerador acoplado à turbina.

O processo de geração descrito acima é comum a todas as topologias de usinas heliotérmicas. A distinção entre cada topologia é feita por meio dos métodos empregados para captação e concentração da energia solar.

Um dos principais desafios no projeto de sistemas heliotérmicos é o balanço entre temperatura e eficiência da planta. Conforme destacado em (KALOGIROU, 2009), a eficiência das turbinas é diretamente proporcional à temperatura do HTF, que pode chegar a até 1.000° C, a depender de suas propriedades químicas e termodinâmicas (SHABBIR; CHOWDHURY; LIANG, 2018). A eficiência do coletor solar, entretanto, é inversamente proporcional à temperatura. O projeto de uma usina heliotérmica deve, portanto, buscar um ponto de operação otimizado para que a eficiência resultante seja a maior possível. As quatro topologias abordadas neste estudo operam sobre altas temperaturas.

O coletor parabólico, ou coletor de concentração, utiliza um espelho curvo que reflete e concentra os raios solares em um receptor, que tipicamente possui área muito menor que a área total dos espelhos. Por meio deste processo óptico, o HTF contido no receptor é capaz de atingir elevadas temperaturas e, portanto, maior eficiência termodinâmica. Estruturalmente, o coletor parabólico é mais simples e barato que coletores planos e coletores a vácuo, apesar de coletar pouca irradiação difusa, isto é, irradiação proveniente de raios solares refletidos de outras superfícies para o coletor.

É possível classificar os coletores parabólicos ainda quanto ao tipo de foco dos espelhos refletores. Espelhos de foco pontual concentram toda a energia térmica refletida em um único ponto, enquanto que espelhos de foco linear acompanham a estrutura do receptor em uma linha reta.

Os receptores de plantas heliotérmicas são classificados conforme sua mobilidade. Receptores fixos não acompanham a movimentação dos coletores quando estes se reorientam em relação ao sol, ao contrário dos receptores móveis. A Tabela 2.1 apresenta a classificação de todas as topologias de plantas heliotérmicas analisadas neste documento, conforme as diferenças entre receptor e coletor discutidas acima.

Tabela 2.1: Classificação das topologias estudadas, de acordo com receptor e coletor

Receptor/Coletor	Foco Pontual	Foco Linear
Receptor Fixo	Torre Solar	Refletor Linear Fresnel
Receptor Móvel	Disco Parabólico	Coletor Cilíndrico Parabólico

Fonte: (OLIVEIRA, 2020)

Um problema comum para plantas solares está na geração de energia em períodos sem sol. Uma das respostas para este problema está no armazenamento da energia, implementado por diferentes métodos a depender da tecnologia utilizada. Para sistemas heliotérmicos, o método mais eficiente é o armazenamento da energia térmica coletada.

O sistema de armazenamento de energia térmica (do inglês, *Thermal Energy Storage* - TES) de uma planta guarda o calor obtido do campo solar em um meio líquido. O calor armazenado pode alimentar a turbina geradora durante períodos de pouca ou nenhuma luz solar, o que é de grande importância para regiões com alta demanda de pico em períodos noturnos, por exemplo (AMADEI et al., 2013).

O sistema é composto por pelo menos um par de tanques, bombas para circular o fluido e, a depender do projeto do sistema, exaustores para troca de calor. Cada par de tanques contém um tanque quente, que armazena o calor proveniente do campo solar, e um tanque frio para armazenar o fluido após ter sua energia térmica extraída.

As propriedades do fluido utilizado, o volume dos tanques e o tamanho da usina possuem influência direta no tempo total que uma usina pode operar na ausência de luz solar, também chamado de tempo de armazenamento. Quanto mais tempo de geração ininterrupta de energia, maior o fator de capacidade da planta. As topologias de plantas CSP consideradas neste estudo são detalhadas nas subseções de 2.2.4 a 2.2.7.

2.2.4 Usina Heliotérmica do Tipo Torre Solar

A usina do tipo Torre Solar (TS), também chamada de Sistema Receptor Central, é composta por um conjunto de espelhos, chamados heliostatos, que podem rastrear a luz solar ou não, a depender da presença de sistemas embarcados de controle. São dispostos de maneira a minimizar a interferência óptica entre os dispositivos no processo de reflexão de feixes de luz para um receptor elevado. A estrutura deste sistema pode ser segmentada em três conjuntos principais, sendo eles: campo solar, receptor e ciclo de potência, detalhadas nas subseções a seguir. Conforme evidenciado na Tabela 2.1, esta topologia é caracterizada por possuir coletor de foco pontual e receptor fixo. A Figura 2.5 ilustra as diferentes partes que compõem uma usina heliotérmica do tipo TS.

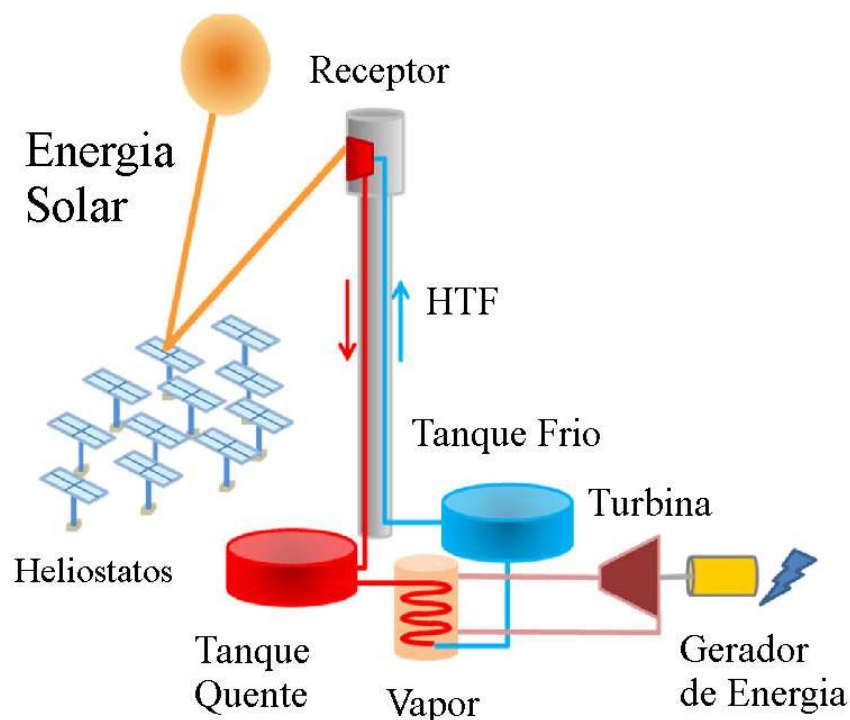


Figura 2.5: Esquemático de uma usina TS (CERECEDO et al., 2013)

2.2.4.1 Campo Solar

No campo solar ocorre a captação da energia proveniente dos raios solares. Para tanto são utilizados refletores denominados heliostatos. Estes são dispositivos ópticos compostos por conjuntos de espelhos, geralmente planos, que redirecionam a irradiação normal direta para o receptor. Os dispositivos são alocados em torno de uma torre receptora central, já que esta disposição é mais adequada para aplicações em larga escala de plantas que gozam sistemas de armazenamento de energia térmica (TES) (AWAN, 2020). Cada refletor emprega individualmente um sistema de rastreamento da luz solar, de maneira a garantir que a radiação seja convertida para o receptor enquanto o sol estiver disponível.

Um dos principais objetivos do projeto de um campo solar é a maximização da eficiência no

processo de reflexão dos raios solares, uma vez que os heliostatos podem estar a uma distância de mais de 1 km do receptor (WAGNER, 2008). Para assegurar que as perdas ópticas sejam mínimas, é necessário um processo rigoroso de construção, instalação e controle dos heliostatos. Este requerimento é responsável pela desproporcionalidade dos custos gerais dos refletores em relação ao resto da planta, e tem grande impacto na viabilidade financeira destes tipos de plantas. A Figura 2.6 exhibe um campo de heliostatos em uma planta heliotérmica do tipo Torre Solar localizada em Newcastle, Austrália.



Figura 2.6: Campo de heliostatos (CSIRO, 2020)

As perdas ópticas do campo solar estão atreladas às condições climáticas e geográficas da região de operação, bem como características técnicas dos coletores como refletividade do material empregado na fabricação dos dispositivos. As perdas ópticas contidas nesta etapa do processo de conversão são categorizadas, em geral, em quatro grupos, descritos a seguir:

- Efeito cosseno: É provocado pela diferença angular entre o feixe de luz que incide sobre o espelho e o vetor normal à superfície do heliostato. A reflexão oriunda desta discrepância é proporcional ao cosseno do ângulo de diferença. (OLIVEIRA, 2020).
- Perdas por indisponibilidade: A indisponibilidade de um heliostato ocorre quando este é retirado para manutenção ou limpeza, o que é um processo regular em plantas solares. As perdas são proporcionais ao tempo de indisponibilidade de um refletor.
- Dispersão atmosférica: As perdas por dispersão ocorrem em decorrência da presença de partículas suspensas na atmosfera, que desviam os feixes de luz. Entende-se que, em geral, esta perda é proporcional à distância percorrida pelo feixe, o que pode se tornar um problema para heliostatos muito distantes (WAGNER, 2008).

- Perdas por bloqueio: A posição relativa entre dois ou mais heliostatos pode acabar gerando perdas por bloqueio, em que os feixes são impossibilitados de serem refletidos corretamente para o receptor devido à presença de um objeto, que usualmente é um heliostato. Este efeito normalmente é contrabalanceado com a reorganização de heliostatos, mas esta ação deve ser ponderada por outras perdas ópticas relacionadas, de maneira a permitir um layout otimizado (WAGNER, 2008).

2.2.4.2 Receptor

Os feixes de luz captados pelo campo solar são redirecionados para o receptor, normalmente alocado no alto de uma torre localizada ao centro do campo solar. Há duas configurações principais de receptores no mercado: receptor cilíndrico e receptor de cavidade (WAGNER, 2008). Cada um é dotado de vantagens e desvantagens, que no projeto devem ser ponderadas por outras variáveis, como custo unitário e posição relativa entre torre e heliostatos.

O receptor cilíndrico, também chamado de receptor externo, é composto por uma série de painéis dispostos no exterior da torre, sem proteção. Esta configuração sacrifica eficiência térmica ao expor o receptor ao ambiente, contudo é mais adequada para receber luz proveniente de heliostatos dispostos circularmente ao redor da torre.

Em um receptor de cavidade, múltiplos painéis também são agrupados. Entretanto, elas são dispostas em uma cavidade presente na torre, que protege os painéis do ambiente externo e evita perdas convectivas. A proteção fornecida pela cavidade confere elevada eficiência, em comparação com o receptor externo. A geometria do campo solar, todavia, é limitada por esta configuração a uma porção de ângulos azimutais. As duas configurações descritas são ilustradas na Figura 2.7.



Figura 2.7: Receptor cilíndrico (esquerda) e receptor de cavidade (direita)

Em ambas as configurações de receptores, os painéis abrigam tubos de aço cuja função é a de propiciar o escoamento do fluido de transferência de calor (HTF). Este fluido é aquecido pela energia térmica concentrada no receptor para então escoar para o tanque quente. A energia absorvida é transferida para o ciclo de potência, onde ela será convertida em energia mecânica.

É importante ressaltar que a energia absorvida nesta etapa do processo e as perdas térmicas são dependentes das características físicas, químicas e termodinâmicas do HTF. A escolha do material a ser empregado como HTF é, portanto, crucial no projeto de uma usina heliotérmica. Em geral, busca-se um material de baixa viscosidade, que possa escoar pela tubulação com o mínimo de perdas. Também é significativo que o material possua alta condutividade térmica e elevado calor específico.

Observando estes requerimentos, uma das maiores inovações na eficiência térmica veio por meio do projeto Gemasolar (TORRESOL, 2014), pioneiro na aplicação de sal fundido como HTF em uma usina do tipo Torre Solar. A composição de 60% de $NaNO_3$ e 40% de KNO_3 é capaz de atingir temperaturas muito elevadas e de armazenar calor por tempo prolongado.

2.2.4.3 Ciclo de Potência

O processo do ciclo de potência comumente utilizado em plantas CSP é o ciclo de Rankine, e compreende a conversão da energia térmica armazenada no HTF em energia mecânica que, por meio de um gerador, será convertida em energia elétrica. Em plantas do tipo ST, o vapor gerado pela troca de calor opera com temperaturas que variam de 300°C a 579°C.

O HTF, após armazenar a energia coletada pelo campo solar, é escoado para tanques de armazenamento. A energia térmica é transferida do HTF para outro fluido, como água, e essa transferência gera vapor de alta pressão e temperatura. Por meio de um ciclo termodinâmico, a energia térmica contida no vapor é convertida em energia mecânica ao alimentar uma turbina. Um gerador acoplado à turbina converte a energia mecânica em elétrica, finalizando o processo.

O vapor d'água, após alimentar a turbina, passa por um condensador que, alterando seu estado físico, torna propícia a reutilização da água. Já o HTF, após transferir o calor armazenado, é enviado para um tanque frio. Este bombeia o HTF de volta para o receptor, reiniciando o ciclo.

Nota-se, por este processo, que o ciclo de potência pode ser efetuado na ausência de sol, por determinado tempo, utilizando-se de sistemas de armazenamento térmico. As propriedades termodinâmicas do HTF, bem como o volume de fluido armazenado e a eficiência do sistema de armazenamento, determinam quanto tempo a usina pode operar por períodos prolongados, na ausência de luz solar.

2.2.5 Coletor Solar Cilíndrico - Parabólico

A topologia de coletor cilíndrico-parabólico (CCP), comumente referida como coletor parabólico em calha, é uma das tecnologias de geração heliotérmica mais populares ao redor do mundo (RAGHEB, 2014). Esta tecnologia é composta por longos espelhos coletores, em formato parabólico e com foco linear, que concentram energia solar em um tubo cilíndrico localizado no foco da parábola. O tubo receptor contém HTF que é aquecido até atingir elevadas temperaturas, para então fornecer energia térmica para o ciclo de potência. A estrutura de uma usina do tipo CCP pode ser decomposta, de maneira semelhante à topologia ST, em dois grupos: Coletores do tipo cilíndrico-parabólicos (*Solar Collector Assemblies* - SCAs) e os Receptores de calor (*Heat Collection Elements* - HCEs), os quais são detalhados nas seções seguintes. É importante destacar aqui que o ciclo de potência dessa topologia é o ciclo de Rankine, operado de maneira idêntica à topologia TS. A Figura 2.8 evidencia o esquema geral de uma usina CCP.

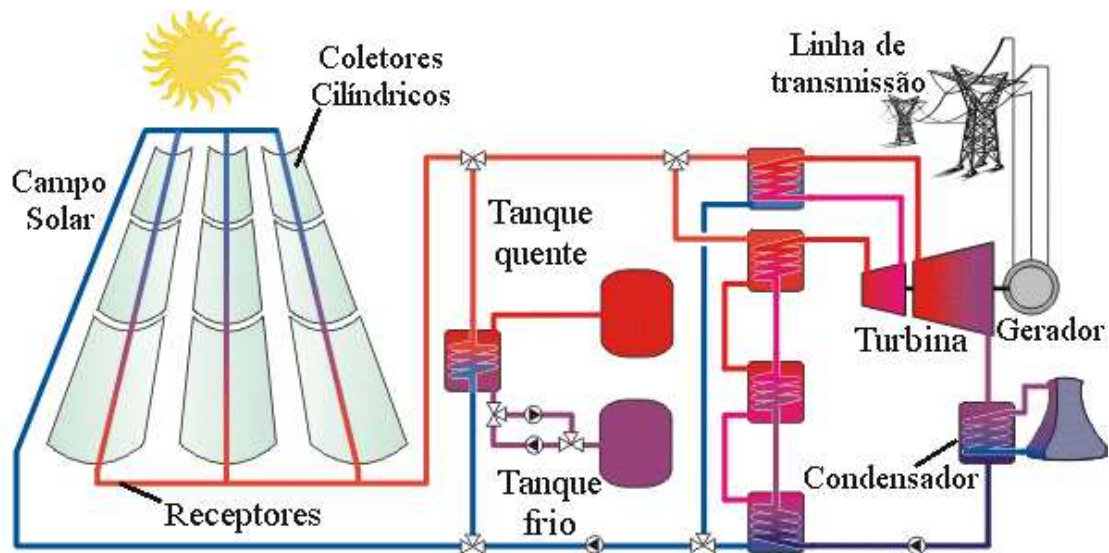


Figura 2.8: Esquemático de uma usina CCP (BELGASIM; ELMNEFI, 2014)

2.2.5.1 Coletores

O componente básico de uma usina CCP é o arranjo de coletores cilíndrico-parabólicos (SCAs). Neste tipo de arranjo, os coletores são compostos por espelhos cilíndricos instalados sobre uma estrutura de metal, e com um sistema de rastreamento independente, que permite que o coletor acompanhe o deslocamento do sol durante o dia. Em geral, os SCAs são modulares, o que permite o acoplamento destes sistemas para se adequar às plantas de diversas escalas e com variadas arquiteturas. Entretanto, observa-se que o eixo coletor deve ser orientado na direção leste-oeste ou norte-sul, a fim de minimizar as perdas.

O projeto de uma usina CCP deve, portanto, alocar os dispositivos considerando a localização geográfica pretendida. Dada a latitude do Brasil, a orientação norte-sul propicia maior eficiência óptica e, portanto, maior aproveitamento da energia solar ao longo do ano. O sistema de rastreamento de eixo único foca, então, em acompanhar o sol movendo-se na direção leste-oeste. A Figura 2.9 demonstra a organização de um arranjo de múltiplas fileiras de coletores cilíndrico-parabólicos de uma usina do tipo CCP.



Figura 2.9: Coletores cilíndrico-parabólicos (MICC, 2020)

Devido às limitações de projeto supracitadas, o sistema de rastreamento nesta topologia deve ser de eixo único. O acompanhamento da luz solar é controlado por sensores solares, que focam uma parte da radiação em diodos sensíveis à luz. Qualquer disparidade detectada entre os dois sensores gera um sinal para corrigir a posição do SCA, sendo que cada fileira é controlada por apenas um sensor em conjunto com um controlador. É importante ressaltar que tanto coletor quanto receptor são controlados neste processo.

As perdas associadas ao campo solar de CCPs são semelhantes às observadas para a topologia TS na subseção 2.2.4.1, a saber, perdas por efeito cosseno, sombreamento entre arranjos de SCAs, e perdas por *spillage* (WAGNER; GILMAN, 2011). Estas últimas ocorrem quando um feixe de luz não é interceptado pelo receptor, e estão associadas aos erros no sistema de rastreamento. É importante destacar aqui que os coletores da topologia CCP encontram-se bastante próximos dos tubos receptores, em comparação com a dinâmica coletor-receptor de plantas do tipo Torre Solar. Isto acaba conferindo uma redução nas perdas por dispersão atmosférica, e consequentemente, maior concentração de energia térmica nos tubos.

2.2.5.2 Receptores

Os receptores de calor (*Heat Collection Elements* - HCEs) em uma usina do tipo CCP são constituídos por dois tubos concêntricos, distribuídos ao longo do comprimento dos coletores. O tubo interno, composto por aço, contém o fluido de transferência de calor. O tubo externo, composto por vidro, visa coletar a energia térmica concentrada e transmiti-la para o tubo interno. O modelo de coletor mais empregado isola o tubo interno a vácuo, o que confere maior eficiência

térmica ao processo de geração ao neutralizar as perdas convectivas do tubo. Os receptores a vácuo são, em geral, mais adequados para operar sob temperaturas superiores a 300°C, conferindo maior eficiência térmica para o sistema. O isolamento, entretanto, é dispendioso, requerindo manutenção constante a fim de garantir que não haja perda de calor no receptor. Um modelo de tubo receptor a vácuo é ilustrado pela Figura 2.10.

A maior parte dos projetos implementados utilizam óleos sintéticos como HTF. Entretanto, com a difusão de tecnologia de sal fundido para transferir calor, novas plantas comissionadas têm observado melhor desempenho térmico e elétrico no geral, atingindo temperaturas de até 550°C. O HTF, após aquecido pelo campo solar, é escoado em direção aos tanques de armazenamento da planta, a fim de posteriormente alimentar o ciclo de rankine, no qual a energia térmica armazenada no HTF é convertida em energia mecânica e, em seguida, convertida em energia elétrica por meio de um gerador.

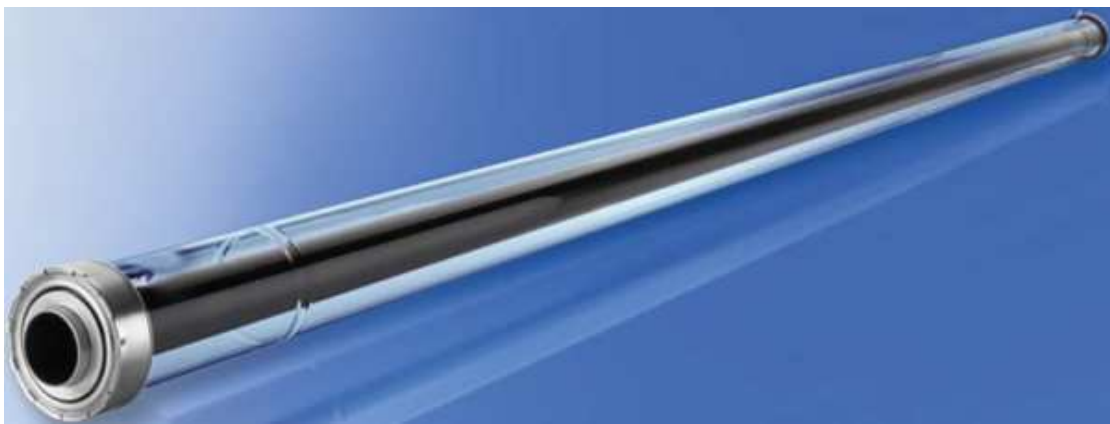


Figura 2.10: Modelo de receptor da Rioglass (RIOGLASS, 2021)

2.2.6 Refletor Solar Linear Fresnel

Um sistema do tipo Refletor Linear Fresnel (*Linear Fresnel Reflector* - LFR) é uma simplificação do projeto de um sistema CCP. Os espelhos côncavos que coletam energia são substituídos por espelhos planos (ou quase planos) instalados bem próximos ao solo. De maneira análoga à topologia CCP, são dois os principais componentes de um sistema coletor LFR, detalhados a seguir: espelhos refletores e receptor. A Figura 2.11 apresenta a arquitetura geral de uma usina LFR.

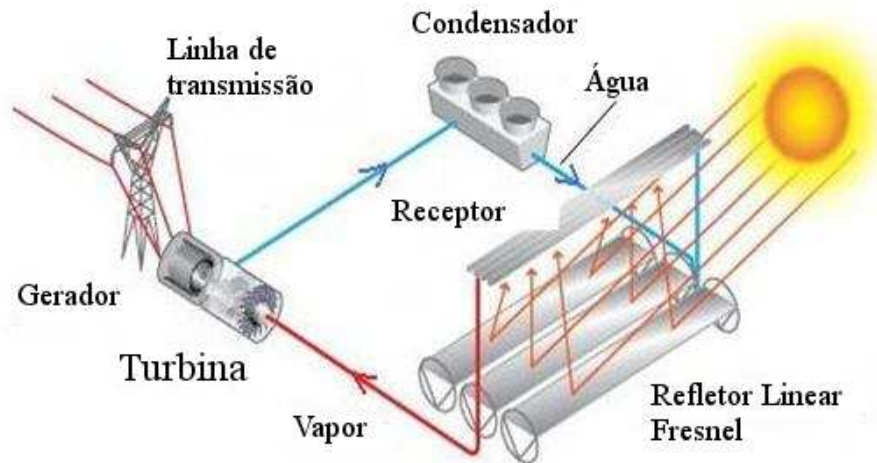


Figura 2.11: Esquemático de uma usina LFR (EDDHIBI; QOAIDER, 2017)

2.2.6.1 Espelhos Refletores

A usina LFR utiliza longos espelhos planos do tipo Fresnel para captar a luz solar e concentrá-la em um longo tubo receptor. A tecnologia por trás de coletores LFR é recente, se comparada à de calhas parabólicas. Seu principal componente são os "Refletores Fresnel", que fazem uso do efeito de lentes de Fresnel. Neste, a lente é segmentada em um conjunto de seções anulares concêntricas, que conferem menor densidade ao espelho. Estas propriedades conferem aos refletores uma grande abertura óptica e curta distância focal, requerindo apenas um espelho ao longo do segmento linear da base.

Os Refletores Fresnel apresentam menor eficiência óptica que os parabólicos, pois sua estrutura permite que sejam mais afetados por perdas oriundas de efeito cosseno, bloqueio e sombreamento. Entretanto, a estrutura dos espelhos utilizados confere à topologia LFR custos de instalação e manutenção significativamente reduzidos, quando comparados às duas outras discutidas anteriormente.

O sistema de rastreamento dos refletores, de maneira semelhante aos coletores CCP, é de eixo único. O sistema, por possuir certa resistência ao vento, permite uma estrutura mais leve. Consequentemente, motores mais simples são utilizados para controle dos espelhos, ocupando menor espaço físico.

O esquema de operação de um conjunto de refletores LFR é exibido na Figura 2.12.

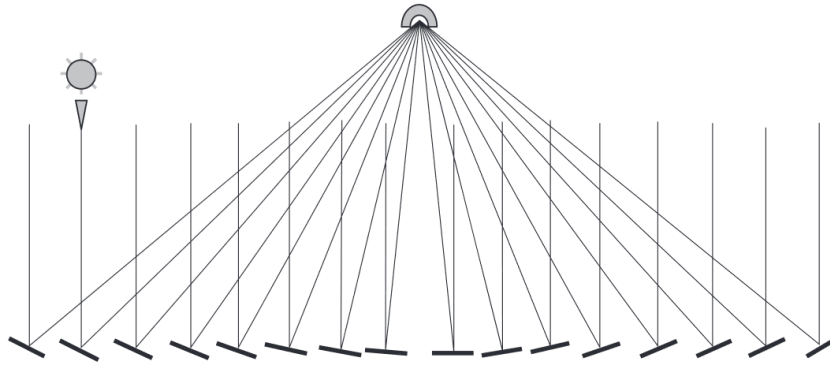


Figura 2.12: Configuração de um LFR visto de um dos extremos da estrutura (LOVEGROVE; STEIN, 2012)

2.2.6.2 Receptor

O coletor empregado neste sistema é um tubo de absorção, situado à distância focal dos refletores, de maneira similar aos receptores CCP. Não obstante, a arquitetura do sistema LFR permite que o tubo seja estacionário, o que simplifica o projeto do sistema de rastreamento para atuar apenas nos refletores. Devido à eficiência óptica reduzida destes, o tubo receptor normalmente é circundado por um espelho parabólico secundário, que garante a concentração dos feixes de luz.

A eficiência óptica reduzida dos refletores impacta na eficiência térmica do tubo receptor, reduzindo a temperatura do fluido de absorção. Os sistemas Fresnel, em sua maioria, costumam a operar em temperaturas que variam entre 270 °C a 400°C. O HTF, de maneira análoga às tecnologias anteriores, gera energia mecânica ao gerar vapor superaquecido, alimentando o ciclo de Rankine. A integração entre refletor e receptor em uma usina real é evidenciada na Figura 2.13.



Figura 2.13: Espelho e receptor LFR em Dhursar, na Índia (MICC, 2020)

2.2.7 Disco Parabólico

A topologia CSP do tipo disco parabólico (do inglês, *Dish Stirling* - DS) é uma das tecnologias de geração heliotérmicas mais antigas. Uma usina que emprega esta tecnologia é composta por um arranjo de múltiplos discos parabólicos, devido à modularidade dos mesmos. Cada disco é composto por único coletor, de foco pontual, cujos espelhos concentram energia solar em uma pequena estrutura receptora localizada no foco dos espelhos. A Figura 2.14 ilustra o esquema de concentração heliotérmica do disco parabólico.

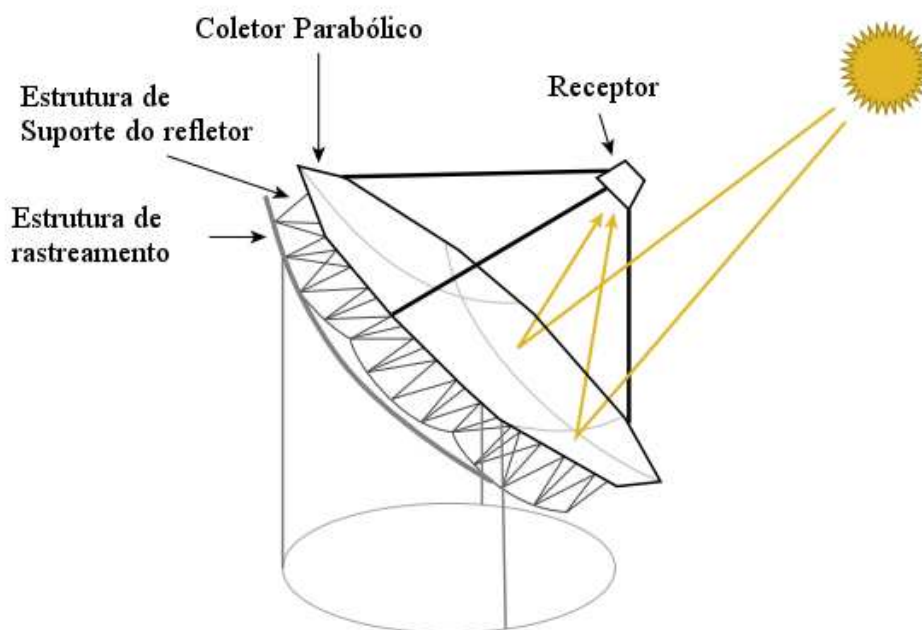


Figura 2.14: Esquemático de uma usina DS (BLANCO; SANTIGOSA, 2017)

2.2.7.1 Desempenho e Princípio de Operação

O processo de concentração dos raios solares é semelhante ao que já foi discutido em seções anteriores. Uma das particularidades deste sistema de geração está na possibilidade de movimentação em dois eixos, por parte do sistema de rastreamento. Isto garante que o coletor esteja sempre apontando para o sol, o que possui grande impacto na eficiência de conversão solar-elétrica. Tipicamente, a eficiência de conversão em sistemas DS varia de 24% a 31%, contra uma variação de 14% a 22% nas outras topologias (HIJAZI; MOKHIAMAR; ELSAMNI, 2016; ABBAS et al., 2011).

Cada módulo coletor na topologia DS usualmente opera na potência de 5 kW a 25 kW, e a modularidade dos concentradores torna este sistema adequado para aplicações isoladas ou em geração distribuída. As aplicações desta tecnologia em larga escala ainda são incipientes, e projetos de usinas do tipo DS ainda não são capazes de integrar sistemas de armazenamento de HTF. Isto impacta diretamente na geração e no fator de capacidade desta topologia. Um modelo comercial de coletor DS é apresentado na Figura 2.15.



Figura 2.15: Concentrador do tipo Dish Stirling (BLANCO; SANTIGOSA, 2017)

O fluido de transferência de calor, normalmente um gás, é aquecido no receptor e passa por um processo chamado "motor de Stirling". O gás empregado neste processo normalmente é hélio, hidrogênio ou mesmo ar convencional. O motor opera em um ciclo termodinâmico fechado, no qual ocorre a compressão e a expansão do fluido empregando pistões e trocadores de calor. O ciclo é composto por quatro fases, a saber: (a) compressão isotérmica (temperatura constante), (b) aquecimento isocórico (volume constante), (c) expansão isotérmica e (d) arrefecimento isocórico. O motor Stirling é composto por duas câmaras em diferentes temperaturas, que aquecem e arrefecem o gás alternadamente. Isto provoca expansões e contrações cíclicas, o que faz movimentar dois pistões ligados a um eixo comum. A energia mecânica gerada por este processo é convertida em energia elétrica ao acoplar um gerador ao final deste processo.

2.2.8 Resumo das tecnologias CSP

As subseções anteriores apresentaram os conceitos por trás da geração heliotérmica, detalhando os processos de captação e conversão da energia térmica em cada topologia avaliada neste trabalho. A Tabela 2.2, adaptada de (ANEEL, 2015), resume os principais aspectos técnicos observados em plantas CSP ao redor do mundo e introduz outros, relativos a área requerida no projeto, uso de água e risco tecnológico associado a cada topologia. Este último pode ser definido como o risco de eventos danosos à vida em curto, médio ou longo prazo, e está associado ao nível de conhecimento obtido técnico obtido ao longo do período de experiência comercial de cada usina. Naturalmente, o risco tecnológico para usinas do tipo DP é elevado, uma vez que as aplicações comerciais desta topologia são incipientes. Todos estes fatores são de suma importância na análise de viabilidade

econômica das topologias propostas.

Tabela 2.2: Quadro Resumo de características técnicas de projetos CSP

	ST	CCP	DP	RLF
Experiência comercial	>20 anos	>7 anos	-	>4 anos
Risco tecnológico	Baixo	Médio	Alto	Médio
Grandeza típica de capacidade de geração	50 MW até >100 MW	50 MW até >100 MW	100 kW até >10 MW	50 MW até >100 MW
Temperatura de operação	300°C - 600°C	260°C - 500°C	750°C	270 - 400°C
Eficiência	14-16%	15-22%	24-31%	9-11%
Armazenamento	Sim	Sim	Não	Sim
Uso de água	Alto	Alto	Baixo	Médio
Requisito de área	Alto	Alto	Variável	Baixo
Principais desenvolvedores no mundo	Acciona Solar, Abengoa Solar, Abener, Solar Millenium	Abengoa Solar, Abener, Bright Source Energy, Torresol, eSolar	Tessera Solar, Stirling Energy Systems (SES)	Ausra, Novatec Solar, Industrial Solar

Adaptado de (ANEEL, 2015)

2.2.9 Usina Solar Fotovoltaica

Usinas fotovoltaicas conseguem converter diretamente a energia solar em energia elétrica, sem a necessidade de fluidos de transferência de calor ou turbinas movidas a vapor. As plantas fotovoltaicas usualmente não possuem partes móveis. Como consequência disto, acaba requerindo pouca manutenção ao longo de seu ciclo de sua vida útil. Via de regra, plantas FV podem ser classificadas quanto ao tipo de conexão dos terminais do gerador, que pode ser *on-grid* ou *off-grid*. No primeiro tipo, que aplica-se a usinas centralizadas, a geração é conectada diretamente à rede elétrica. O segundo tipo de conexão contempla usinas que armazenam a energia por meio de baterias, sendo mais comumente utilizado na geração distribuída.

A célula fotovoltaica é a menor unidade conversora de energia solar em elétrica. Um conjunto de células encapsuladas, orientadas em um plano, compõem um módulo. A célula é composta por finas camadas de um material semicondutor, geralmente silício, que são justapostas e emitem cargas elétricas ao serem expostas à luz solar.

A natureza modular da geração fotovoltaica permite que múltiplos módulos fotovoltaicos sejam ligados em série, da mesma maneira que múltiplas células são conectadas, a fim de gerar mais energia. O esquema geral do processo de geração de uma usina fotovoltaica centralizada *on-grid* é apresentado pela Figura 2.16.

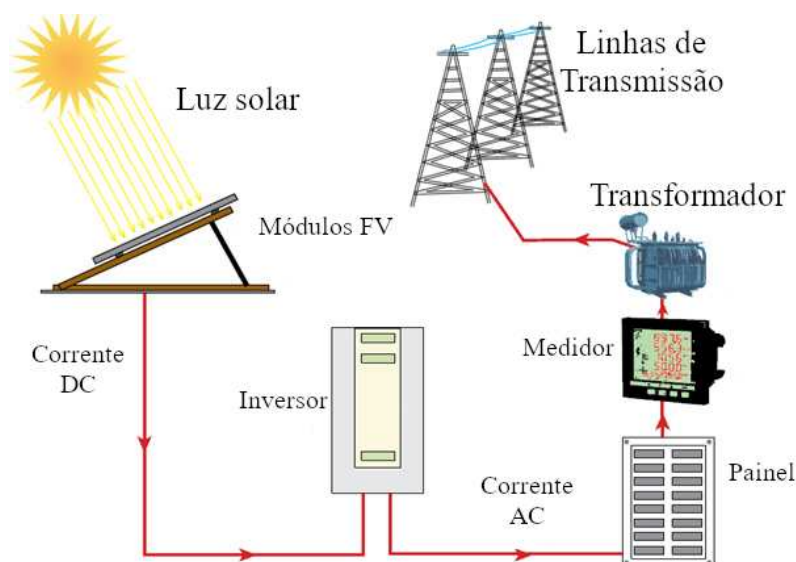


Figura 2.16: Esquemático de uma usina FV conectada à rede, adaptado de (OKAFOR; ONWU-SURU, 2013)

Os módulos utilizados em uma usina podem ser classificados quanto ao tipo de célula que os compõe. As três principais tecnologias utilizadas em silício são descritas a seguir.

- Silício monocristalino: Possui a maior eficiência dentre os materiais utilizados para fabricação de células PV, variando entre 13% e 17%. Entretanto, o processo de fabricação de células com este tipo de silício é bastante dispendioso, devido à dificuldade de se compor a estrutura de cristal sem impurezas. Kalogirou (KALOGIROU, 2009) reporta que a eficiência destes módulos é reduzida em condições de pouca luminosidade. Este tipo de material é mais comumente aplicado em instalações residenciais ou comerciais.
- Silício policristalino: Células policristalinas são construídas a partir de múltiplos grãos de silício monocristalino, por meio de um processo mais barato. Sua eficiência de geração gira em torno de 11% e 15%, podendo cair consideravelmente ao operar em temperaturas maiores que a ambiente (MELO, 2014)
- Silício amorfo: Também conhecido como células de filme fino (*thin-film*), são compostos por átomos de silício arranjados em uma fina camada homogênea (KALOGIROU, 2009). Módulos de filme fino apresentam a menor eficiência dentre as tecnologias citadas anteriormente, variando entre 6% e 8%, eles porém não apresentam redução significativa na eficiência ao operar sob altas temperaturas, ou sob efeitos de sombreamento. (MELO, 2014)

As tecnologias apresentadas e suas particularidades devem ser avaliadas minuciosamente, no projeto de uma usina FV, para que se possa escolher a que melhor se aplica à potência nominal e às condições geográficas e meteorológicas de operação. A eficiência de um módulo fotovoltaico pode ser medida pela potência de saída com uma irradiância incidente de 1000 W/m^2 , em uma superfície de 1 m^2 e à temperatura de 25°C .

Para maximizar a captação de energia solar, os módulos devem ser alinhados corretamente em relação ao sol. Para usinas centralizadas localizadas no hemisfério sul, como a avaliada neste estudo, os módulos seguem a orientação norte-sul, sendo que a face dos módulos deve estar orientada em direção ao Norte verdadeiro. Esta regra, entretanto, pode não ser válida em casos nos quais o clima da região de operação sofra elevadas variações, como em locais com ocorrência de neblina durante a manhã (PINHO; GALDINO, 2014).

É relevante salientar que o processo de geração fotovoltaica produz energia em CC. A energia gerada é então enviada para dispositivos chamados inversores, que convertem a corrente contínua em corrente alternada. Após esta etapa, a energia é enviada para o painel de distribuição de circuitos de baixa tensão, que antecede a etapa de mensuração da energia gerada. A corrente CA passa para um transformador e, em seguida, é injetada na rede.

A eficiência de um inversor é proporcional à sua potência de operação, alcançando valores próximos de 90% quando a potência de entrada chega de 30% a 50% de seu valor nominal (KALOGIROU, 2009). Além disto, o desempenho de inversores é diretamente influenciado pela forma de onda de saída, distorção harmônica, eficiência dos módulos FV.

A Figura 2.17 contém a visão da usina fotovoltaica centralizada de 500 MW *Golmud Solar Park*, uma das maiores do mundo.



Figura 2.17: Usina de 500 MW *Golmud Solar Park*, em Qinghai, China

2.2.9.1 Inversor

O inversor é um equipamento utilizado para realizar o processamento da energia CC gerada pelos módulos FV, convertendo-a em energia CA. Esta conversão é necessária para injetar a energia produzida na rede elétrica. No mercado atual, existe uma grande variedade de inversores, tendo como exemplos, os microinversores, inversores de fileiras de módulos para instalação interna ou

externa, monofásicos, trifásicos, conectados à rede (*grid-connected* ou *grid-tied*) ou autônomos (*stand-alone*).

Além da conversão de energia, as principais funcionalidades do inversor consistem em garantir a segurança do sistema, regular a tensão do lado CA e maximizar a eficiência de conversão η_{inv} , dada pela equação 2.1:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{CA} \cdot I_{CA} \cdot \cos(\phi)}{V_{CC} \cdot I_{CC}}, \quad (2.1)$$

Onde P_{out} , V_{CA} e I_{CA} representam, respectivamente, a potência, a tensão e a corrente na saída e do inversor; $\cos(\phi)$ é o fator de potência, e P_{in} , V_{CC} e I_{CC} representam a potência, a tensão e a corrente na entrada do inversor. Segundo (KALOGIROU, 2009), o desempenho de um inversor, caracterizado por sua eficiência, depende principalmente dos fatores listados a seguir:

- Ponto de operação: Como é evidenciado pela equação 2.1, a eficiência de um inversor depende da potência CC na entrada do mesmo. Esta, por sua vez, é dependente do ponto de operação dos módulos fotovoltaicos em relação à curva característica I-V. Para garantir a máxima energia na saída dos módulos, sob as condições de luminosidade e temperatura no campo solar, usualmente são implementados no inversor rastreadores do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Estes controladores são responsáveis por manter a tensão de operação dentro de um limiar especificado para maximizar a conversão.
- Frequência e distorção harmônica da rede: A frequência da onda de saída de um inversor deve ser sincronizada com a frequência da rede elétrica. A faixa de operação recomendada, de acordo com (SALAMEH, 2014), varia de 59,5 a 60,5 Hz. A forma de onda da tensão nos terminais de saída do inversor é do tipo senoidal a 60 Hz. Entretanto, em aplicações reais são observadas formas de onda distorcidas de um sinal senoidal puro. Estas são compostas por ondas senoidais na frequência de 60 Hz, chamada fundamental, acrescida de ondas em frequências múltiplas da fundamental. A presença de harmônicas na rede é prejudicial à maioria dos equipamentos conectados a ela, pois componentes de alta-frequência geram calor no transformador, motores de indução, e outras cargas.
- Fator de potência: Trata-se da potência ativa fornecida dividida pelos valores de tensão e corrente nos terminais do inversor. Um valor de fator de potência muito menor que 1 pode implicar em aumento de perdas de transmissão, o que requer adaptação de cargas reativas no sistema para aproximar o fator de potência do valor unitário. Isto acaba implicando em custos mais elevados na instalação de um sistema FV.

2.3 Análise de viabilidade econômica de sistemas heliotérmicos e fotovoltaicos de grande porte

Esta seção é destinada à apresentação dos conceitos importantes para a análise de viabilidade econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas. O principal objetivo da análise econômica é fornecer ferramentas para avaliação do potencial de retorno financeiro de um investimento. Considerando que o objeto de análise são plantas geradoras de energia de grande porte, que usualmente requerem alto investimento e possuem retorno financeiro distribuído no tempo, a análise de viabilidade econômica torna-se imprescindível.

2.3.1 Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa Descontado é um dos principais mecanismos aplicados na observação da expectativa de lucro de uma empresa. Este mecanismo é definido pelo movimento de entradas e saídas de dinheiro do caixa da empresa, em uma determinada janela temporal. Usualmente, no caso de usinas geradoras, o fluxo é contabilizado anualmente, durante o período de vida útil previsto para a usina.

Esta ferramenta permite um alto nível de detalhamento das entradas e saídas de caixa, levando em conta os custos do projeto, tributações aplicáveis à renda, despesas com operação e manutenção, financiamento e taxa mínima de atratividade (TMA).

Há dois modelos distintos de Fluxo de Caixa, aplicados de acordo com o objetivo da empresa. Cada um emprega diferentes taxas de desconto. Ambos são descritos a seguir:

- Fluxo de Caixa Livre para Acionistas (FCLA): É adequado para averiguar o retorno de um investimento feito por terceiros. As taxas consideradas neste modelo são calculadas conforme a participação dos acionistas em um negócio.
- Fluxo de Caixa Livre para Empresas (FCLE): É indicado para aferir o valor de uma empresa como um todo.

2.3.2 Custo de Capital

Há uma série de conceitos que devem ser compreendidos antes da realização do cálculo de indicadores econômicos. Dentre eles, destaca-se a precificação do capital, que simboliza o custo de oportunidade de um recurso a ser empregado, no caso o capital próprio e de terceiros que é aplicado no financiamento de, por exemplo, um projeto. Sua importância deve-se ao fato de o custo de capital reunir em si informações acerca do risco e também do retorno de um investimento, definindo quanto custa para um agente financiador o empréstimo de dinheiro para a empresa. De forma geral, o capital próprio possui maior risco, em comparação com o uso de capital de terceiros, o que implica em maior remuneração para o acionista.

A literatura indica que, geralmente, o modelo de precificação de capital mais aceito para estimar o custo de capital é o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*) (NETO, 2017; PINTO, 2020). Nele são ponderados tanto o custo de capital próprio quanto o de terceiros, quantificados conforme o percentual de financiamento recebido por um empreendimento.

No Brasil, a agência reguladora ANEEL encarrega-se de calcular os custos de capital para os setores de geração, transmissão e distribuição de energia. Para tanto, a agência emprega o Modelo de Precificação dos Ativos Financeiros (*Capital Asset Pricing Model - CAPM*) utilizado nos Estados Unidos. Este modelo associa risco e retorno de maneira linear, adequando alguns parâmetros específicos da realidade Norte-Americana à estrutura de capital brasileira e aos riscos de investimento em território nacional (ANEEL, 2020a). A equação (2.2) demonstra a equação utilizada pela ANEEL para a obtenção do retorno esperado para um ativo.

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B, \quad (2.2)$$

Nela, custo de capital próprio é representado por r_P , r_m é a taxa de risco de mercado, ou retorno esperado da carteira de mercado, r_f é o retorno do ativo livre de risco, r_B é o risco de investimento no Brasil, ou simplesmente Risco Brasil, β é o índice de risco sistemático para o setor elétrico. Pelo produto entre β e $(r_m - r_f)$ é possível aferir o risco do negócio.

Para o cálculo do beta, a ANEEL executa uma análise de n empresas do setor elétrico regulado americano, a fim de calcular o beta alavancado $\beta_n^{alavancado}$. Levando em consideração a estrutura de capital de cada empresa, é calculado então o beta desalavancado $\beta_n^{desalavancado}$ para o mercado americano por meio da equação (2.3), na qual E_n e D_n são, respectivamente, os percentuais de capital próprio e de terceiros da empresa n , e T_{ref} é a alíquota de impostos do mercado de referência.

$$\beta_n^{desalavancado} = \beta_n^{alavancado} \left(\frac{E_n}{E_n + D_n(1 - T_{ref})} \right), \quad (2.3)$$

A média aritmética dos betas desalavancados do mercado de referência é calculada em seguida, e este novo beta médio $\beta_m^{desalavancado}$ é utilizado no cálculo de beta realavancado $\beta_{br}^{realavancado}$, que agora leva em consideração a estrutura de capital da empresa de interesse e a alíquota brasileira T_{br} de impostos. A formulação do cálculo descrita acima é apresentada pela equação (2.4).

$$\beta_{br}^{realavancado} = \beta_m^{desalavancado} \left(\frac{E + D(1 - T_{br})}{E} \right), \quad (2.4)$$

O custo de capital de terceiros é calculado conforme a Equação (2.5). A Nota Técnica n°89/2014-SRE/ANEEL, publicada pela ANEEL em 2014, estabelece que o custo de capital de terceiros r_d é composto pela soma entre a taxa livre de risco r_f , o risco de crédito r_C e o risco Brasil r_B .

$$r_d = r_f + r_C + r_B. \quad (2.5)$$

Uma vez em posse de r_d e r_p , pode-se finalmente calcular o WACC, ponderado pelo percentual relativo de capital próprio e de terceiros utilizado. O cálculo do WACC é dado por (2.6). As equações (2.7) e (2.8) demonstram, respectivamente, o cálculo do percentual de capital próprio e capital de terceiros.

$$r_{WACC} = r_p \left(\frac{E}{E+D} \right) + r_d \left(\frac{D}{E+D} \right), \quad (2.6)$$

$$W_p = \frac{E}{E+D}, \quad (2.7)$$

$$W_d = \frac{D}{E+D}. \quad (2.8)$$

2.3.3 Análise de investimento

A viabilidade econômica de um projeto é aferida através de um conjunto de indicadores, que extraem informações acerca do investimento a partir do fluxo de caixa. Os indicadores empregados neste estudo são: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), o *Payback* descontado e o Custo Nivelado de Energia (LCOE).

2.3.4 Valor Presente Líquido

O VPL é definido, em termos gerais, como a riqueza líquida gerada por um investimento. Pode ser definido como a soma de todas as n parcelas do Fluxo de Caixa FC_n , trazida para o valor presente por meio de uma taxa de desconto r_{disc} , que pode ter capitalização anual ou mensal, a depender do período estipulado para retorno do investimento. Em projetos de usinas, a capitalização tipicamente aplicada é anual, em decorrência da baixa flutuação de entradas e saídas de caixa em períodos menores que um ano.

O valor obtido a partir do cálculo do VPL pode indicar viabilidade de um investimento se for maior que zero. Quanto maior o VPL, maior a lucratividade alcançada pelo negócio. Entretanto, se o VPL calculado for menor que zero, o investimento gerará prejuízo para a empresa e acionistas.

A taxa de desconto r_{disc} empregada está vinculada ao tipo de fluxo de caixa com que se trabalha no projeto. A fim de estabelecer uma avaliação de risco de investimento tanto para a empresa quanto para seus acionistas, optou-se por aplicar a WACC como taxa de desconto, por ponderar ambos os fatores de risco. O VPL, conforme (DAMODARAN, 2010), é dado pela equação (2.9).

$$VPL = \sum_{n=0}^t \frac{FC_n}{(1+r_{disc})^n} \quad (2.9)$$

2.3.5 Taxa Interna de Retorno Modificada

A taxa interna de retorno é estabelecida como a taxa de desconto que, ao ser aplicada na equação (2.9), gera um VPL igual a zero. A obtenção desta taxa é feita por métodos iterativos, uma vez que o cálculo manual é trabalhoso.

Deve-se considerar que existe a possibilidade de que, ao longo do período de análise do fluxo de caixa, pode haver uma ou mais parcelas em que o valor do FC seja negativo. Neste caso, é possível encontrar mais de uma taxa que anula o VPL.

Para contornar este problema, é calculada a TIRM, que emprega diferentes valores de taxa de desconto. Parcelas com fluxo de caixa positivo FCP_n são calculadas utilizando-se de uma taxa de aplicação, R_a , enquanto que parcelas com fluxo negativo FCN_n usufruem de uma taxa de captação, ou reinvestimento, R_c . De maneira semelhante à TIR, a TIRM é avaliada para um tempo t , entendido como a vida útil da planta. A fórmula aplicada para o cálculo da TIRM é calculada em (OLIVEIRA, 2020) pela equação (2.10).

$$TIRM = \left(\frac{\sum_{n=0}^t FCP_n (1 + R_a)^{t-n}}{\sum_{n=0}^t \frac{|FCN_n|}{(1+R_c)^n}} \right)^{\frac{1}{t}} - 1 \quad (2.10)$$

A avaliação de viabilidade de investimento por meio da TIRM consiste na comparação do valor obtido pela equação (2.10) com a TMA do projeto. Esta determina o menor valor possível para a taxa de desconto, por meio do qual a aplicação de capital ainda pode ser considerada um procedimento viável. A TMA é determinada de acordo com as expectativas de retorno de capital por parte dos tomadores de decisão. Depreende-se, portanto, que se a TIRM for menor que a TMA estabelecida, não há viabilidade econômica para se investir no projeto. Contudo, quanto maior for a TIRM em relação à TMA, mais atrativa é a aplicação de capital.

2.3.6 *Payback* Descontado

O *Payback* Descontado mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo. O risco de um empreendimento é diretamente proporcional ao valor do *Payback*. Projetos com curto prazo para retorno de capital são menos arriscados.

Para se encontrar o *Payback* Descontado, é necessário verificar em quanto tempo o investimento inicial é igualado ao retorno das parcelas periódicas no fluxo de caixa. Deve-se, portanto, trazer os ativos para o valor presente, considerando uma taxa de desconto r_{disc} , para que então o tempo de *cashback* possa ser corretamente mensurado. Em outras palavras, o procedimento consiste em encontrar o tempo t que torna o VPL na equação (2.9) nulo.

2.3.7 Custo Nivelado de Energia

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) define o LCOE como um método transparente de mensuração dos custos de geração de energia para os investidores do setor elétrico (OECD, 2010). Além disto, o LCOE é um indicador amplamente usado na análise de custo e desempenho de fontes renováveis de energia ao redor do globo. A Agência Internacional para as Energias Renováveis (do inglês, *International Renewable Energy Agency* - IRENA) destaca-se por utilizar o LCOE como uma de suas principais ferramentas na análise de tendências no âmbito de custos de geração (IRENA, 2020).

O cálculo do LCOE é relativamente simples, e está evidenciado na equação (2.11). Nela, todos os custos C_n ao longo das parcelas do fluxo de caixa são trazidos para o valor presente, sob a taxa de desconto r_{disc} que reflete o custo de capital, e em seguida, somados. O mesmo procedimento ocorre para a energia gerada a cada ano de operação E_n . Entende-se que os custos anuais englobam as despesas com operação e manutenção da planta, bem como gastos com combustível. O investimento INV_0 é contabilizado como o custo para $t = 0$.

$$LCOE = \frac{INV_0 + \sum_{n=1}^t \frac{C_n}{(1+r_{disc})^n}}{\frac{E_n}{(1+r_{disc})^n}}. \quad (2.11)$$

Entende-se que a avaliação de desempenho de uma usina CSP ou PV em função do LCOE deve ser comparativa, levando em consideração o histórico anual de valores obtidos para a tecnologia em análise. Agências internacionais como o IRENA coletam dados de uso de energias renováveis em todos os países, servindo de limiar para tomada de decisão. Para casos em que um tipo de usina não apresente dados locais suficientes, como, por exemplo, a tecnologia CSP no Brasil, deve-se equiparar o LCOE obtido com a média mundial para a tecnologia em questão. Para usinas CSP, no ano de 2019, o LCOE médio foi USD 0,182/kWh, enquanto que para usinas FV chegam a USD 0,068/kWh (IRENA, 2020). Se o valor deste indicador para um projeto específico for muito maior que a média, isto indica que o processo de geração é de alto custo no país. Neste caso, o auxílio de indicadores como o VPL e a execução de análises de sensibilidade permite evidenciar quais parâmetros têm mais peso nos custos de uma planta. Isto também propicia que políticas de incentivo sejam direcionadas a fim de reduzir efetivamente os custos associados a maquinário e mão de obra, por exemplo.

2.3.8 Considerações Finais

Nestes capítulos foram apresentados os conceitos básicos acerca do princípio de funcionamento das quatro principais topologias de plantas heliotérmicas e de uma usina fotovoltaica. Além disso, foram apresentadas as particularidades técnicas de todas as plantas estudadas, considerando os diferentes métodos empregados para a captação de luz, os ciclos de potência empregados na geração CSP e a caracterização de módulos FV e inversores. Também foi explanada a modelagem econômica utilizada na mensuração do retorno de um investimento, por meio de um detalhamento da

estrutura de capital, do modelo de fluxo de caixa, e os indicadores de viabilidade econômica que são empregados neste estudo.

O próximo capítulo detalha a metodologia empregada em cada fase desta pesquisa, a fim de atingir os objetivos definidos no início do trabalho.

Capítulo 3

Metodologia

3.1 Considerações Iniciais

A metodologia desenvolvida neste trabalho é segmentada em duas partes. A primeira é focada nos aspectos técnicos e levantamento de parâmetros de plantas de referência, enquanto que a segunda versa sobre o desempenho técnico e econômico de plantas solares em território brasileiro. Tendo em vista as diferentes topologias propostas, o método desenvolvido foi padronizado de maneira a permitir sua aplicação em cada uma das tecnologias CSP e FV examinadas. Todas as simulações técnicas são realizadas no *software System Advisor Model*, que fornece dados técnicos de saída como, por exemplo, a energia elétrica gerada, o fator de capacidade, as perdas técnicas e o desempenho mensal da usina. Neste capítulo, também, serão apresentados os cálculos empregados pelo SAM para efetuar as estimativas de geração de energia, para cada tecnologia.

A análise de viabilidade econômica dos investimentos é efetuada utilizando-se indicadores, como o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno Modificada, o *Payback* Descontado e o Custo Nivelado de Energia.

Uma análise de sensibilidade univariada é executada para determinar como parâmetros-chave, como preço de venda de energia, custo direto de equipamentos e taxa de câmbio, afetam o fluxo de caixa e os indicadores de viabilidade econômica.

3.2 Visão Geral da Metodologia

O fluxograma geral da metodologia proposta neste estudo é apresentado na Figura 3.1. A metodologia pode ser aplicada para a análise de viabilidade técnica e econômica de plantas CSP e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*). Ela pode ser dividida em duas fases, denominadas análise técnica da planta de referência e análise técnico-econômica da planta validada.

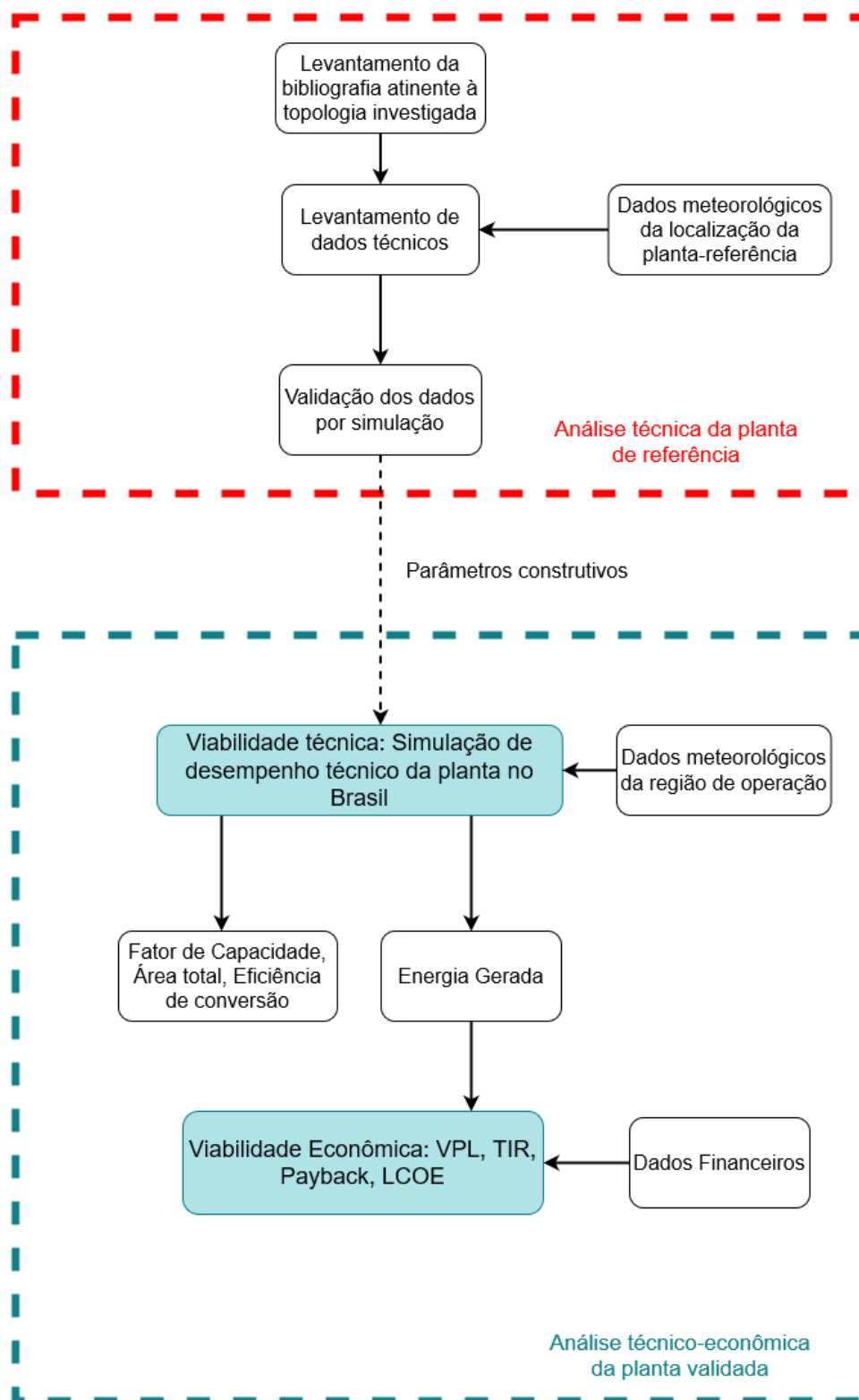


Figura 3.1: Fluxograma geral da metodologia

A primeira fase concentra-se no estudo e análise técnica de projetos dessas plantas em diferentes regiões do planeta. Esta etapa é iniciada, para cada tecnologia, por meio de um levantamento da bibliografia atinente à tecnologia investigada. A escolha das regiões de operação e, consequente-

mente, dos trabalhos referentes às mesmas, foi realizada considerando níveis de DNI e GHI maiores ou iguais aos índices verificados em território brasileiro. O objetivo desta etapa é obter parâmetros construtivos de projetos de plantas de referência e validá-los por simulação. Para tanto, são realizadas análises comparativas entre o potencial energético das plantas simuladas e o desempenho técnico das plantas de referência, sob as mesmas condições climáticas. Os dados climáticos são obtidos a partir de bancos de dados internacionais, como a *National Solar Resource Database* (NSRDB), para as coordenadas apresentadas nos trabalhos da literatura.

Após validados, os parâmetros construtivos são aplicados no cenário brasileiro. As plantas, uma vez caracterizadas por seus parâmetros técnicos, são chamadas de "Plantas de Referência". As subetapas desta fase são detalhadas na Seção 3.3, que descreve os procedimentos da metodologia para coleta de dados, simulação e validação da planta de referência, detalhando as interfaces de simulação e os parâmetros construtivos exigidos por cada tecnologia.

A segunda fase da metodologia almeja a realização de análises técnicas e econômicas da planta validada operando no Brasil. São executadas simulações de viabilidade técnica e viabilidade econômica das plantas validadas na fase anterior, aplicando em território brasileiro os parâmetros obtidos. Nesta fase são executadas análises de viabilidade em cada uma das plantas, isoladamente, seguidas de análises comparativas de seu desempenho. O procedimento realizado nesta etapa é detalhado na seção 3.4, que mostra a metodologia utilizada para a análise técnico-econômica das plantas CSP e FV validadas.

3.3 Análise Técnica da Planta de Referência

Nesta seção são detalhados os procedimentos para análise técnica de usinas CSP e FV em diferentes países. A metodologia é segmentada em uma cadeia de subetapas, que é iniciada com o levantamento dos parâmetros construtivos de plantas heliotérmicas e fotovoltaicas em diferentes localizações, conforme foi mencionado anteriormente. Em seguida, são detalhados os procedimentos para levantamento de dados técnicos das plantas, chamadas de plantas de referência. A última subetapa detalha o processo de validação dos dados técnicos por meio de simulação.

3.3.1 Levantamento Bibliográfico

O levantamento da bibliografia atinente é o primeiro passo da metodologia empregada neste estudo. Ele é executado de maneira a conhecer as particularidades técnicas das topologias presentes na literatura. Nele é efetuado um resumo dos principais projetos de usinas CSP em operação, bem como de artigos de análise de viabilidade técnica para implantação de usinas em diversos países (AWAN, 2020; ABBAS; MERZOUKL, 2012; PRAVEEN; BASEER, 2018; BISHOYI; SUDHAKAR, 2017).

Para cada topologia avaliada neste estudo, é escolhido um artigo que contenha informações de projeto das plantas, como dimensionamento de componentes, condições de instalação e operação, coordenadas geográficas e características de perdas ópticas, elétricas e térmicas. São ainda obtidos

dados de geração, fator de capacidade e eficiência das plantas nos locais de referência, que servem como parâmetros de comparação de desempenho na etapa de validação.

A potência nominal de instalação é um dos primeiros parâmetros analisados em cada projeto, pois ela impacta diretamente em diversos elementos técnicos da planta, como perdas parasitárias, energia gerada, área ocupada e volume de HTF, bem como elementos financeiros, como custo de operação e manutenção (O&M), custo de contingenciamento, maquinário e demais despesas. A escolha do tamanho nominal da planta é efetuada balanceando a maximização de benefícios com a minimização de custos. É importante salientar que cada artigo possui critérios individuais de escolha de potência nominal e localização ótima de instalação. Este último está associado a regiões com céu claro, índices de irradiação propícios, e em alguns casos, disponibilidade de recursos hídricos. Os critérios de localização, entretanto, não interferem no levantamento de parâmetros de referência, uma vez que a análise, em um primeiro momento, é conduzida isoladamente para cada tecnologia.

Os projetos escolhidos para todas as plantas analisadas possuem a mesma potência, a fim de que a análise comparativa do potencial de geração das plantas e do custo-benefício do investimento, realizada em etapas posteriores, seja justa. Devido a esta restrição, foi estabelecido neste estudo o valor de 100 MW para a potência nominal de projeto para todas as tecnologias avaliadas. Este valor foi selecionado devido à maior variedade de trabalhos disponíveis na literatura de topologias CSP que abordam usinas de 100 MW, pois este é um valor ótimo para desenvolvimento de estudos de viabilidade, conforme avaliado pela NREL (KURUP; TURCHI, 2015).

3.3.2 Levantamento de dados técnicos e climáticos das plantas de referência

Nesta subetapa, inicialmente, são coletados os dados climáticos respectivos a cada região de operação das plantas de referência. Esses são obtidos de arquivos fornecidos por bases de dados climatológicos internacionais (NREL, 2020; SENGUPTA et al., 2018), e servem de entrada para o SAM na seção *Location and Resource* da interface do SAM, que é comum a todas as topologias simuladas.

O SAM utiliza dados do tipo TMY (do inglês *Typical Meteorological Year*), fornecidos por agências de meteorologia, para calcular a geração de energia horária ao longo de 365 dias do ano. O TMY pode ser entendido como um ano típico de uma região, obtido a partir de bancos de dados climáticos que abrangem determinada faixa de tempo. Cada entrada em um arquivo TMY contém informações meteorológicas em um intervalo de uma hora. O *software* extrai automaticamente todas as informações necessárias, como dados históricos anuais de velocidade do vento, temperatura ambiente e irradiação normal direta, difusa e global horizontal.

A Figura 3.2 mostra a interface de entrada para dados climatológicos no SAM. Tanto os dados históricos quanto as médias anuais são utilizados em simulação, e podem ser acessados pelo usuário nesta página para comparação entre características climatológicas de diferentes regiões de interesse. Na figura estão evidenciados quatro pontos de interesse. Os pontos 1 e 2 apresentam, respectivamente, o diretório de entrada do arquivo de clima e o acesso à visualização gráfica dos

dados climatológicos fornecida pelo SAM. O ponto 3 fornece dados do cabeçalho do arquivo, como coordenadas da região em que foram feitas as medições. O ponto 4 apresenta os índices anuais de irradiação média fornecidos, além de médias anuais de temperatura e velocidade do vento. Os índices são calculados pelo SAM aplicando uma média aritmética de todos os valores horários fornecidos para 365 dias do ano.

Figura 3.2: Interface do SAM para entrada de dados climáticos.

O correto dimensionamento de todas as plantas a serem simuladas é essencial para a obtenção de resultados técnicos coerentes com a realidade de usinas geradoras no Brasil e no mundo. Tendo em vista os conceitos fundamentais sobre geração heliotérmica e fotovoltaica apresentados no capítulo 2, esta subseção apresenta a metodologia de obtenção de parâmetros técnicos, demandados pelo *software* de simulação, de todas as plantas solares empregadas neste estudo.

A obtenção dos parâmetros construtivos de cada usina é feita a partir dos artigos e análises levantados na subseção 3.3.1. Cada topologia fornece um conjunto extenso de parâmetros construtivos.

A quantidade e as especificações das etapas e subetapas demandadas pela interface de simulação variam entre as topologias. Cada uma pode conter mais ou menos páginas para inserção de parâmetros, a depender da robustez do modelo de simulação projetado pela NREL. As seções de 3.3.2.1 a 3.3.2.5 a seguir detalham os dados de entrada requeridos pelo SAM para simulação das topologias torre solar, coletor cilindro-parabólico, refletor linear fresnel, disco parabólico e, finalmente, sistema fotovoltaico *on-grid*.

3.3.2.1 Torre Solar

Nesta seção é apresentado o detalhamento dos dados de entrada necessários para a simulação da planta heliotérmica do tipo Torre Solar. A Figura 3.3 exibe a interface de simulação para entrada de dados técnicos referentes ao campo solar. O modelo de simulação deste sistema heliotérmico é o mais robusto dentre todas as topologias.

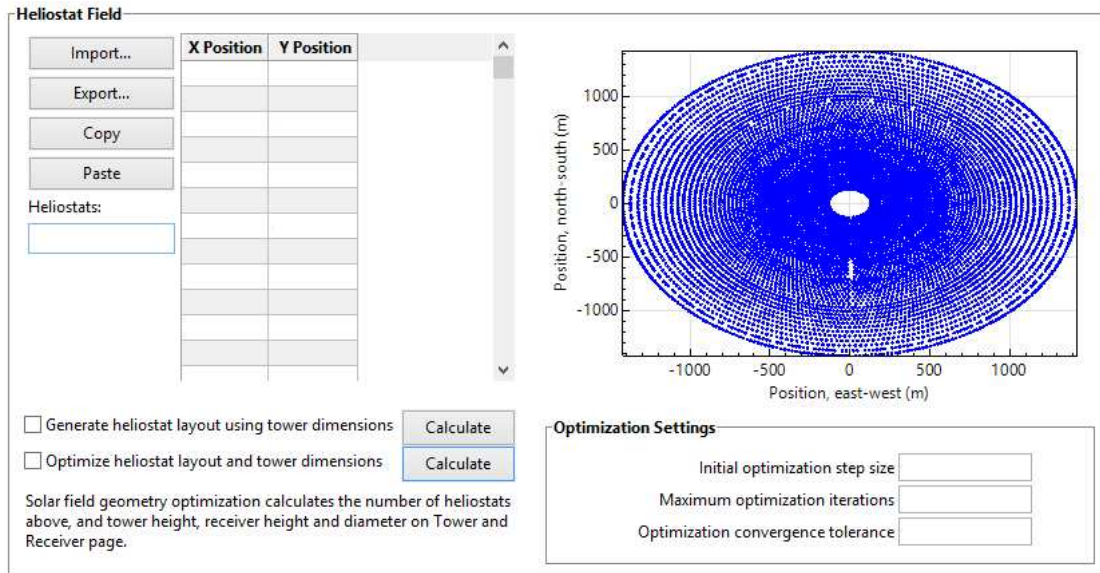


Figura 3.3: Interface do SAM para simulação de planta ST.

A modelagem da estrutura geral da planta pode ser dividida em quatro tópicos principais, em que parâmetros de entrada específicos são requeridos pelo SAM, conforme exibido a seguir:

- **Desenho do sistema:** Este conjunto reúne valores nominais de projeto para a planta. O SAM demanda parâmetros como temperaturas de entrada e saída do HTF, quantidade de horas de operação do armazenamento térmico a plena carga, múltiplo solar, DNI em W/m^2 no ponto de operação, eficiência térmica e potência nominal da turbina do gerador, em MW . Uma vez que estes parâmetros são obtidos, o SAM calcula parâmetros como as eficiências dos demais processos da planta, tempo mínimo de armazenamento e perdas parasitárias, presentes no processo de conversão da energia térmica em elétrica.
- **Campo de heliostatos:** Trata-se da página que requer o maior detalhamento no projeto. Nela são detalhadas as propriedades geométricas dos heliostatos e as perdas ópticas associadas, bem como suas características de operação. Além disso, são especificados a área projetada para abrigar outras instalações da usina além do campo solar e os coeficientes de atenuação atmosférica. A disposição dos heliostatos no campo solar é calculada pelo *software* SolarPILOT, da NREL. Ele calcula a eficiência de coleta de energia de cada heliostato individualmente. Após coletar as informações necessárias, o SAM define um conjunto inicial de posições dos heliostatos por meio de um algoritmo de espalhamento radial, que aloca os heliostatos em linhas de mesmo raio em relação à Torre Central. O *software* otimiza as posições iniciais por meio de testes da produtividade anual de cada heliostato, em comparação com o valor nominal de energia esperado para o solstício de verão. A expressão responsável pela otimização obedece à equação (3.1), na qual a energia que incide sobre o receptor, \dot{q}_{rec} , deve ser menor que a energia nominal (\dot{q}_{nom}) acrescida das perdas por tubulação (\dot{q}_{tub}) e perdas térmicas, onde \dot{q}_{hl}'' é o coeficiente de perdas térmicas do receptor por unidade de área, e A_{rec} representa a área total do receptor.

$$\dot{q}_{rec} < \dot{q}_{nom} + \dot{q}_{hl}'' A_{rec} + \dot{q}_{tub}, \quad (3.1)$$

- *Torre e receptor*: Neste grupo são dimensionados a torre e o receptor do sistema. São ainda especificados o tipo de fluido de transferência de calor e suas propriedades, o fluxo de calor e perdas do receptor, o coeficiente de perda de calor por tubulação, além de várias propriedades térmicas do receptor.
- *Thermal Storage*: Engloba especificações sobre o sistema de armazenamento, como as dimensões, a quantidade e capacidade dos tanques de armazenamento, as temperaturas mínima e máxima do fluido de transferência de calor no ciclo de potência e as perdas associadas ao HTF.

3.3.2.2 Coletores Cilindro-Parabólicos

Nesta seção é apresentado o detalhamento dos dados de entrada na simulação da planta do tipo Coletor Cilindro-Parabólico. A seguir, são evidenciadas as entradas específicas a esta topologia, em suas respectivas categorias.

- *Campo Solar*: Nesta página são calculados parâmetros técnicos do campo solar, com base em entradas como espaçamento entre os módulos, rugosidade da tubulação, especificações sobre o HTF, orientação angular dos coletores, e capacidade térmica da planta. Também devem ser definidos quais modelos de SCAs e HCEs são utilizados, além da quantidade de módulos por *loop*. O *loop* pode ser resumido como o ciclo fechado de circulação do HTF, que é aquecido no campo solar e retorna arrefecido após transferir sua energia térmica.
- *Coletores (SCAs)*: Neste ponto são atribuídas as especificações do tipo de coletor. O SAM possui uma biblioteca com variados modelos de coletores no mercado, com diferentes características ópticas e geométricas. A simulação permite a aplicação de até quatro modelos de coletores distintos.
- *Receptores (HCEs)*: De maneira semelhante aos coletores, aqui são especificados os receptores contidos em um *loop*. O SAM também disponibiliza para o usuário uma biblioteca que contém diversos modelos de receptores, com características distintas.

3.3.2.3 Refletor Linear Fresnel

A simulação para a topologia LFR contém uma interface mais simples que as duas outras apresentadas anteriormente. Em geral, os principais parâmetros de projeto, em termos de maximização de eficiência, são a largura dos espelhos, o número total de fileiras e o espaçamento entre espelhos consecutivos. As categorias de projeto exclusivas do LFR são detalhadas a seguir.

- *Campo Solar*: Engloba dados de entrada referentes ao campo solar, como velocidade do vento, temperaturas máxima e mínima de operação do HTF, e irradiação nominal no ponto

de operação. Ela também inclui parâmetros do fluido de transferência de calor e da tubulação por onde escoará o HTF. Com base nestas entradas e nas especificações de coletor e receptor, o SAM calcula os valores nominais para o número total de *loops* do sistema, área de coleta da energia solar requerida, energia térmica obtida no processo de aquecimento e eficiências térmicas e ópticas de um único *loop*.

- Coletor e receptor: Diferentemente da topologia CCP, o SAM não apresenta modelos de coletores e receptores disponíveis no mercado. Ao invés disso, o *software* disponibiliza variados modelos matemáticos para simular o desempenho dos mesmos. Para os coletores, deve-se inserir parâmetros geométricos e de ângulos de incidência. Quanto aos receptores, é necessário especificar as características do receptor de tubo evacuado, como absorvância, emitância do envelope de vidro e perdas térmicas do receptor.
- Armazenamento térmico: Esta página engloba dados característicos do sistema de armazenamento da planta, como dimensões e capacidade dos tanques, eficiência, temperatura de operação e tipo de fluido utilizado para armazenamento. Engloba também as entradas para controle do despacho de energia elétrica, que nas topologias anteriores eram alocadas na página *System Control*.
- Perdas parasitárias: Trata-se de uma página dedicada exclusivamente para a quantificação de diversas perdas parasitárias presentes no sistema. Devem-se especificar os coeficientes de perdas da tubulação, a potência perdida com o sistema de rastreamento solar dos coletores e a potência consumida pelas turbinas utilizadas na manutenção do fluxo do HTF. Estes coeficientes dependem dos materiais empregados em todo o processo de conversão de energia solar para elétrica.

3.3.2.4 Disco Parabólico

Entre todas as topologias analisadas, a simulação da planta heliotérmica do tipo Disco Parabólico é a que requer a menor quantidade de parâmetros de entrada para sua realização, o que implica em menor robustez para a simulação como um todo. Os principais parâmetros contemplados na modelagem de uma planta DS para simulação são a configuração do concentrador e o diâmetro do mesmo, o ângulo de abertura, a distância focal e a caracterização do motor *Stirling*. O *software* aplica os parâmetros de simulação em um modelo matemático proposto por Fraser (FRASER, 2008) para estimar a energia gerada, fator de capacidade, e demais parâmetros técnicos de saída. Os principais componentes demandados pelo SAM para a modelagem da planta DS são descritos a seguir.

- Campo solar: Tem como entradas a quantidade de coletores parabólicos e a disposição dos mesmos. Também especifica-se a velocidade de estiva do vento e as perdas por indisponibilidade do sistema.
- Coletor Parabólico: Para o coletor, deve-se especificar propriedades técnicas dos espelhos de um único coletor parabólico, bem como desempenho geral do coletor para níveis de insolação

muito elevados. O SAM calcula automaticamente o número de coletores necessários para que se atinja a potência nominal estipulada no projeto

- Receptor: O receptor de uma planta heliotérmica DS deve ser caracterizado quanto às suas propriedades geométricas, como diâmetro de abertura e espessura das paredes do mesmo. A caracterização inclui também suas propriedades térmicas, como condutividade térmica dos tubos absorvedores e absorvância da cavidade do receptor.
- Motor *stirling*: Os parâmetros do motor *Stirling* de um único disco parabólico são especificados, desde a rotação do motor e potência nominal até diversos coeficientes utilizados pelo SAM na modelagem matemática da planta e posterior simulação de desempenho.
- Perdas Parasitárias: Quantifica-se as perdas geradas por sistemas de resfriamento, e as potências parasitárias intrínsecas a tais sistemas. As perdas dependem da velocidade das turbinas, temperatura do fluido e eficiência do radiador.

Cabe ressaltar que as entradas utilizadas pelos artigos da bibliografia seguem os valores de referência da documentação disponibilizada pela NREL (FRASER, 2008). Como esta topologia encontra-se em fase de testes nos EUA e Austrália (ANEEL, 2015), ainda não há experiência comercial suficiente para que se possa modelar o funcionamento de plantas DS com a mesma complexidade que as topologias CSP anteriores.

3.3.2.5 Usina Solar Fotovoltaica

A última tecnologia a ser dimensionada, no processo de simulação, é a solar fotovoltaica. Esta subseção elenca atributos-chave para a simulação executada pelo SAM. De maneira semelhante às usinas CSP, estes atributos são divididos de acordo com sua função na planta, conforme apresentado a seguir.

- Módulos: O módulo escolhido para a simulação possui grande impacto no desenho geral do projeto. Deve-se escolher qual modelo comercial de módulo fotovoltaico é desejável para a simulação. Uma vez escolhido, todas as características do modelo são carregadas no *software*. Tamanho, peso, eficiência, e orientação dos módulos são alguns dos parâmetros demandados pelo SAM para estimar o desempenho geral da planta.
- Inversor: De maneira semelhante ao módulo fotovoltaico, o inversor deve ser especificado pelo usuário, com base na configuração do arranjo FV, com o objetivo de se atingir a mesma potência da planta de referência.
- Projeto do sistema: Trata-se da modelagem dos parâmetros de projeto, como o número total de inversores, a quantidade de módulos por arranjo e o sistema de rastreamento do sol.
- Leiate e sombreamento: Trata-se da modelagem das perdas ópticas associadas ao sombreamento dos módulos. As perdas são classificadas como perdas externas quando são causadas por objetos externos à planta, como árvores ou edifícios. É necessário pontuar que este tipo

de perda é mais comum para sistemas urbanos. Além disto, são modeladas as perdas internas, que são causadas pelo sombreamento entre módulos ou indisponibilidade por manutenção.

- Perdas técnicas: Inclui as perdas associadas à irradiância solar, perdas parasitárias e perdas por indisponibilidade do sistema.

3.3.3 Validação dos dados técnicos

Após realizar o levantamento de dados de entrada das plantas consideradas neste estudo, são efetuadas simulações no SAM com o objetivo de obter o potencial de geração da planta. Os parâmetros de entrada são aplicados nos modelos matemáticos utilizados pelo SAM para cálculo da energia produzida pela planta, fator de capacidade, eficiência de conversão, e perdas elétricas e térmicas. Os dados climatológicos fornecidos ao *software* permitem a obtenção da produção energética horária, num período de 365 dias.

3.3.3.1 Geração em plantas CSP

Conforme apresentado na seção 2.2.3, a geração de energia em plantas CSP reais ocorre ao final do ciclo de potência, onde a energia térmica concentrada é convertida em energia mecânica, até finalmente ser convertida em eletricidade. O processo de simulação não é diferente, e a documentação do SAM emprega modelos matemáticos para simular este processo de conversão. Os dados de entrada fornecidos pelo usuário são utilizados nos cálculos das eficiências de cada processo de conversão na usina. Dados climáticos como temperaturas de entrada e saída do ciclo, massa e eficiência térmica do HTF são utilizados para calcular o fluxo de calor e massa do processo.

De maneira geral, a potência de saída de um ciclo é modelada no SAM segundo a equação (3.2). Tal formulação faz parte de um modelo genérico de uma usina CSP, e é válida para todas as topologias heliotérmicas (WAGNER; ZHU, 2011).

$$\dot{W}_{ciclo} = \eta_{ciclo} \cdot f_{pb,T} \cdot f_{pb,load} \cdot \dot{Q}_{pb}, \quad (3.2)$$

Na equação (3.2), \dot{W}_{ciclo} representa a potência gerada em MW, η_{ciclo} é a eficiência geral do ciclo de potência, cujo método de obtenção é distinto a depender da topologia observada; $f_{pb,T}$ é o fator de ajuste do bloco de potência em função da temperatura, $f_{pb,load}$ é o fator de ajuste, ou sensibilidade, do bloco de potência em função da irradiação normal direta; e \dot{Q}_{pb} é a potência térmica de saída, em megawatts, gerada pelo ciclo de potência. É interessante salientar aqui que o modelo não distingue o processo de ciclo de rankine da turbina de *Stirling*.

A equação (3.2) fornece a potência bruta gerada pela usina. Dela são subtraídas as perdas parasitárias para obtenção da potência fornecida para a rede, como é descrito na equação (3.3) .

$$\dot{W}_{liq} = \dot{W}_{ciclo} - \dot{W}_{par,fixo} - \dot{W}_{par,var}(T_{amb}, \frac{\dot{W}_{ciclo}}{\dot{W}_{nominal}}), \quad (3.3)$$

Onde \dot{W}_{liq} é a potência de saída da planta, em megawatts, $\dot{W}_{par,fixo}$ representa perdas parasitárias dependentes apenas da energia bruta gerada, enquanto que $\dot{W}_{par,var}$ representa as perdas que variam tanto com a temperatura T_{amb} , quanto com a potência de saída do ciclo \dot{W}_{ciclo} normalizada pela potência nominal da $\dot{W}_{nominal}$.

Cada tecnologia possui suas particularidades no cálculo da energia anual. Collado e Guallar (COLLADO; GUALLAR, 2016) descrevem uma equação simplificada para a topologia de Torre Solar, que considera as eficiências de cada etapa do processo de geração. Esta equação é testada por (AWAN, 2020) em um modelo matemático para uma planta ST, comparando-a com os resultados obtidos pelo SAM e obtendo resultados significativos. O modelo formulado segue o equacionamento (3.4).

$$E_{anual} = \eta_a \cdot \eta_{pb} \cdot \eta_{re} \cdot \eta_h \cdot A_h \cdot N_h \cdot DNI_{anual}, \quad (3.4)$$

Onde η_a , η_{pb} , η_{re} e η_h representam, respectivamente, as eficiências do sistema de armazenamento, ciclo de potência, receptor e heliostatos. As eficiências são multiplicadas pelo produto entre a área refletiva de um heliostato A_h , em m^2 , a energia incidente sobre o campo solar DNI_{anual} , em kWh/m^2 , e o número total de heliostatos N_h . É importante ressaltar que a equação (3.4) contém apenas valores constantes, anuais. A análise da documentação do SAM (WAGNER; GILMAN, 2011; FRASER, 2008) corrobora a eficácia da simplificação apresentada pela equação (3.4) para as outras topologias CSP, na modelagem matemática empregada pelo SAM.

3.3.3.2 Geração em plantas FV

Para a planta fotovoltaica, o trabalho desenvolvido em (AWAN, 2020) descreve a potência da planta segundo a equação (3.5)

$$P_{fv,anual} = P_{STC} \cdot d_{fv} \cdot \left(\frac{G_T}{G_{TSTC}} \right), \quad (3.5)$$

Na qual P_{STC} é a potência extraída sob condições normais de teste, que dependem da área dos módulos fotovoltaicos, d_{fv} é o fator de decaimento do módulo, também conhecido como *Performance Ratio*. Este incorpora perdas provenientes de cabeamento, poeira e sombreamento. Finalmente, G_T e G_{TSTC} representam, respectivamente, a irradiação global horizontal fora e dentro de condições padrão de operação (*Standard testing conditions* - STC).

3.3.3.3 Comparação de desempenho entre as tecnologias

Além da energia gerada, o fator de capacidade (FC) de uma usina é uma das principais ferramentas de mensuração de desempenho técnico da planta. O FC de uma usina, independentemente da tecnologia analisada, é calculado como a razão entre a energia gerada E_{net} em um ano e a capacidade máxima da usina, representada pelo produto entre o número de dias em um ano N_{dias} , o número h de horas em um dia e a potência nominal da planta P_{nom} . Praaven et al. (PRAVEEN;

BASEER, 2018) formulam o fator de capacidade segundo a equação (3.6).

$$FC = \frac{E_g}{N_{dias} \cdot h \cdot P_{nom}}, \quad (3.6)$$

Finalmente, o último parâmetro técnico de saída considerado neste estudo que mensura a qualidade da geração é a eficiência de conversão de energia solar para elétrica (ESE). Este fator é definido por (AWAN, 2020), que formula a eficiência de conversão como a razão entre a energia gerada pela planta, E_g , e a energia térmica que incide sobre o campo solar, E_{sf} , conforme a equação (3.7).

$$ESE = \frac{E_{net}}{E_{sf}} \quad (3.7)$$

Após extrair os dados dos artigos, são realizadas as primeiras simulações técnicas da topologia analisada. Como saída, o SAM fornece dados técnicos como a energia total produzida ao longo de um ano, a produção mensal, o fator de capacidade e a eficiência da planta, que servem para análise do desempenho técnico da usina e posterior comparação entre as diferentes topologias.

A validação das informações obtidas determina se o modelo de simulação tem respaldo na literatura. Ela é efetuada pela comparação dos dados de saída simulados com os resultados disponíveis na literatura, uma vez que ambos foram simulados sob as mesmas condições de entrada. Calcula-se o Erro Percentual Médio (EPM), determinado pela equação (3.8), entre os resultados obtidos e a referência. Com o objetivo de obter a maior acurácia possível, define-se que se a discrepância entre os resultados for menor que 6%, os dados são considerados como validados (DOE, 2001).

$$EPM = \frac{x_r - x_s}{x_r}, \quad (3.8)$$

Onde x_r é a saída de referência do artigo-base, seja potência, fator de capacidade ou eficiência, e x_s é a saída equivalente, obtida por meio de simulação.

As discrepâncias normalmente são fruto da natureza aleatória dos dados climatológicos, e podem ser maiores caso a base de dados utilizada seja muito diferente daquela originalmente utilizada pelo artigo. Outro fator que pode gerar discrepâncias é a divergência de versões do *software*. Versões mais recentes do SAM são mais robustas, e incluem dados construtivos que podem não ter sido especificados pelo artigo de referência, o que requer a utilização de parâmetros padrão fornecidos pelo SAM.

Caso a discrepância entre os resultados seja maior que o limite estabelecido, o conjunto de dados não pode ser utilizado em seu estado atual, e as simulações devem ser refeitas.

3.4 Análise Técnico-Econômica da Planta Validada

Após a validação dos resultados das plantas de referência, é feita uma nova simulação técnica dessas, considerando o cenário brasileiro. Com os novos resultados técnicos obtidos, realiza-se a análise de viabilidade econômica, considerando-se que a energia elétrica produzida pelas plantas é comercializada no ACR, e que os tributos, alíquotas de impostos e estrutura de capital brasileiros são aplicados.

3.4.1 Levantamento de dados meteorológicos da região de operação

A primeira etapa das novas simulações consiste no levantamento de dados climáticos de regiões de interesse no Brasil.

Praaven e Baseer (PRAVEEN; BASEER, 2018) afirmam que a instalação de plantas CSP deve ser realizada em regiões com DNI superior a $5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ($1800 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$), de modo a maximizar a geração de energia. Lovegrove e Steub (LOVEGROVE; STEIN, 2012) apontam os seguintes fatores como relevantes na escolha de local de um projeto:

- Microclima: Sendo o DNI e GHI alguns dos fatores mais importantes no projeto de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas, a base de dados utilizada em um pré-projeto deve ser escolhida com cautela. As alterações climáticas devido ao microclima de uma localização específica podem introduzir erros na análise de desempenho técnico destes projetos, caso sejam usados dados meteorológicos de áreas extensas. A variação local de temperatura ambiente, DNI e GHI deve ser sempre levada em conta.
- Velocidade do Vento: A velocidade do vento não pode ser subestimada em uma região, pois ventos muito fortes possuem impacto direto na geração. Uma velocidade muito elevada pode afetar a concentração de feixes de luz ao criar vibrações nos espelhos, por exemplo. Contramedidas como construção de barreiras e cercas podem mitigar este efeito.
- Demais condições meteorológicas: Padrões de clima como nuvens, chuva e outras condições também possuem influência direta no DNI. Condições previsíveis podem ser estimadas se os dados meteorológicos obtidos por satélite abrangem uma longa janela temporal.

Outros fatores importantes são índices de temperatura ambiente e elevação do terreno, que podem ser mais ou menos influentes na geração, a depender das propriedades da topologia simulada. De posse destas informações, o local ideal para as simulações de viabilidade técnica é escolhido.

3.4.2 Viabilidade técnica: Simulação de desempenho de usinas CSP e FV no Brasil

As simulações são realizadas seguindo a mesma metodologia da seção 3.3.3 para avaliar o desempenho das plantas nos locais de referência. Nesta etapa, entretanto, são aplicados os dados climáticos obtidos na seção anterior. Após a conclusão das simulações, são contabilizados todos os

resultados técnicos obtidos pelo SAM. A viabilidade técnica da planta é aferida por meio de análise de um conjunto específico de resultados. Awan (AWAN, 2020) propõe que a comparação técnica entre topologias inclua, necessariamente, a energia total obtida em simulação para o primeiro ano de operação da usina, o fator de capacidade alcançado pela planta, a área total ocupada, e a eficiência de conversão de energia solar em elétrica.

Uma vez concluída esta etapa, vários dos resultados apresentados pelo SAM, bem como grande parte dos parâmetros de entrada de simulação, tornam-se dados de entrada para a análise de viabilidade econômica, apresentada na seção 3.4.3, dentre eles: energia gerada, área do campo solar, tipo de HTF e volume de armazenamento do mesmo, área total utilizada na usina e, finalmente, geometria dos equipamentos do campo solar de cada tecnologia e materiais empregados nos mesmos.

3.4.3 Viabilidade econômica no cenário brasileiro

A metodologia de análise de viabilidade econômica é elaborada com o objetivo de apurar o desempenho econômico das plantas CSP e FV propostas, simuladas em território brasileiro. O cenário padrão estabelecido nesta metodologia considera a comercialização da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) sob um preço fixo. A avaliação da viabilidade econômica se dá por meio de uma coleção de indicadores econômicos, a saber, VPL, TIR, *Payback* Descontado e LCOE. Estes são obtidos por meio de um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que é aplicado ao longo da vida útil do projeto. O modelo foi adaptado para incluir os tributos, encargos setoriais e demais taxas aplicadas à receita anualmente.

3.4.4 Fluxo de Caixa

O modelo de FCD empregado neste estudo segue a mesma estrutura definida em (DAMODARAN, 2010) para FCLA, por permitir o cálculo dos dividendos aos acionistas. As entradas e saídas que compõem o fluxo de caixa elaborado neste estudo estão dispostas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Modelo de fluxo de caixa do projeto

(+)	Receita Bruta proveniente de venda de energia
(-)	Impostos sobre a Receita Bruta:
	PIS/PASEP
	COFINS
(=)	Receita Líquida
(-)	Custos e Despesas Operacionais:
	Operação e Manutenção (O&M)
	Seguro Operacional
	Transporte de Energia (TUST)
	Encargos Setoriais
	Depreciação de equipamentos
	Despesas de Financiamento
	Juros do Financiamento
	Remuneração do Capital Próprio
(=)	Lucro antes do Imposto de Renda (LAIR)
(-)	Impostos:
	Imposto de Renda (IR)
	Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)
(=)	Lucro Líquido após o Imposto de Renda
(+)	Depreciação dos equipamentos
(-)	Investimento
(-)	Amortização do Financiamento
(+)	Remuneração do Capital Próprio
(+)	Financiamento
(=)	FCLA

Os itens apresentados na Tabela 3.1 são detalhados a seguir. Foram incluídas adaptações ao modelo referentes às particularidades do mercado brasileiro, em termos de tributações e encargos do sistema de geração, a saber:

- Impostos sobre a Receita Bruta: O PIS (Programa de Integração Social), instituído pela Lei Complementar nº 7/1970, o PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) criado pela lei nº 8/1970 e o COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), instituída pela Lei Complementar nº 70/1991, incidem sobre a receita bruta, ou seja, sobre a receita obtida a partir da venda da energia gerada em um leilão. As alíquotas utilizadas nos tributos considerados neste trabalho são apresentadas na Tabela 3.2.
- Receita Líquida: obtida após subtrair da receita bruta os tributos que sobre esta são aplicados.
- Custos e despesas Operacionais: Os custos e despesas operacionais incluem os gastos relacionados à operação e manutenção da usina durante sua vida útil, bem como encargos setoriais, depreciação de equipamentos, gastos com transporte de energia, remuneração do capital próprio, seguro operacional, despesas e juros de financiamento.

- Lucro antes do Imposto de Renda e Amortização: O LAIR (lucro antes do imposto de renda) é obtido ao subtrair a receita líquida e os custos e despesas operacionais. Esse valor tem grande importância caso a empresa opte pela tributação de renda pelo lucro real, pois representa o montante sobre o qual a alíquota do IR irá incidir.
- Imposto de renda e CSLL: O imposto de renda e a contribuição sobre o lucro líquido incidem sobre o LAIR para o sistema de tributação de lucro real, enquanto que no sistema de lucro presumido estes impostos incidem sobre a receita bruta. Todos os valores utilizados neste estudo são fornecidos pela Receita Federal (RFB, 2015), e são detalhados na Tabela 3.2.
- Lucro líquido após o Imposto de Renda: Após a tributação, o lucro líquido é determinado. Neste ponto são subtraídos a amortização da dívida e o investimento no projeto, enquanto que a depreciação de equipamentos e a remuneração do capital próprio são reinseridos, já que estes não se tratam de saídas reais de caixa, e a retirada dos mesmos é feita apenas para efeitos de tributação.

Tabela 3.2: Tributos (RFB, 2015)

Regime de Tributação de Lucro Presumido	
Impostos	Alíquotas
PIS	0,65% da receita bruta
COFINS	3% da receita bruta
Imposto de Renda	15% sobre o lucro presumido (equivalente a 8% da receita bruta) até R\$ 60.000 por trimestre, e 10% sobre o excedente
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	9% sobre o lucro presumido (12% da receita bruta)

3.4.4.1 Receita bruta proveniente da venda de energia

A comercialização da energia elétrica pode ser realizada tanto no ambiente de contratação regulada (ACR) quanto no ambiente de contratação livre (ACL). Este trabalho considera que a energia gerada pelas plantas em estudo é comercializada no ACR.

A partir dos resultados de energia anual gerada obtidos por simulação, o cálculo da receita bruta anual é feito por meio de (3.9).

$$RB_{ACR_t} = E_t \cdot P_L, \quad (3.9)$$

Em que RB_{ACR_t} representa a receita bruta, em reais, obtida no ACR no ano t ; $E_t(kWh)$ é a energia gerada pela usina no ano t , e P_L é o preço de venda de energia fixado em leilão do ACR, em $R\$/kWh$.

3.4.5 Indicadores Econômicos

A análise de viabilidade econômica proposta neste estudo emprega uma série de indicadores econômicos, que avaliam o comportamento do fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto. O cálculo dos indicadores utilizados, VPL, TIRM, *Payback* descontado e LCOE, foi detalhado nas subseções de 2.3.4 a 2.3.7 do Referencial Teórico. Uma vez que os indicadores são computados, os critérios de decisão definidos por (DAMODARAN, 2010) devem ser aplicados, conforme descrito a seguir.

- Se o VPL for maior que 0, o projeto é lucrativo, e a proposta deve ser aceita. Entretanto, caso o VPL seja menor que 0, então a proposta deve ser rejeitada.
- Se a TIRM for maior que a TMA, definida neste trabalho pelo custo médio ponderado de capital, o projeto é economicamente viável. Se a TMA for maior que a TIRM, o projeto gera prejuízo para a empresa e acionistas, devendo assim ser rejeitado.
- Para o *Payback* Descontado, considera-se que o projeto é viável se o mesmo for menor que o tempo de vida útil da planta. Em geral, este indicador é empregado como critério secundário na avaliação de desempenho econômico, uma vez que não faz sentido se analisar o *payback* se todos os outros critérios apontarem para a rejeição da proposta.
- O custo nivelado de energia, por sua vez, é uma particularidade de projetos de usinas geradoras. Como o LCOE demonstra o quanto custa gerar energia por determinado projeto, o desempenho deste indicador informa aos investidores a competitividade de uma planta frente às demais usinas presentes no mercado. Da mesma maneira que o *payback*, não deve ser o único critério de decisão avaliado na tomada de decisão.

3.4.6 Análise de sensibilidade univariada

A fim de compreender quais variáveis exercem maior impacto sobre os indicadores de viabilidade, é executada uma análise de sensibilidade destes às perturbações nos parâmetros-chave de entrada da planta. A análise executada neste estudo é univariada, ou seja, varia-se apenas um parâmetro por vez, examinando em seguida o efeito desta variação sobre os indicadores. Os parâmetros-chave considerados neste estudo são apresentadas em seguida:

- Custo unitário da planta: É feita uma variação dos custos de instalação das plantas solares, baseados no histórico de custos e previsões fornecidos por relatórios internacionais (IRENA, 2020).
- Flutuações do câmbio: Os custos de *commodities* no país, bem como de boa parte dos equipamentos necessários para instalação, é altamente influenciado pelo valor da taxa de câmbio, o que torna esta uma variável de interesse.

- Preço de venda de energia no ACR: A variação deste parâmetro é feita considerando os valores históricos de preço de venda em leilões. Ele influencia diretamente na receita bruta do projeto.
- Percentual de financiamento: Como apresentado na Tabela 3.1, o financiamento também é uma entrada importante no fluxo de caixa do projeto. Verifica-se o impacto que os indicadores sofrem ao se variar a porcentagem da participação do financiamento.

Os resultados obtidos na análise de viabilidade econômica auxiliam os investidores na tomada de decisão em investir ou não em projetos envolvendo a geração de energia elétrica por meio de plantas CSP e FV. Além disso, os resultados podem informar os tomadores de decisão acerca da necessidade de implementação de políticas públicas de incentivos, para tornar essas as tecnologias viáveis ou mais atrativas no Brasil. Vale ressaltar que o crescimento destes tipos de negócio contribui sobremaneira para o desenvolvimento sustentável e para a redução dos gases de efeito estufa.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia empregada neste estudo. Ela foi elaborada de maneira a gerar um processo que possa ser repetido de maneira idêntica ao se analisar cada uma das tecnologias propostas, isoladamente. O desenvolvimento da análise de viabilidade técnica e econômica depende da conjuntura de todos os blocos apresentados, iniciando-se com a aquisição e validação de dados construtivos de planta e simulando-os nos locais de referência, para depois aplicá-los em simulações que consideram cidades brasileiras.

Após a aquisição de todos os resultados técnicos e financeiros, no Brasil, é efetuada uma avaliação comparativa de todas as tecnologias, a fim de avaliar o desempenho técnico e identificar se as tecnologias são economicamente viáveis, bem como qual tecnologia apresenta melhor desempenho econômico, sob as condições propostas neste trabalho. Cada um dos blocos da metodologia recebe como entrada os resultados obtidos no bloco anterior, acrescidos de dados externos necessários para a obtenção dos resultados do respectivo bloco.

No próximo capítulo, são apresentados os resultados da pesquisa efetuada, seguindo a estrutura da metodologia que foi apresentada neste capítulo: primeiramente são examinados os resultados para as plantas de referência, e em seguida são apresentados os resultados para as simulações realizadas considerando o cenário brasileiro.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo versa sobre os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia proposta. Nas seções a seguir, os resultados são apresentados seguindo o fluxograma da Figura 3.1, para cada tecnologia. Tem-se como ponto de partida a apresentação dos resultados do levantamento de dados, seguida pelo detalhamento de todas as plantas de referência analisadas. Apresenta-se, então, os resultados das simulações, começando com as plantas em seus locais de referência. São, então, apresentados os resultados para as simulações realizadas no Brasil, com início na análise dos dados meteorológicos de entrada, seguido da análise de viabilidade técnica e econômica em um caso base. Após isso, apresenta-se os resultados da análise de sensibilidade dos indicadores econômicos às variáveis propostas na metodologia. Finalmente, conclui-se este capítulo com a simulação de um cenário otimista para o projeto das plantas heliotérmicas em território brasileiro. Este cenário é proposto com base nos resultados da análise de sensibilidade, com o objetivo de averiguar se existe a possibilidade de se reverter o cenário inicial de inviabilidade financeira, por meio de medidas focadas nos parâmetros com maior impacto sobre os indicadores econômicos.

4.2 Validação das plantas de referência

A primeira etapa para análise técnica e econômica de usinas CSP e FV consiste na escolha de quais plantas serão simuladas. Os parâmetros técnicos utilizados no processo de simulação são obtidos a partir de artigos e análises técnicas, encontrados na literatura, para plantas em diferentes países. A partir da literatura, foram selecionados trabalhos que contemplam usinas de 100 MW que pudessem fornecer o maior número de parâmetros construtivos possível para as simulações com o SAM. Em seguida, são executadas simulações para validar os dados, por meio de análise comparativa com os resultados originais. As seções seguintes apresentam os principais resultados obtidos de cada artigo, divididos por tecnologia.

4.2.1 Torre Solar

Após extensa revisão bibliográfica, foram extraídos dados técnicos para uma planta heliotérmica do tipo torre solar localizada em Tabuk, Arábia Saudita (AWAN, 2020). A Tabela 4.1 contém os principais dados extraídos do artigo.

Tabela 4.1: Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo torre solar (AWAN, 2020)

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potência nominal	100 MW
Região de operação	Localização	Tabuk, Arábia Saudita
	Latitude	28,38° Norte
	Longitude	36,48° Leste
	GHI médio	6,31 kWh/m ² /dia
	DNI médio	7,43 kWh/m ² /dia
	Temperatura ambiente média	25 °C
Campo de Heliostatos	Área total de heliostatos	5969113 m ²
	Número de heliostatos	7017
	Área refletida total	1013078 m ²
	Largura de um heliostato	12,2 m
	Altura de um heliostato	12,2 m
	Razão da área refletida	0,97
	Área de um único heliostato	144,375 m ²
	Refletância de espelho	0,9
	Razão máxima entre altura da torre e distância de heliostato	8
	Razão mínima entre altura da torre e distância de heliostato	0,75
	Distância heliostato - torre (máxima)	1600 m
	Distância heliostato - torre (mínima)	150 m
Múltiplo solar	2	
Torre e Receptor	Altura da torre	200 m
	Diâmetro do receptor	17,65 m
	Altura do receptor	21,6 m
	Absortância do revestimento	0,94
	Emissividade do revestimento	0,88
	Diâmetro externo do tubo receptor	40 mm
	Espessura do tubo receptor	1,25 mm
	Fluxo máximo no receptor	1000 kW _t /m ²
	Perdas térmicas no receptor	30 kW _t /m ²
	Tipo de HTF	Sal fundido
	Fluxo máximo de HTF no receptor	1511,19 kg/s
	Potência térmica no receptor	538,8 MW _t
Ciclo de Potência	Eficiência térmica do ciclo	0,412
	Potência térmica do ciclo	269 MW
	Temperatura quente do HTF	574 °C
	Temperatura fria do HTF	290 °C
	Pressão nas caldeiras	100 bar
	Máximo fluxo de massa do HTF	629,7 kg/s
Sistema de Armazenamento	Horas de armazenamento	12 h
	Capacidade de armazenamento térmico	3233 MW _t
	Volume do tanque de armazenamento	15833 m ³
	Volume disponível de HTF	15041 m ³
	Número de tanques de armazenamento	2
	Temperatura do tanque quente	574 °C
	Temperatura do tanque frio	290 °C

Os parâmetros da Tabela 4.1 são testados no SAM, sob as mesmas condições utilizadas em (AWAN, 2020). Os dados meteorológicos de entrada da localização de referência foram obtidos do

banco de dados da NREL (NREL, 2020). A Tabela 4.2 apresenta os resultados de energia anual gerada e fator de capacidade obtidos por (AWAN, 2020) e os resultados da simulação realizada. Na mesma tabela são apresentados os erros relativos percentuais dos resultados obtidos.

Tabela 4.2: Comparação entre resultados simulados e os resultados de (AWAN, 2020)

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia Gerada	460.831.900 kWh	440.051.296 kWh	-4,51%
Fator de Capacidade (%)	52,7%	50,2%	-4,74 %

Da Tabela 4.2, é possível observar que os resultados obtidos encontram-se abaixo do limite máximo de 6% de EPM. Awan (AWAN, 2020) propõe um modelo otimizado de planta TS, a fim de minimizar o LCOE e maximizar a energia gerada. Uma nova simulação, utilizando o algoritmo de otimização fornecido pelo SAM, foi executada a partir dos parâmetros originais, obtendo os parâmetros otimizados apresentados na Tabela 4.3. A Tabela 4.4 apresenta os resultados simulados e os resultados de (AWAN, 2020) para a planta otimizada.

Tabela 4.3: Parâmetros otimizados pelo SAM

Parâmetros otimizados	
Altura da Torre	177,997 m
Altura do Receptor	20,4828 m
Diâmetro do receptor	17,6608 m
Quantidade de heliostatos	7759

Tabela 4.4: Resultados simulados e os resultados obtidos de (AWAN, 2020) para a planta otimizada

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia gerada	513.040.160 kWh	483.879.808 kWh	-5,68%
Fator de Capacidade	58,6%	50,2%	-5,80%
Eficiência de conversão (%)	17,28%	16,84%	-2,55%

Aqui é importante salientar que o processo de otimização executado pelo SAM só pode ser efetuado para a topologia TS, aplicando um algoritmo que rearranja o posicionamento e quantidade de heliostatos, além das dimensões da torre central e do receptor, conforme explicado na seção 3.3.2.1. A versão do SAM utilizada não fornece algoritmos de otimização de geração para as demais topologias. Como importantes resultados técnicos apresentados pela referência, como eficiência de conversão ESE, são focados na planta otimizada, esta foi a planta escolhida neste estudo para representar a topologia TS.

O EPM nos parâmetros exibidos tem duas fontes. A primeira provém dos dados meteorológicos empregados nas simulações. Como a faixa de tempo utilizada no arquivo TMY da referência não foi fornecida, assume-se que parte das discrepâncias sejam decorrentes de pequenas variações no microclima em virtude do uso de arquivos diferentes para o mesmo local. A segunda fonte está rela-

cionada com os parâmetros de entrada. A NREL corrige e otimiza uma série de processos internos nos modelos empregados a cada simulação, o que pode gerar discrepância entre as simulações.

Observa-se que mesmo com as discrepâncias esperadas, o limite máximo estabelecido não foi atingido por nenhuma simulação. O modelo de simulação para a topologia TS foi, portanto, validado.

4.2.2 Coletor Cilíndrico-Parabólico

As informações técnicas para a planta CCP foram obtidas para uma planta simulada em Abu Dhabi, nos Emirados Árabes (PRAVEEN; BASEER, 2018). A Tabela 4.5 contém o resultado do levantamento de dados realizado para a planta CCP.

Tabela 4.5: Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo coletor cilíndrico-parabólico (PRA-VEEN; BASEER, 2018)

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potência nominal	100 MW
Região de operação	Localização	Abu Dhabi
	Latitude	24,43° Norte
	Longitude	54,65° Leste
	DNI médio	6,29 kWh/m ² /dia
	Temperatura média	27,1 °C
Coletor Parabólico	Área refletiva por SCA	656 m ²
	Largura da abertura óptica	6 m
	Comprimento do arranjo de coletores	115 m
	Numero de módulos por arranjo	8
	Comprimento de um único modulo	14,375 m
	Distância focal	2,15
	Refletividade do espelho	0,93
	Eficiência óptica nominal	0,8484
Campo solar	Área refletida total	1.018.112 m ²
	Número de <i>loops</i>	194
	Área refletiva de um único <i>loop</i>	5248 m ²
	Múltiplo solar	2
	Água consumida por lavagem	0,7 L/m ² de área refletiva
	Número de lavagens por ano	63
	Espaçamento de fileiras	15 m
	Número de subseções no campo	2
Receptor e HTF	Tipo de receptor	Schott PTR80
	Diâmetro interno do tubo de absorção	0,076 m
	Diâmetro externo do tubo de absorção	0,07 m
	Diâmetro interno da proteção de vidro	0,115 m
	Diâmetro externo da proteção de vidro	0,12 m
	Tipo de HTF	Hitec Solar Salt
	Temperatura de saída do <i>loop</i>	525°C
	Temperatura de entrada no <i>loop</i>	293 °C
Armazenamento	Operação do TES a plena carga	6 horas
	Número de tanques	2
	Fluido de armazenamento	Hitec Solar Salt
	Eficiência do tanque	0,98

De maneira semelhante ao processo realizado para a planta TS, é efetuada uma simulação dos parâmetros técnicos, a fim de se obter o potencial de geração da planta. Os parâmetros apresentados na Tabela 4.5 são simulados no SAM no local de operação da planta do tipo CCP. O banco de dados utilizado para a localização de referência é o mesmo empregado para a planta TS. A Tabela 4.6 apresenta os resultados da energia anual gerada, fator de capacidade e eficiência de

conversão da energia solar para energia elétrica mensurados por (PRAVEEN; BASEER, 2018) e os resultados da simulação realizada. Na mesma tabela são apresentados os erros percentuais médios dos resultados obtidos. Dentre os resultados, destaca-se o baixo EPM atingido. Também nota-se que o valor do EPM foi positivo para os parâmetros de energia gerada e fator de capacidade, embora estes não tenham atingido o limite pré-estabelecido de 6%.

Tabela 4.6: Comparação entre a planta CCP original e a planta simulada

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia gerada	333.150.000 kWh	343.974.528 kWh	3,25%
Fator de capacidade	38,1%	39,0%	4,56%
Eficiência de conversão	14,29%	14,35%	-0,42%

4.2.3 Refletor Linear Fresnel

O modelo avaliado para a planta RLF é simulado por (BISHOYI; SUDHAKAR, 2017), na região de Udaipur, Índia. Os parâmetros apresentados na Tabela 4.7 são simulados no SAM no local de operação da usina. Os dados meteorológicos são obtidos a partir da base de dados de (NREL, 2020) para as coordenadas contidas na mesma tabela. Os resultados da energia anual gerada, fator de capacidade e eficiência de conversão solar-elétrica (ESE) alcançados pela simulação e os extraídos de (BISHOYI; SUDHAKAR, 2017), bem como o EPM dos resultados da simulação em relação à referência, são apresentados na Tabela 4.8.

Um dado relevante de se destacar na Tabela 4.8 é a abertura da área total refletida para a planta RLF, que é aproximadamente a metade da área requerida para a planta do tipo CCP. Esta diferença, conforme será observado em seções posteriores, tem grande impacto no custeio do projeto de ambas.

Tabela 4.7: Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo refletor linear fresnel (BISHOYI; SUDHAKAR, 2017)

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potência nominal	100 MW
Região de operação	Localização	Udaipur, Índia
	Latitude	24,55 ° Norte
	Longitude	73,42 ° Leste
	DNI	6,16 kWh/m ² /dia
Campo Solar	Múltiplo Solar	2
	DNI nominal	887 W/m ²
	Velocidade média do vento	5 m/s
	Temperatura ambiente nominal	50 °C
	Número de subseções	2
	Número de módulos em um <i>loop</i>	15
	Ângulo de recolhimento	170 °C
	Ângulo de implantação	10 °C
	Eficiência da bomba de HTF	0,85
HTF	Tipo de HTF	Hitec Solar Salt
	Temperatura mínima do HTF	238 °C
	Temperatura máxima do HTF	593 °C
	Temperatura nominal de entrada	293 °C
	Temperatura nominal de saída	525 °C
	Fluxo mínimo em um <i>loop</i>	3,01589 kg/s
	Fluxo máximo em um <i>loop</i>	14,763 kg/s
Ponto de operação	Número real de <i>loops</i>	140
	Abertura de um único <i>loop</i>	7524,8 m ²
	Abertura da área total refletida	524620 m ²
	Energia térmica de saída do campo	561,449 MW _t
	Área do campo solar	260,31 Acres
	Área total da usina	416,51 Acres
Colector e Receptor	Modelo de receptor	Tubo a vácuo
	Diâmetro de tubo interno	0,066 m
	Diâmetro de tubo externo	0,07 m
	Diâmetro de envelope externo de vidro	0,115 m
	Diâmetro de envelope interno de vidro	0,12 m
	Perda de calor nominal	166,25 W/m
Ciclo de Potência	Eficiência de conversão do ciclo	0,397
	Pressão das caldeiras	71 bar
	Tipo de condensador	Condensador a ar
Armazenamento	Volume de armazenamento	10.482,8 m ³
Perdas	Balço de perdas parasitárias	0,02467 MW _t /MW _{cap}
	Perdas auxiliares das caldeiras	0,02273 MW _t /MW _{cap}
	Coeficiente de perdas térmicas da tubulação	0,45 /m ² -k

Tabela 4.8: Comparação entre a planta RLF original e a planta simulada

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia gerada	263.973.360 kWh	255.880.416 kWh	3,07%
Fator de capacidade	30,2%	29,2%	3,31%
Eficiência de conversão	18,3%	17,5%	-4,37%

Em termos do EPM, a discrepância dos resultados obtidos por simulação com relação à referência foram todos menores que 5 %. Os parâmetros para a planta RLF são considerados, portanto, como validados.

4.2.4 Disco Parabólico

A Tabela 4.9 contém todos os dados extraídos de uma simulação executada por (ABBAS; MERZOUKL, 2012) em uma planta heliotérmica do tipo DP localizada em Tamanrasset, Argélia. Neste ponto, é necessário destacar a menor quantidade de parâmetros fornecidos para simulação, o que é recorrente na literatura sobre a topologia DP. O SAM utiliza o modelo proposto por (FRASER, 2008) para extrair a maior parte dos dados padrão da simulação. Os parâmetros apresentados na Tabela 4.10 são simulados no SAM para Tamanrasset, cujos dados meteorológicos foram extraídos de (NREL, 2020). Do mesmo modo como foi realizado para as topologias anteriores, a Tabela 4.10 apresenta os resultados de energia anual gerada, fator de capacidade e eficiência de conversão ESE obtidos da simulação, em comparação com os resultados obtidos por (ABBAS; MERZOUKL, 2012).

Tabela 4.9: Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo Disco Solar

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potência nominal	100 MW
Região de operação	Localização	Tamanrasset, Argélia
	Latitude	24,47 °Norte
	Longitude	5,31 °Leste
	DNI média	2691 kWh/m ² /ano
	Temperatura ambiente média	23 °C
Campo Solar	Número de coletores	4000
	Número de coletores Norte-Sul	50
	Número de coletores Leste-Oeste	80
	Espaçamento entre coletores	15 m
	Uso de terreno	900.000 m ²

Tabela 4.10: Comparação entre a planta DP original e a planta simulada

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia gerada	230.200.000 kWh	226.400.976 kWh	-1,65%
Fator de capacidade	24,7 %	25,8 %	4,45 %
Eficiência de conversão	26%	27,54%	5,92%

Na Tabela 4.10, pode-se destacar a alta discrepância da eficiência de conversão simulada em relação à referência, muito embora o erro relativo entre os resultados para a energia gerada seja consideravelmente pequeno. Pode-se supor que a base de dados climatológicos empregada na referência contenha valores de temperatura e DNI ligeiramente diferentes, mas não o bastante para ultrapassar o limiar pré-estabelecido de 6%. A simulação, portanto, é considerada validada.

A análise preliminar das plantas de referência permite concluir que o desempenho dos modelos de simulação encontra respaldo na literatura atinente. As usinas operam em condições geográficas e meteorológicas bastante diversas. As simulações conduzidas em território brasileiro, apresentadas posteriormente, avaliam o desempenho técnico das plantas validadas sobre as mesmas condições ambientes.

4.2.5 Planta Fotovoltaica

A simulação da planta fotovoltaica foi realizada sob as mesmas condições climáticas e geográficas que as utilizadas na simulação da topologia TS (AWAN, 2020). Os parâmetros apresentados na Tabela 4.11 são simulados no SAM para Tabuk, cujos dados meteorológicos foram extraídos de (NREL, 2020). A Tabela 4.12 apresenta os resultados de energia anual gerada, fator de capacidade e eficiência de conversão (ESE) obtidos da simulação, em comparação com os resultados obtidos por (ABBAS; MERZOUKL, 2012).

Tabela 4.11: Parâmetros técnicos da planta de referência do tipo fotovoltaica

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potência nominal	100 MW
Região de Operação	Localização	Tabuk, Arábia Saudita
	Latitude	28,38 °Norte
	Longitude	36,48 °Leste
	GHI médio	6,31 kWh/m ² /dia
	DNI médio	7,43 kWh/m ² /dia
	Temperatura ambiente média	25 °C
	Módulos por fileira	18
	Número de módulos	302.706
	Área total dos módulos	575.444 m ²
	Fração de cobertura do solo	0,39
	Distância entre arranjos paralelos	2,5 m
Inversor	Capacidade CC do Inversor	85.051 kWcc
	Capacidade CA do Inversor	83.323 kWac
	Número de Inversores	1389
	Tensão CC mínima no MPPT	570
	Tensão CC máxima no MPPT	800
Perdas	Degradação de performance	0,5 % por ano
	<i>Derating factor</i>	90 %
	Refletância do terreno	30 %

Tabela 4.12: Comparação entre a planta FV original e a planta simulada

	Planta original	Planta simulada	Erro relativo
Energia gerada	270.754.600 kWh	277.392.900 kWh	2,45%
Fator de capacidade	30,9 %	31,6 %	2,27 %
Eficiência de conversão	20,42%	20,48%	0,29%

Uma vez que todos os modelos CSP e FV simulados foram validados com resultados de artigos pela literatura atinente, a próxima etapa do estudo consiste na efetuação de novas simulações destes mesmos parâmetros, agora sob as condições climáticas brasileiras. As próximas seções apresentam os resultados de desempenho técnico-econômico das plantas validadas.

4.3 Análise técnico-econômica de plantas solares no Brasil

Esta seção é dedicada à apresentação dos resultados provenientes da aplicação dos dados técnicos das plantas validadas em Bom Jesus da Lapa. Esta região apresenta condições meteorológicas favoráveis à instalação das plantas heliotérmicas e fotovoltaica, conforme será apresentado a seguir. Esta subseção é dividida em três blocos de análise principais: a) avaliação de desempenho técnico e econômico das plantas; b) execução de análise de sensibilidade dos indicadores econômicos às condições específicas de operação, e c) simulação de um estudo de caso de um cenário mais favorável à instalação de plantas heliotérmicas no Brasil que, neste estudo, é chamado de cenário otimista.

4.3.1 Simulação de desempenho de plantas CSP e FV

4.3.1.1 Escolha do local de operação

Uma das etapas preliminares mais importantes para as simulações é o levantamento de condições meteorológicas da região de interesse. Com o objetivo de maximizar o rendimento das plantas simuladas, foi conduzida uma análise de dados meteorológicos em todo o território brasileiro, a fim de se definir qual região apresenta as melhores condições climatológicas das plantas em estudo, como descrito na seção 3.4.1.

A análise das Figuras 2.3 e 2.4 apresentadas no capítulo 2 permite uma visão clara das características climáticas brasileiras, e do enorme potencial para geração de energia solar. O Brasil possui, em geral, bons índices de DNI e GHI distribuídos em toda a sua extensão territorial, com destaque para a região do centro-oeste do estado da Bahia. Outras características que foram analisadas na escolha do local foram a disponibilidade do sol, isto é, as condições de céu claro e com baixa ocorrência de nuvens, além da velocidade do vento.

Diante destes fatores, foi escolhida a cidade de Bom Jesus da Lapa, a 796 km da capital Salvador e posicionada à latitude de 13,267°Sul e longitude de 43,417°Oeste. Segundo o arquivo TMY fornecido pelo banco de dados (NREL, 2020), a cidade possui um DNI médio de 5,75 kWh/m²/dia e um GHI médio de 6,23 kWh/m²/dia, valores que qualificam a região como propícia para a

instalação de usinas solares.

A Figura 4.1 apresenta as curvas mensais de velocidade média do vento obtidas para a cidade de Bom Jesus da Lapa, geradas pelo SAM a partir do arquivo de dados meteorológicos. É importante destacar que os dados climatológicos obtidos contemplam os anos de 2013 a 2017 para o município baiano. Os meses de Maio, Julho e Agosto apresentaram os maiores índices de velocidade, chegando aos valores máximos de 3,65 m/s, 3,92 m/s e 3,7 m/s, respectivamente.

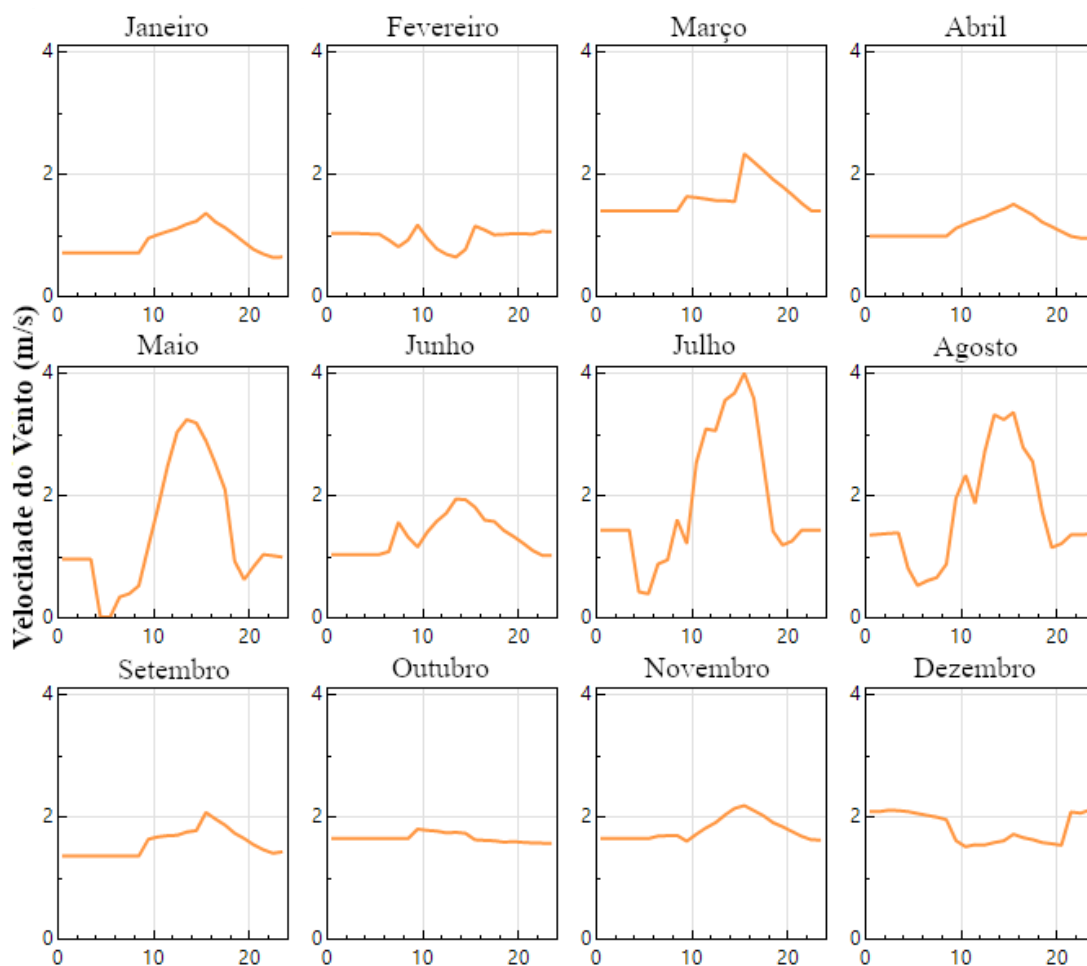


Figura 4.1: Curvas mensais de velocidade média do vento para Bom Jesus da Lapa

A Figura 4.2 apresenta as curvas mensais de DNI (azul) e GHI (laranja) geradas pelo SAM a partir da base de dados, sob uma janela de 24 horas. Dela pode-se concluir que a região apresenta bons índices de irradiação ao longo de todo ano típico, mesmo em meses mais chuvosos. Isto se deve em particular ao clima semiárido e à disponibilidade de céu claro durante a maior parte dos meses do ano, para esta localização. Outros municípios considerados para aplicação das simulações foram Brasília - DF e Sobral - CE, mas estas não apresentaram desempenho técnico satisfatório como a cidade baiana, em termos de energia gerada e fator de capacidade. Por esta razão, não serão abordados neste estudo.

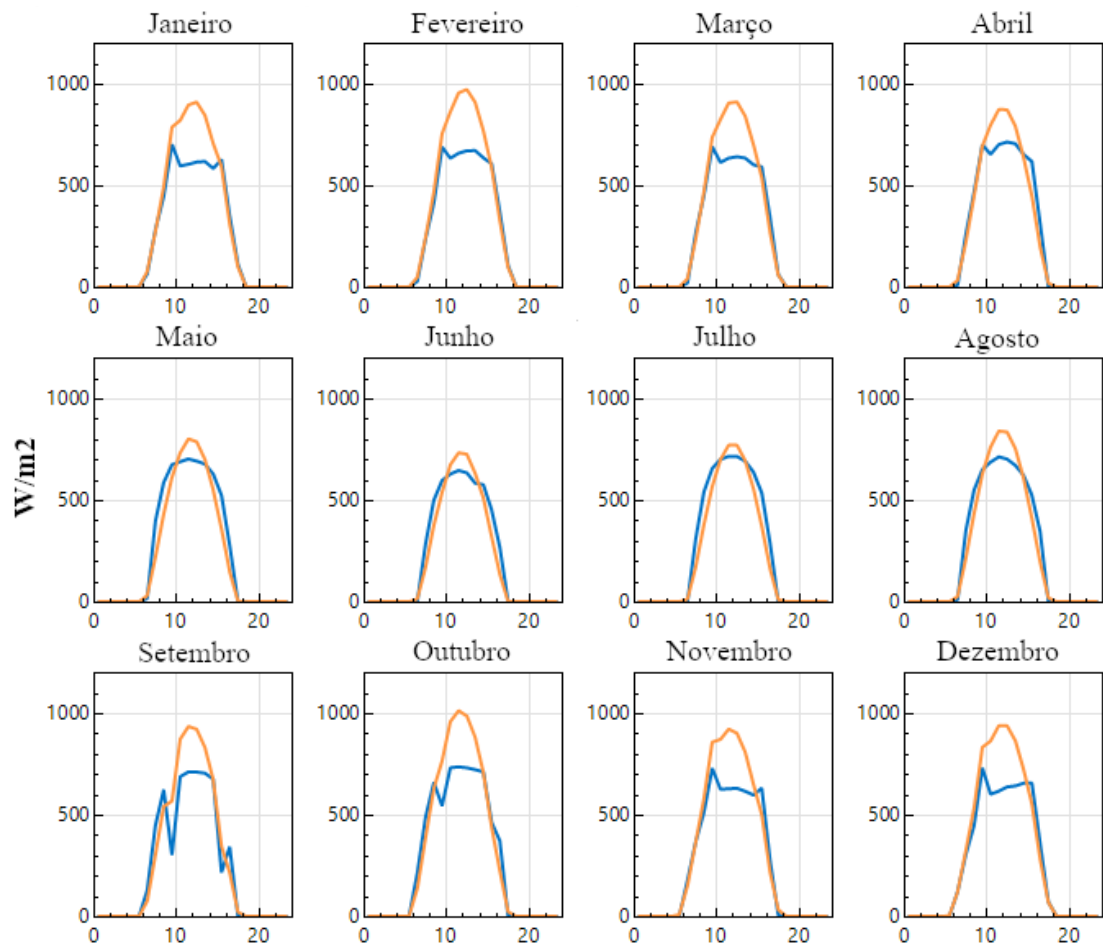


Figura 4.2: Curvas mensais de DNI (azul) e GHI (laranja) para Bom Jesus da Lapa

Na Figura 4.3 são apresentadas as curvas mensais de temperatura de bulbo seco (laranja) e bulbo úmido (azul). Os meses de maior temperatura ambiente média observados são os meses de Agosto, Outubro e Maio. Apesar disso, os níveis de temperatura ambiente não são altos o suficiente para serem prejudiciais para sistemas FV, por exemplo. A irradiância global horizontal observada para a região é consideravelmente alta, sobretudo no mês de outubro, o que garante elevada geração de energia durante este período.

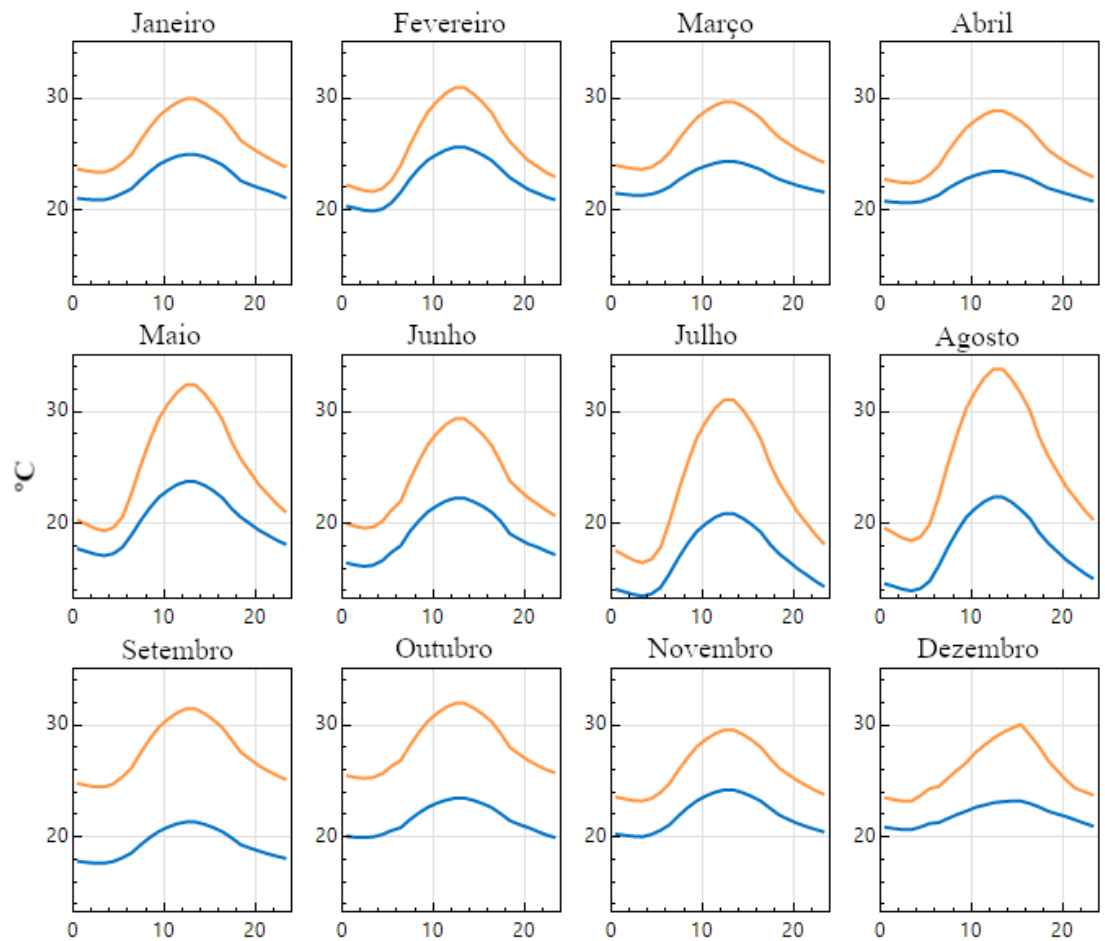


Figura 4.3: Curvas mensais de temperatura ambiente para Bom Jesus da Lapa

4.3.1.2 Análise técnica

De posse dos dados climáticos, as simulações foram conduzidas para cada tecnologia validada. Para análise técnica, foram extraídos resultados para energia anual gerada, fator de capacidade, eficiência de conversão de energia solar para elétrica, eficiência de saída elétrica (para as plantas CSP), *performance ratio* (para a planta FV) e área total utilizada pela usina.

Em termos de projeto, o SAM retorna a modelagem dos campos solares para duas das topologias avaliadas: torre solar e coletor cilíndrico - parabólico. Uma limitação encontrada para o campo solar das outras topologias CSP é ausência de visualização gráfica da disposição dos espelhos e concentradores. Para a topologia TS, o posicionamento dos heliostatos em relação à torre central simulado pelo SAM é evidenciado na Figura 4.4. A arquitetura geral da planta TS foi otimizada para maximizar a concentração de raios solares na torre, levando em consideração a latitude e longitude de Bom Jesus da Lapa.

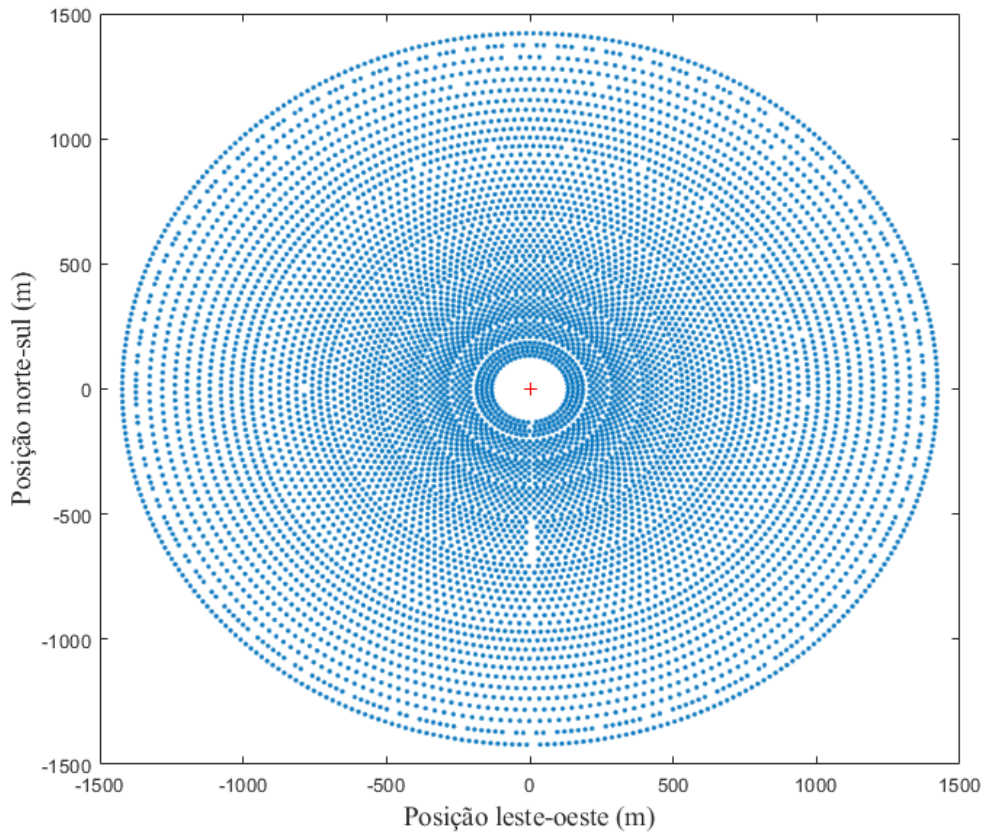


Figura 4.4: Posicionamento dos heliostatos em relação à torre central, centralizada na origem

A Figura 4.5, por sua vez, apresenta a configuração de um único *loop* de espelhos para o CCP, que contém 8 módulos idênticos. Os espelhos cilíndricos são alocados no sentido Norte-Sul, a fim de maximizar a geração.

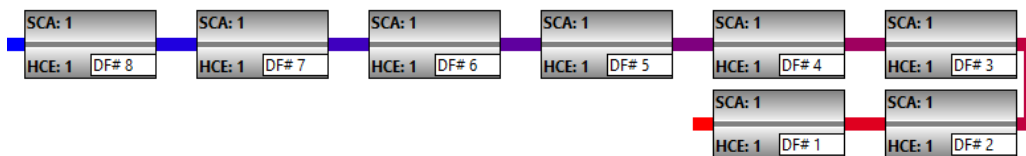


Figura 4.5: Configuração de um *loop* para a topologia CCP

Para a tecnologia FV, o SAM fornece a curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos, conforme exposto na Figura 4.6. Os módulos empregados nas simulações foram do modelo CS6X-330P da *Canadian Solar*. A Figura 4.7 apresenta a curva de eficiência dos inversores TRIO-TM-60.0-US-480, bem como suas características nominais e coeficientes de desempenho para o lado CA e para o lado CC.

Module Characteristics at Reference Conditions

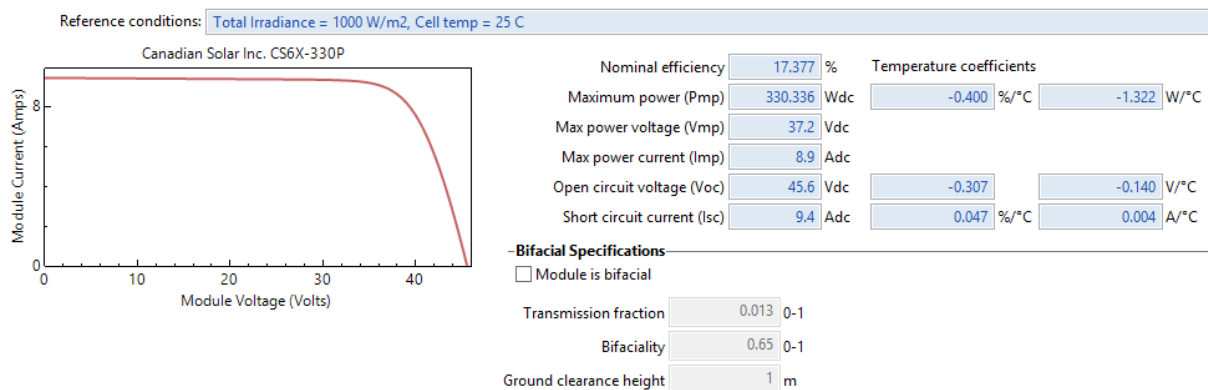


Figura 4.6: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV

Efficiency Curve and Characteristics

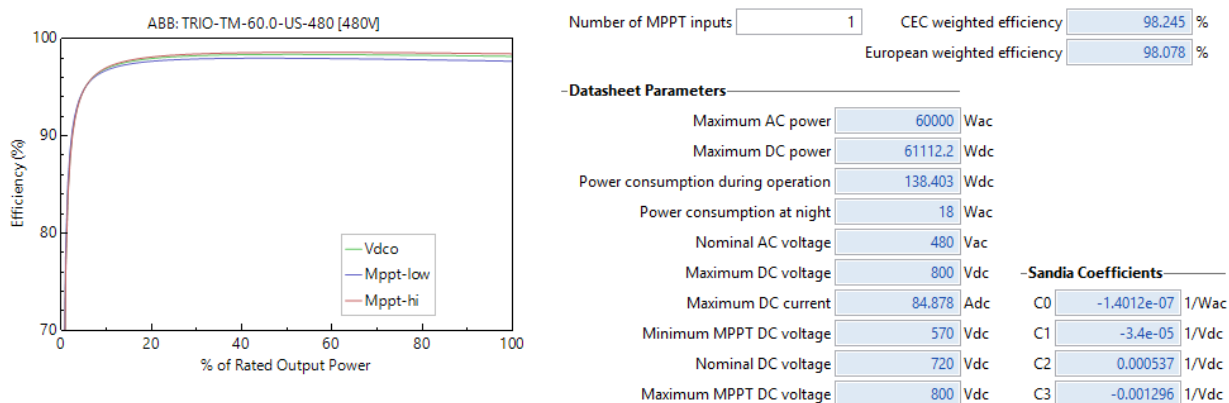


Figura 4.7: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV

As Figuras 4.8 a 4.11 apresentam os resultados do perfil de geração mensal das quatro topologias CSP abordadas neste estudo ao longo da vida útil das plantas. As curvas incluídas em cada figura contém, em azul, a potência gerada por hora em kilowatts, em uma faixa de 24 horas, para todos os meses do ano. Para cada figura também são incluídas, em laranja, as curvas de potência incidente, em megawatts.

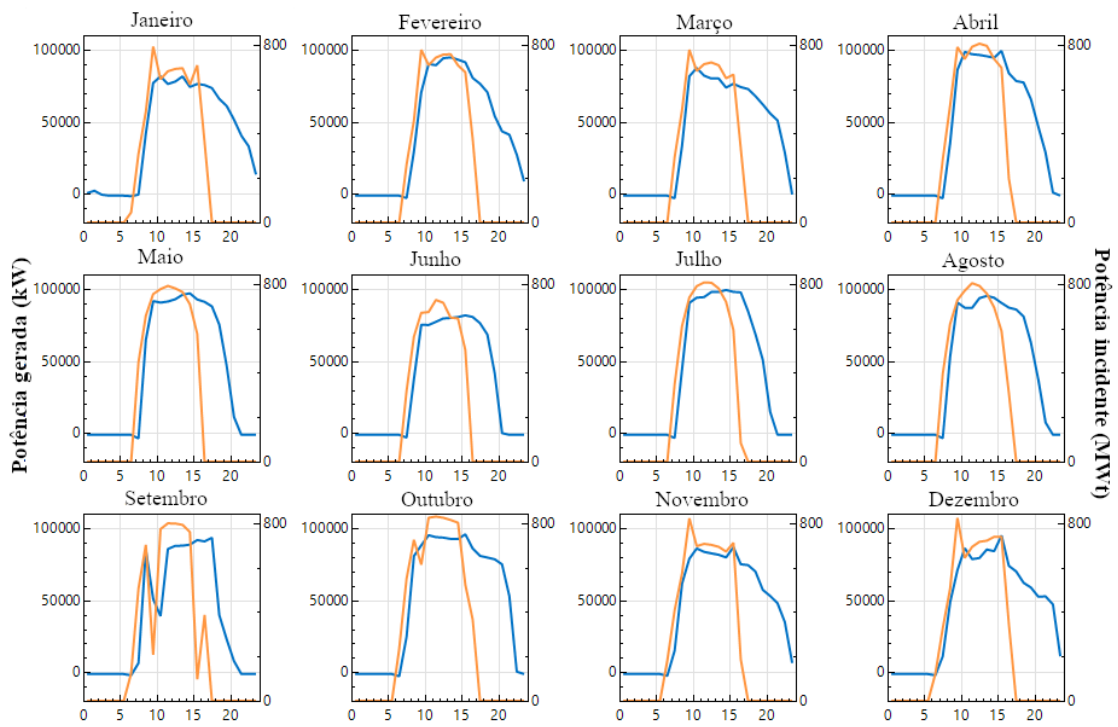


Figura 4.8: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia TS

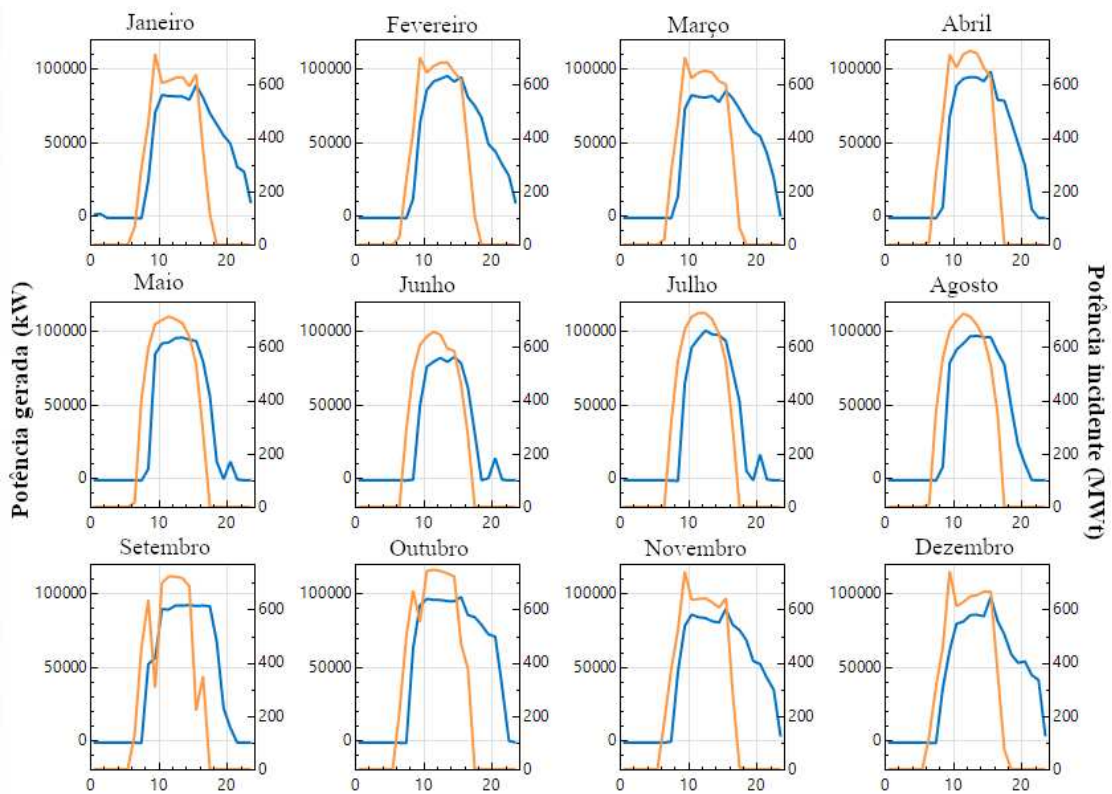


Figura 4.9: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia CCP

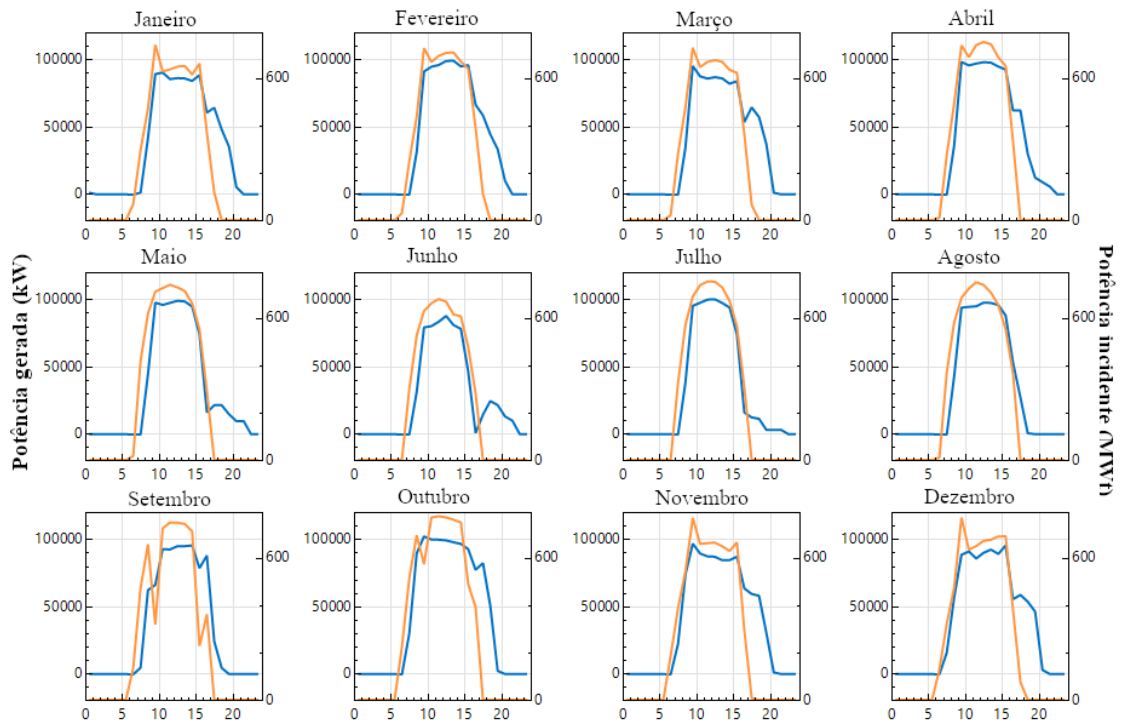


Figura 4.10: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia RLF

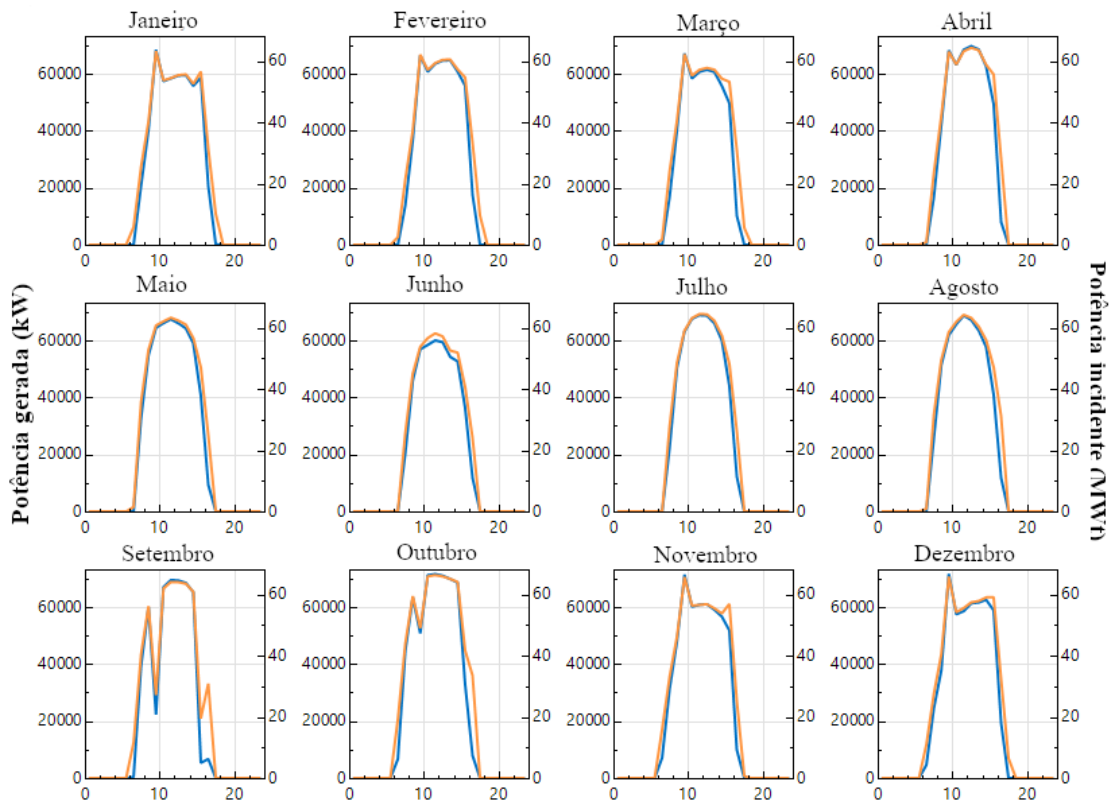


Figura 4.11: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia DP

A análise dos resultados obtidos das Figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 permite concluir que, dentre

as plantas heliotérmicas, a topologia TS possui o melhor desempenho técnico ao longo do ano. A elevada geração de energia elétrica ao longo de períodos sem sol nesta topologia deve-se ao elevado nível de armazenamento de energia térmica durante todos os meses do ano típico analisado. Os meses com o melhor perfil de geração foram fevereiro, abril, maio e julho.

O segundo melhor desempenho técnico foi o da topologia CCP, devido ao baixo nível de geração em períodos sem sol nos meses de maio a julho. Os meses de melhor desempenho para esta topologia foram os meses de abril, setembro e outubro.

A topologia RLF teve o terceiro melhor rendimento, chegando a gerar valores de potência próximos da capacidade nominal no mês de outubro. Segundo a curva da Figura 4.10, os meses em que a geração teve o melhor desempenho foram os meses de fevereiro, abril e outubro.

Por fim, a topologia DP teve o pior desempenho dentre as quatro. É importante salientar as limitações na simulação e nos resultados disponibilizados para esta topologia, pois o SAM é capaz apenas de traçar a curva da energia coletada pelos discos parabólicos, e não a energia total incidente no campo solar. Isto explica o fato de a curva de geração, em azul, acompanhar com elevada eficiência a curva de energia coletada para quase todos os meses do ano. O baixo nível de geração ao longo do ano por parte da usina do tipo DP tem elevado impacto sobre a receita desta usina e, conforme será verificado em seções posteriores, influencia diretamente na viabilidade econômica desta topologia.

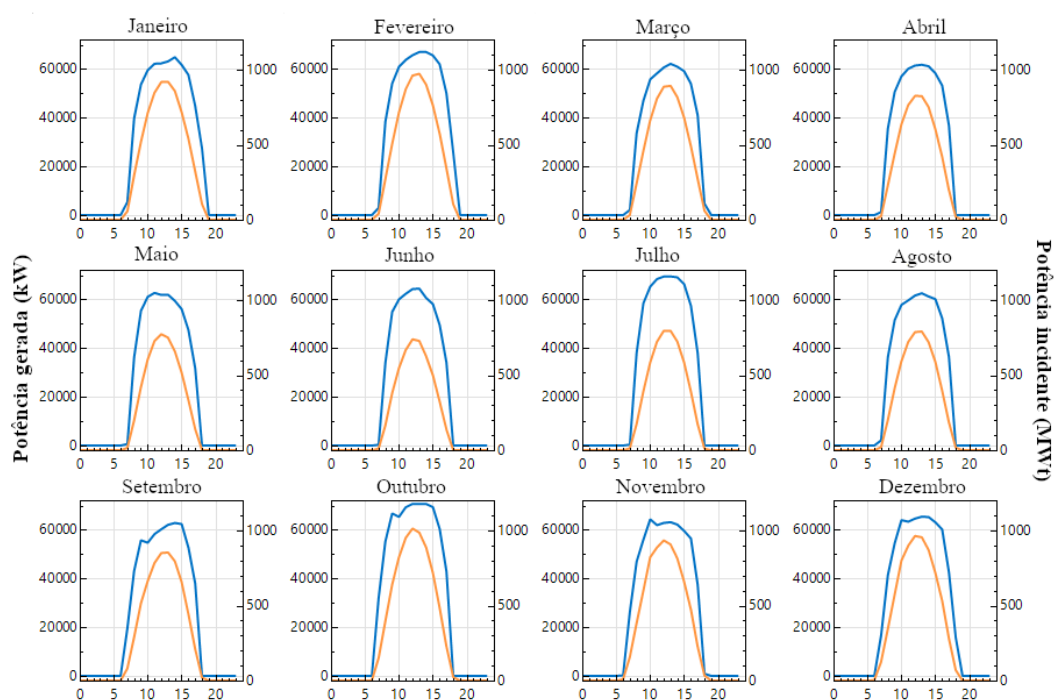


Figura 4.12: Perfil de geração mensal ao longo de 24 horas para a topologia FV

Para a tecnologia FV, a Figura 4.12 apresenta o perfil de geração ao longo do ano. A curva azul representa a potência gerada pelo sistema, em kW, por hora. A curva laranja representa a GHI incidente no campo solar, em W/m^2 . Nota-se, pela análise das figuras, que uma das maiores

limitações desta tecnologia é a geração de energia apenas em períodos com sol. Não obstante, observa-se um elevado desempenho da planta para os meses de julho e outubro.

Finalmente, a Tabela 4.13 expõe o resumo dos dados técnicos obtidos pelas simulações.

Tabela 4.13: Resumo dos principais dados técnicos extraídos de cada topologia simulada

	Torre Solar	Calha Parabólica	Refletor Fresnel	Disco Parabólico	Fotovoltaica
Energia anual gerada (kWh)	372.662.752	333.386.304	305.736.192	185.203.920	231.878.896
Fator de capacidade (%)	42,5	37,8	34,9	21,1	26,5
Eficiência de conversão (ESE) (%)	16,3	16,56	18,23	27,48	17,84
Eficiência elétrica (%)	87,86	84,6	91,23	95,8	x
<i>Performance Ratio</i> (%)	x	x	x	x	77,4
Área total utilizada (hectares)	653,16	356,53	168,35	89,84	147,536

As informações provenientes da Tabela 4.13 permitem tecer conclusões acerca do desempenho das tecnologias solares aplicadas em Bom Jesus da Lapa. O desempenho em termos de energia e fator de capacidade da planta TS foi o maior dentre todas as plantas avaliadas. Não obstante, esta planta requer uma área consideravelmente maior para produzir tais resultados, o que pode ser um fator de grande impacto na análise de viabilidade econômica da mesma.

A maior eficiência de conversão ESE foi obtida pela planta do tipo disco parabólico. Contudo, a geração de energia ainda fica muito aquém às outras topologias CSP. Isto deve-se, principalmente, à ausência de implantação de um sistema de armazenamento para esta topologia, que atualmente é uma das maiores desvantagens da mesma em projetos reais e, conseqüentemente, nas simulações efetuadas. Ainda assim, a topologia apresenta boa produção de energia, considerando-se a área mínima empregada para tal.

As topologias do tipo calha parabólica e refletor fresnel tiveram um desempenho bastante parecido. Embora a topologia CCP produza 9% de energia a mais que a RLF, esta requer uma área cerca de duas vezes menor que aquela. Os resultados de eficiência para o RLF, contrariando o esperado, foram maiores que os observados para o CCP, o que pode ter sido provocado pelo tipo de espelho modelado em ambas as simulações.

O desempenho da usina fotovoltaica, por sua vez, foi satisfatório, gerando mais energia que a planta DP mesmo com a ausência de um sistema de armazenamento por baterias. Como se trata de uma planta conectada à rede, apresenta energia e fator de capacidade consideravelmente menores que as outras topologias, pois seu projeto limita a geração para períodos com sol. O fator de desempenho (*Performance Ratio*), tipicamente empregado como ferramenta de avaliação de qualidade de um sistema FV, foi estimado em 77,4%.

4.3.1.3 Análise de viabilidade econômica

Após a avaliação técnica da planta, os dados de geração foram aplicados no modelo econômico, com o propósito de se aferir a viabilidade econômica dos projetos. Considera-se, nesta análise, todos os custos de operação e manutenção das plantas, tributos e alíquotas de imposto incidentes sobre a receita arrecadada a partir da venda de energia no ACR. A base de dados utilizada para o

cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros foi proposta por (OLIVEIRA, 2020) e encontra-se disponível na Tabela 4.14. A Tabela 4.15 sintetiza os dados econômicos de entrada empregados para a obtenção dos resultados.

Tabela 4.14: Dados utilizados no cálculo do custo de capital (OLIVEIRA, 2020)

Custo de capital próprio	
Taxa livre de risco	4,59 %
Prêmio de risco de mercado	5,79 %
Beta médio desalavancado	0,44
Prêmio de risco do país	3,52 %
Inflação média dos EUA	2,47%
Custo de capital próprio (nominal)	10,65%
Custo de capital próprio (real)	7,95%
Custo de Capital de terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de capital de terceiros (nominal)	11,04%
Custo de capital de terceiros (real)	8,34%

Tabela 4.15: Dados econômicos de entrada

Parâmetro	Valor
Vida útil do projeto	30 anos
Taxa Mínima de Atratividade	7,16% a.a. (WACC)
Taxa de aplicação de recursos (Ra)	Custo de capital próprio
Taxa de captação de recursos (Rc)	Custo de capital de terceiros
Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST)	RS 1,5/kW.mês
Taxa de fiscalização da ANEEL	0,5% da receita bruta
Custo de operação e manutenção (O&M) - fixo	R\$ 70/kW/ano (MME, 2018)
Depreciação linear	30 anos
Preço de venda de energia no ACR	R\$ 299,70/MW (ANEEL, 2020b)
Taxa de câmbio	R\$ 4,00/USD (cotação média de 2019)
Valor de terra nua (VTN) ¹ médio	R\$ 2.501,93 (INCRA, 2018)

¹VTN é o valor do solo com sua superfície e a respectiva vegetação natural.

Escolheu-se um preço de venda de energia referente à média dos resultados de energia fotovoltaica para o Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado pela ANEEL em 2015(ANEEL, 2020b). Com esta escolha, busca-se avaliar um cenário favorável à integração de fontes de energia com elevado custo de produção, simulando condições de operação no mercado semelhantes às observadas para as usinas FV durante os estágios iniciais da implementação desta tecnologia.

Nesse estudo, considerou-se o WACC como sendo a taxa mínima de atratividade (TMA) dos projetos. O valor do WACC utilizado nesse estudo foi calculado pela ANEEL (ANEEL, 2014), com base no valor histórico do mesmo para geradoras. Cabe ressaltar que, neste primeiro momento, a estrutura de capital não considera nenhum tipo de financiamento. A análise, portanto, aborda o desempenho econômico das plantas considerando que todo o capital investido é próprio. Posteri-

ormente, será feita uma análise de sensibilidade para verificar a influência do financiamento nos indicadores.

O fluxo de caixa anual para as topologias CSP do tipo torre solar, coletor cilíndrico-parabólico, refletor linear fresnel e disco parabólico são representados, respectivamente, pelas Figuras 4.13 a 4.16 a seguir. O investimento na data 0 é representado em vermelho, e as receitas em azul. Neste ambiente de comercialização, o preço de venda da energia elétrica é fixo. A degradação da energia gerada anualmente é de 0,5% ao ano para todas as tecnologias.

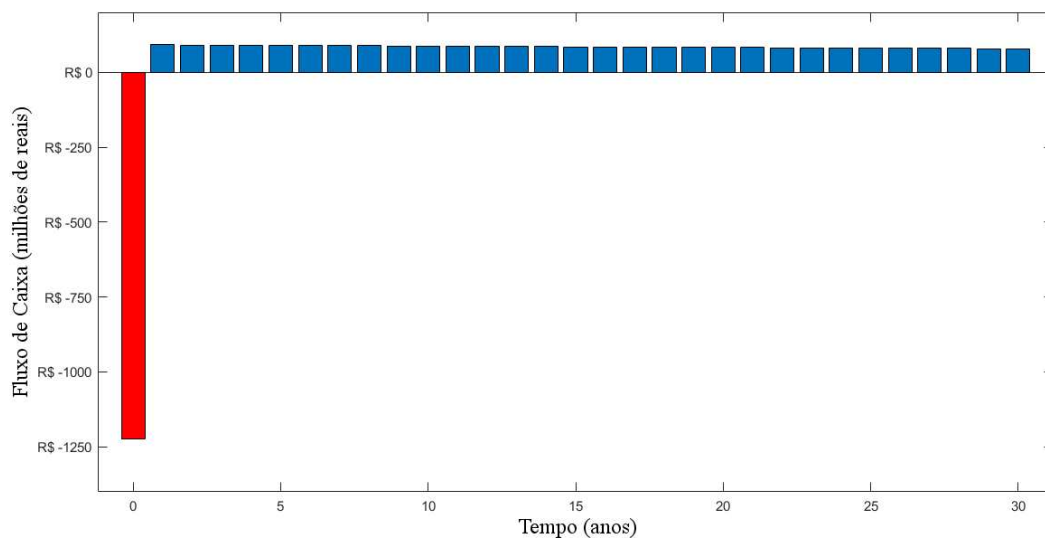


Figura 4.13: Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Torre Solar

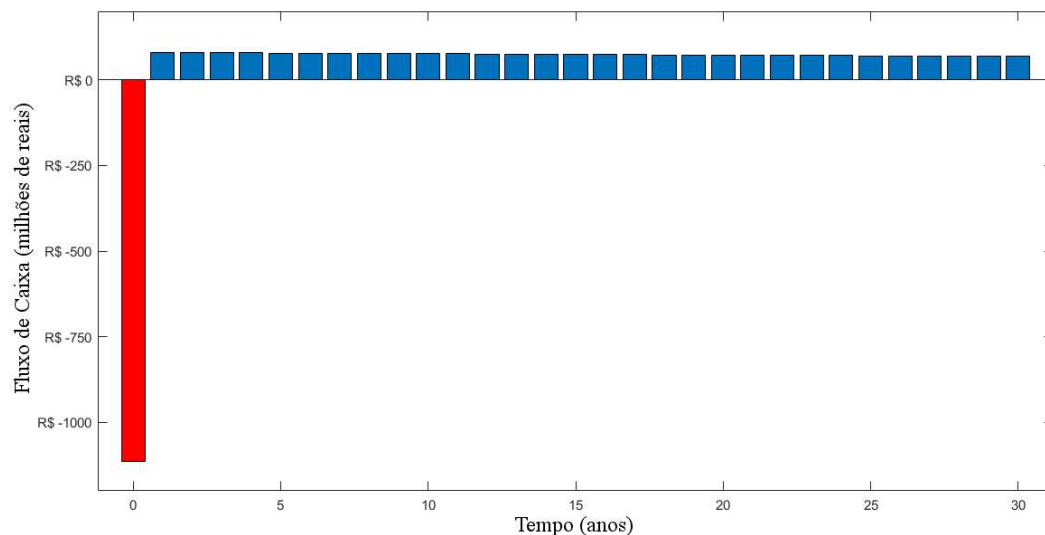


Figura 4.14: Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Coletor Cilíndrico-Parabólico

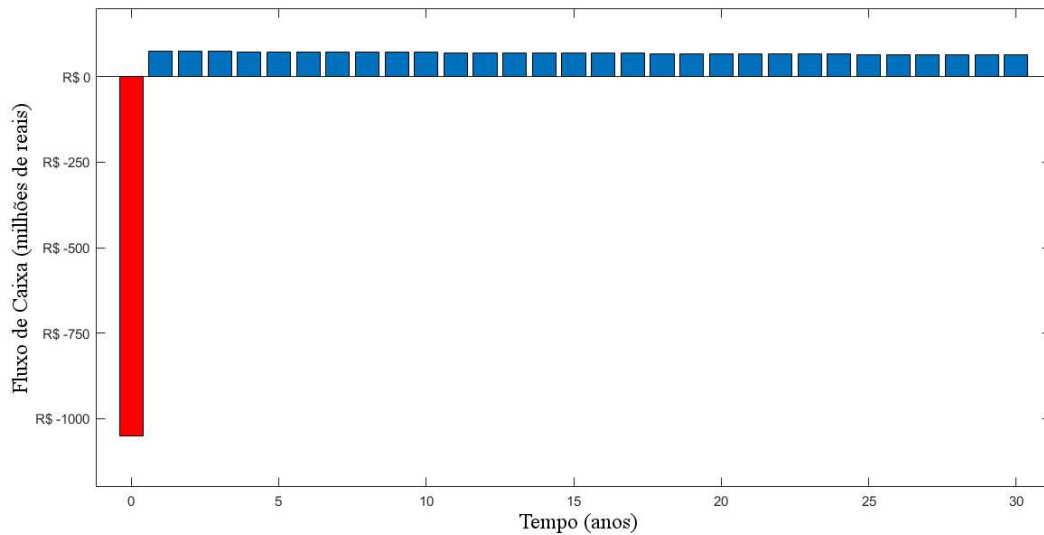


Figura 4.15: Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Refletor Linear Fresnel

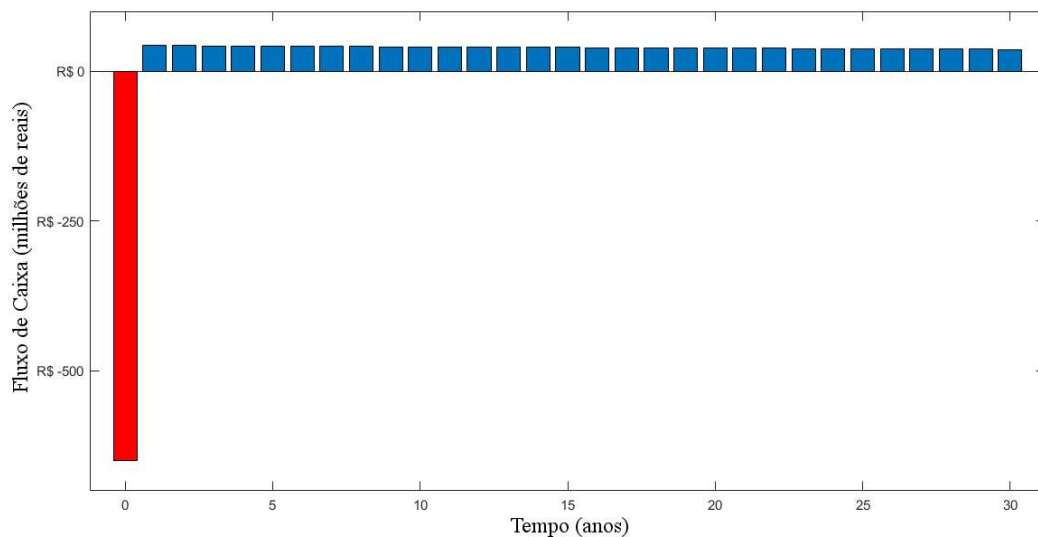


Figura 4.16: Fluxo de Caixa Descontado para a topologia Disco Parabólico

É possível observar, pelas Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16, que o custo do investimento nas quatro topologias CSP é muito alto. Isto ocorre principalmente pela importação de equipamentos, pois considera-se que todos os equipamentos no investimento inicial foram comprados no exterior. A dependência de equipamentos fornecidos no mercado estrangeiro impacta diretamente nos indicadores econômicos, como será mostrado posteriormente. O fluxo de caixa descontado para a usina FV é representado pela Figura 4.17. A partir da análise desta figura, conclui-se que a usina fotovoltaica tem um custo de investimento moderado, em comparação com as topologias CSP, que consegue ser compensado com os rendimentos anuais da planta.

É importante destacar que o FCD de todas as plantas analisadas também contempla custos de

manutenção e substituição de equipamentos. O SAM modela o impacto da substituição de equipamentos na geração como perdas por disponibilidade, e os custos de substituição de equipamento são diluídos nos custos de O&M, bem como nos custos de contingência previstos pelo modelo de FCD.

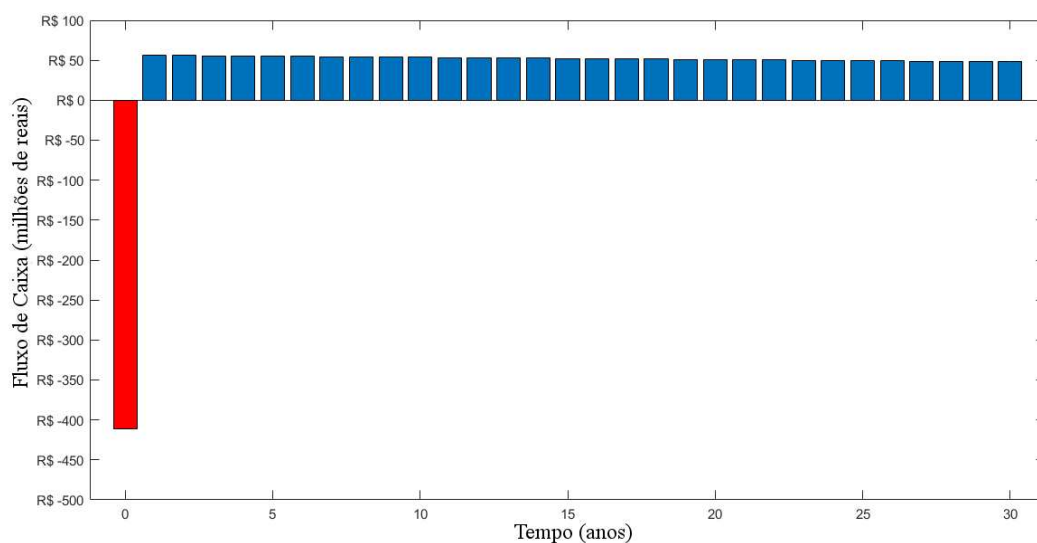


Figura 4.17: Fluxo de Caixa descontado para a usina fotovoltaica

A Tabela 4.16 apresenta o resultado dos indicadores de viabilidade econômica das plantas CSP e FV, obtidos a partir do Fluxo de Caixa Descontado considerando-se uma TMA igual ao WACC.

Tabela 4.16: Resultado dos indicadores econômicos

	Torre Solar	Calha Parabólica	Refletor Fresnel	Disco Parabólico	Fotovoltaica
VPL (R\$)	-1.509.444.324,53	-1.361.028.706,45	-1.285.536.811,20	-848.902.679,32	241.946.725,70
TIRM (%)	4,52	4,55	4,43	4,06	9,65
Payback (anos)	>30	>30	>30	>30	11,09
LCOE (USD/kWh)	0,150	0,152	0,155	0,163	0,041

Os quatro indicadores propostos apontam para a inviabilidade econômica de todas as topologias CSP. O VPL, para estas plantas, foi negativo em todos os casos, o que indica que o investimento inicial supera o valor presente do fluxo de receitas e despesas que o projeto irá gerar ao longo da vida útil das plantas. A TIR e o *Payback* descontado também indicam a inviabilidade dos projetos: a primeira, por ser consideravelmente inferior à TMA de 7,16% a.a., e a segunda por indicar que o capital investido não apresentará retorno em tempo menor do que o tempo de vida útil das plantas.

A planta fotovoltaica, por sua vez, apresentou valores promissores em relação a todos os indicadores avaliados. O VPL desta tecnologia foi o único a demonstrar rentabilidade, bem como o valor da TIRM, que foi superior à TMA. O *Payback* descontado foi de 11,09 anos, consideravelmente inferior aos valores obtidos para outras tecnologias.

Para todas as tecnologias, o LCOE foi calculado empregando-se a mesma TMA aplicada para

os outros indicadores. Para as plantas CSP, os valores obtidos para o custo da energia encontram-se na faixa de níveis de LCOE mensurados pelo IRENA para plantas CSP ao redor do globo (IRENA, 2020). Isto mostra que, mesmo com os altos custos de investimento, os resultados de desempenho técnico das plantas CSP para a energia gerada são razoavelmente altos. O melhor desempenho para o LCOE também foi para a planta fotovoltaica, seguida pelas plantas TS, CCP, RLF e DP, nesta ordem. O baixo LCOE mensurado para a planta fotovoltaica aponta para o reduzido custo de geração, que é cerca de 78% menor que o valor observado para a planta do tipo TS.

No cenário proposto, o investimento na topologia FV, em detrimento das outras, é incentivado. Este resultado encontra-se dentro do que era esperado, uma vez que a topologia FV já opera no Brasil desde 2015, com custos menores que os tipicamente encontrados para usinas heliotérmicas. A presença de incentivos à geração FV, por parte do governo, em termos de isenções de taxas e tributos, é outro fator de peso na viabilidade deste investimento.

4.3.2 Análise de sensibilidade univariada

Diante do cenário de inviabilidade de implantação de usinas heliotérmicas em território brasileiro, torna-se necessário avaliar que variáveis possuem mais impacto nos indicadores, e o que poderia ser realizado para tornar o investimento viável.

A análise do fluxo de caixa de todas as topologias heliotérmicas permitiu identificar que os principais empecilhos para a implantação das mesmas encontra-se em fatores econômicos, em sua maioria relacionados aos custos de instalação e a receita anual obtida com a venda de energia. Conseqüentemente, escolheu-se como uma das variáveis de sensibilidade o custo direto de instalação. Este contempla variados elementos da planta, como campo solar, sistema de armazenamento, espelhos, HTF e sistema de rastreamento. Também foram escolhidos como variáveis o preço de venda no ACR, a taxa de câmbio e a taxa mínima de atratividade.

Os indicadores avaliados nesta etapa foram o VPL e a TIRM. Uma vez que o *Payback* descontado e o LCOE não são utilizados como único critério de decisão em análises de viabilidade econômica, e considerando o cenário de inviabilidade avaliado, estes dois indicadores não são incluídos nas curvas de sensibilidade apresentadas a seguir.

4.3.2.1 Preço de venda da energia elétrica no ACR

A receita arrecadada pela usina provém da venda da energia gerada no ambiente de contratação regulado pela ANEEL. Avalia-se, neste estudo, a influência que a variação no preço de venda estipulado no contrato possui sobre os indicadores econômicos. A faixa de variação do preço da energia negociada no ACR variou de R\$ 0,6748/kWh a R\$ 0,8/kWh. A escolha deste intervalo contempla os preços históricos de venda registrados em leilões de geração da ANEEL para a energia FV (ANEEL, 2020b), avaliando também a hipótese de uma alta inflação nos preços.

A Figura 4.18 mostra o comportamento do VPL em relação à variação do preço de venda no ACR. As quatro curvas contempladas no gráfico representam as quatro topologias heliotérmicas.

A linha horizontal pontilhada representa o ponto em que o VPL é zero. Valores de VPL acima deste limiar indicam viabilidade econômica.

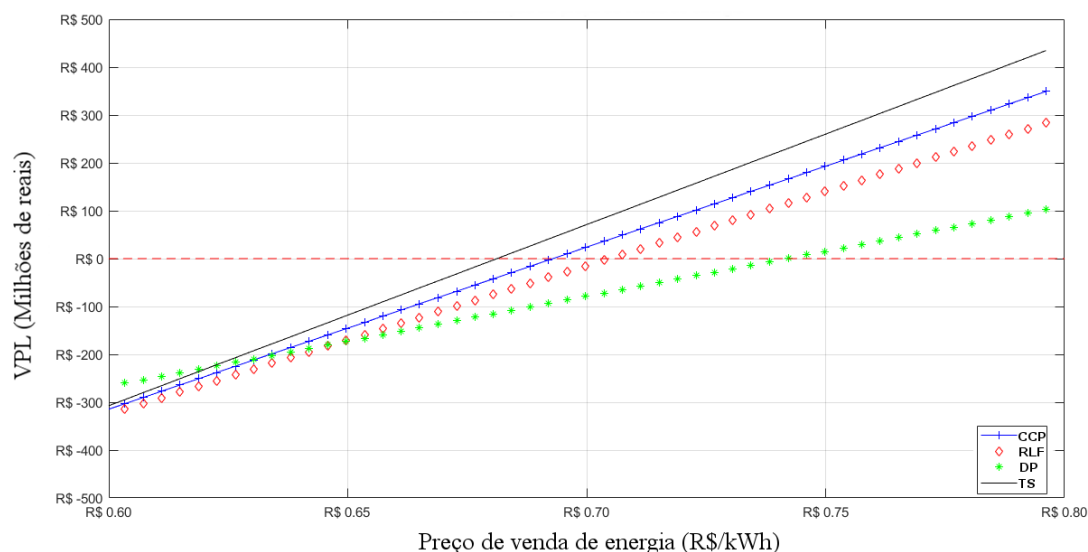


Figura 4.18: Variação do VPL em função do preço de venda de energia

O VPL varia linearmente com o preço de venda, como esperado, pois o aumento da receita influencia positivamente no numerador da equação (2.9). As inclinações das retas de VPL são diretamente proporcionais à energia gerada por cada planta, respectivamente. Isto faz com que a planta TS atinja a viabilidade com um preço de venda por kWh menor do que as outras.

Os projetos atingem a viabilidade econômica em pontos distintos, como evidenciado pela Figura 4.18. A planta TS atinge a viabilidade para preços acima de R\$0,6843/kWh, enquanto que a planta CCP torna-se viável para preços acima de R\$ 0,6959/kWh. A planta RLF, por sua vez, apresenta viabilidade para preços de venda maiores que R\$ 0,7075/kWh. Finalmente, a viabilidade da planta DP é alcançada apenas para preços maiores que R\$0,7422/kWh.

A sensibilidade da TIRM aos preços do ACR é representada pela Figura 4.19. A linha pontilhada horizontal, nesta figura, representa a TMA. Como discutido anteriormente, o investimento torna-se atrativo para valores maiores que a taxa mínima de atratividade. Para a planta TS, a TIRM torna-se maior que a TMA para preços de venda maiores que R\$ 0,5571/kWh, contra R\$ 0,5687/kWh para a planta CCP, R\$ 0,5764/kWh para a planta RLF e R\$ 0,6111/kWh para a planta DP. Destaca-se que os valores de viabilidade para a TIRM são, para todas as topologias, inferiores aos valores observados para o VPL. Desta forma, deve-se analisá-los conjuntamente a fim de decidir o melhor preço de venda a ser negociado.

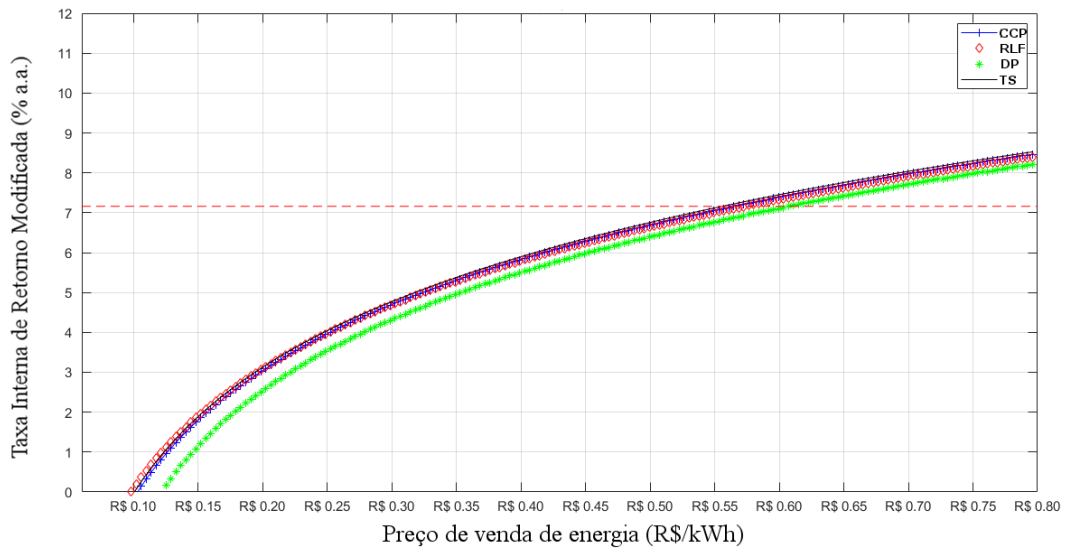


Figura 4.19: Variação da TIRM em função do preço de venda de energia

O *Payback* não apresentou mudanças para o intervalo de sensibilidade considerado, devido aos altos custos de instalação. Haja vista que o LCOE não é influenciado pela venda da energia, este indicador também permaneceu inalterado.

É possível concluir com a análise dos gráficos que a sensibilidade dos indicadores ao preço de venda é considerável. Entretanto, a viabilidade econômica só é atingida para preços de leilão razoavelmente altos e, portanto, pouco competitivos frente às usinas geradoras já estabelecidas no mercado. Isto indica que embora o impacto desta variável deva ser levado em conta, o preço de venda não pode ser o único fator considerado por tomadores de decisão, na avaliação de investimento em tecnologias heliotérmicas.

4.3.2.2 Custo direto de instalação

Conforme observado anteriormente, o custo dos equipamentos possui grande influência no fluxo de caixa e, conseqüentemente, nos indicadores econômicos. Nesta etapa julga-se a sensibilidade do VPL, TIRM e do LCOE em relação ao custo direto de instalação, o qual está relacionado principalmente ao custeio de equipamentos. Para cada planta, a faixa de variação do parâmetro de sensibilidade foi de 40% a 160% do custo direto da mesma. Esta faixa é baseada no relatório de redução de custos unitários de CSP conduzido pelo IRENA (IRENA, 2020).

A Figura 4.20, apresentada a seguir, contém a curva de sensibilidade do VPL à variação no custo de instalação das plantas CSP.

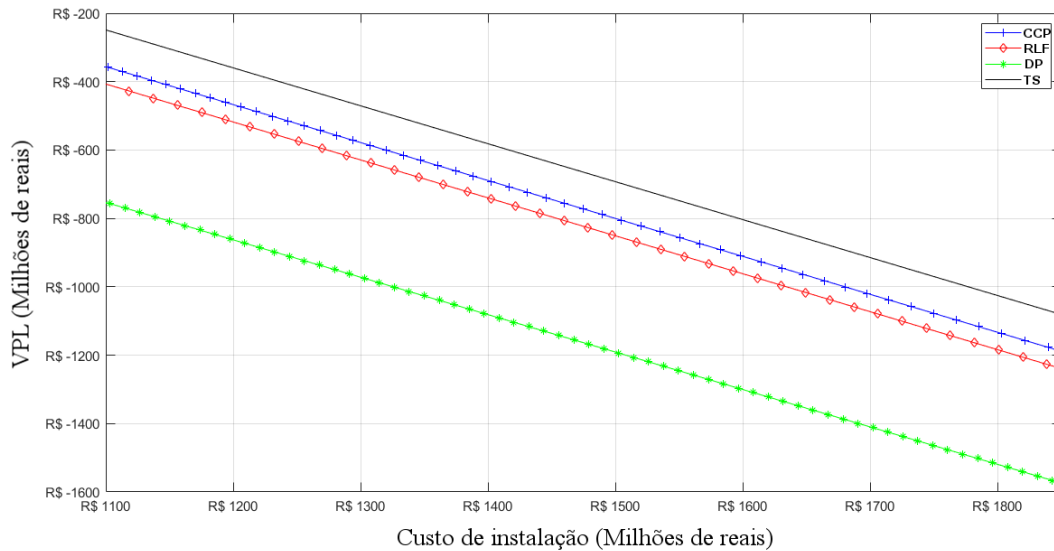


Figura 4.20: Variação do VPL em função do custo direto de equipamentos

Conclui-se, a partir da Figura 4.20, que a redução de custos possui maior influência sobre a topologia do tipo Torre Solar. Cabe ressaltar que as plantas CSP, apesar de apresentarem curvas com aproximadamente a mesma inclinação, não atingem a viabilidade econômica na faixa de variação mostrada. Este fenômeno deve-se em grande parte ao impacto de custos não relacionados a equipamento, sobretudo os custos relativos à área utilizada e à mão de obra para operação e manutenção da planta.

No caso da planta DP, que foi a planta cujo indicador apresentou o pior desempenho, a inviabilidade deve-se também à baixa receita anual da planta, que é consequência do baixo nível de geração da mesma. Em termos percentuais, observa-se que, partindo de um custo-base de R\$1,85 bilhões, uma redução de cerca de 68,2% do custo acarreta em um aumento de mais de 76% no VPL da topologia TS, contra 70% de aumento para a planta CCP, 64% para a planta RLF e 56% para a planta DP.

A sensibilidade da TIRM para a mesma faixa de variação do custo de instalação é representada na Figura 4.21, a seguir. Para a planta do tipo torre solar, o indicador também apresentou desempenho superior às outras topologias. O valor da TMA, para a topologia TS, é ultrapassado para custos de instalação inferiores a R\$1,080 bilhões de reais. Para as outras topologias, entretanto, a TIRM não alcança a taxa mínima de atratividade no intervalo de sensibilidade considerado.

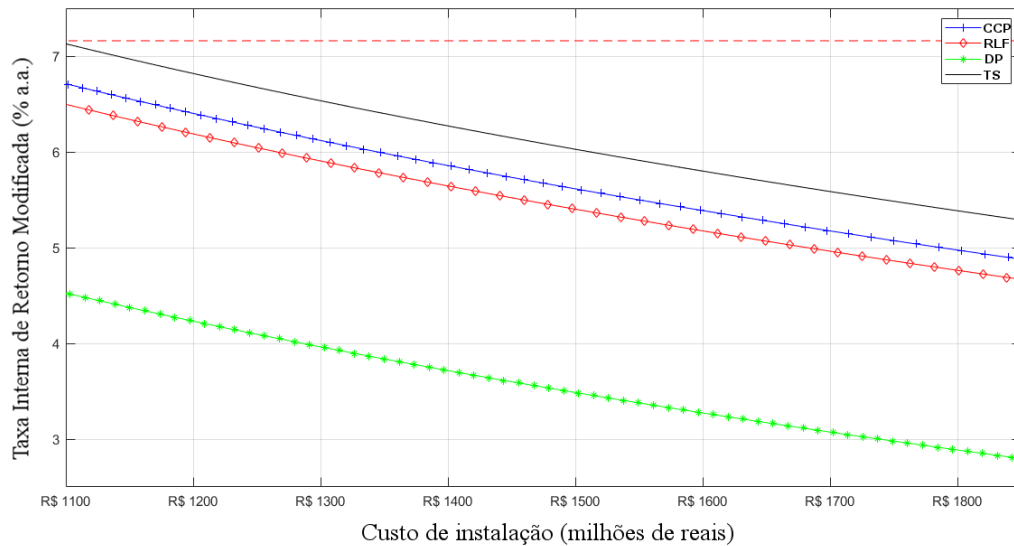


Figura 4.21: Variação da TIRM em função do custo direto de equipamentos

A curva de sensibilidade do custo nivelado de energia em função da variação do custo de equipamentos é evidenciada pela Figura 4.22. Conclui-se, a partir da análise de sensibilidade univariada, que o LCOE é pouco sensível às alterações limitadas ao custo direto de equipamentos. Mesmo apresentando valores de LCOE superiores às demais topologias, a curva para a planta DP possui a inclinação mais acentuada, com uma redução de cerca de 40,5% no valor do LCOE para a faixa de variação de R\$1,850 bilhões a R\$1,100 bilhões no custo direto. Isto se deve em grande parte ao baixo nível de geração desta topologia em relação às demais.

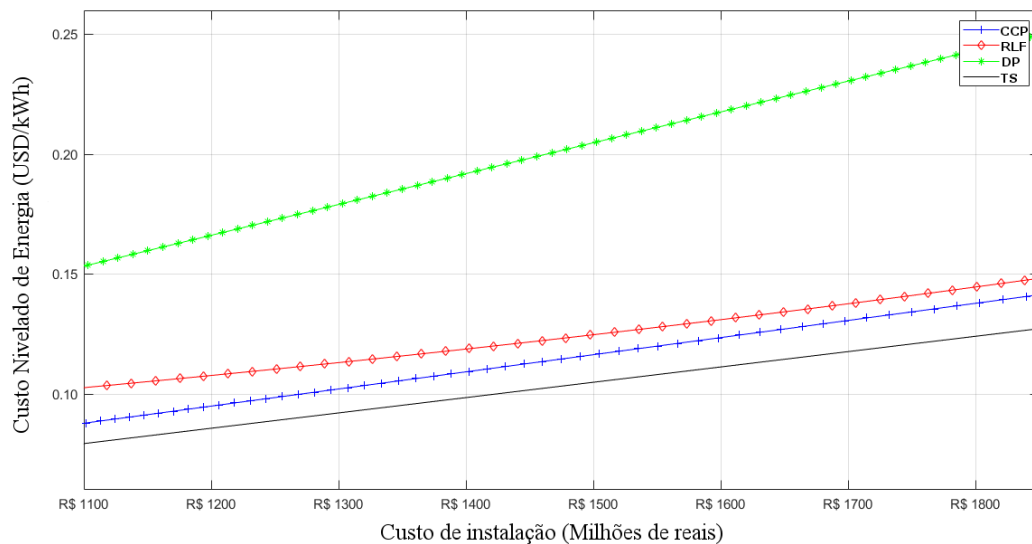


Figura 4.22: Variação do LCOE em função do custo direto de equipamentos

Com base nas Figuras 4.20, 4.21 e 4.22, torna-se evidente uma redução da viabilidade, em termos do VPL, da TIRM e do LCOE, ao se aumentar o custo direto de instalação. Para todos

os indicadores, a topologia DP possui desempenho insatisfatório em relação às demais. De forma geral, tem-se que o formato da curva e a variação dos indicadores apontam que a redução do custo direto possui impacto nos indicadores de viabilidade econômica. Embora uma alteração exclusiva no custo não seja suficiente para conferir viabilidade, no cenário proposto, os resultados ressaltam a importância do estudo de medidas para a redução do custeio de equipamentos no processo de implementação das tecnologias CSP no Brasil.

4.3.2.3 Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade está intimamente ligada a vários dos indicadores econômicos empregados nesta pesquisa pois, como foi mencionado anteriormente, ela representa o percentual mínimo que um investidor está disposto a ganhar a partir de uma aplicação financeira. Para os cenários avaliados neste estudo, a taxa empregada foi igual à WACC definida pela ANEEL em (ANEEL, 2014). Como o cálculo realizado depende da estrutura de capital e do risco país, reajustes são frequentemente efetuados a fim de adaptar as taxas ao desempenho econômico do Brasil. Esta subseção avalia a sensibilidade de dois indicadores, VPL e LCOE, a alterações na TMA. São considerados, para esta análise, valores para a TMA que variam conforme o histórico da taxa SELIC (BACEN, 2021), que é a taxa básica da economia do país. A Figura 4.23 apresenta as curvas de sensibilidade do VPL das quatro topologias CSP às variações na TMA.

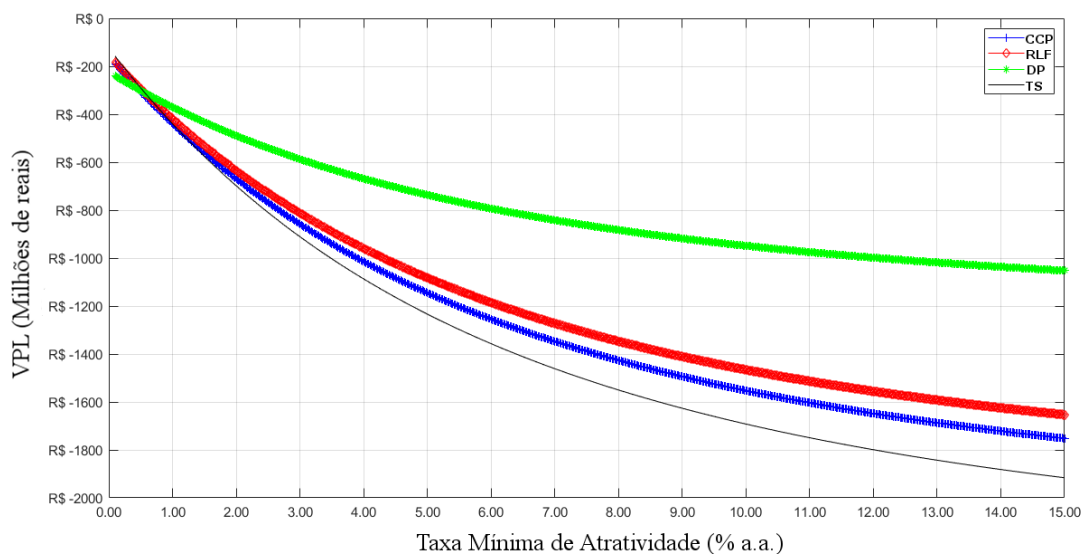


Figura 4.23: Variação do VPL em função da Taxa Mínima de Atratividade

A análise da Figura 4.23 permite auferir dados sobre o comportamento do VPL em relação à TMA. Esta influencia diretamente no valor das parcelas no cálculo do VPL, sendo que uma taxa menor significará maior retorno dos ativos. Embora nenhuma topologia alcance a viabilidade econômica para a faixa de valores estudada, nota-se uma elevada sensibilidade do indicador para três das quatro topologias examinadas. O VPL para a topologia do tipo disco parabólico é notadamente menos sensível à TMA. Este desempenho, como observado nas outras etapas de análise,

deve-se ao baixo retorno financeiro por parte desta topologia, ao longo da vida útil da mesma.

No cálculo do LCOE, a TMA é utilizada para trazer para o presente tanto os custos anuais gerados pela planta em sua vida útil, quanto a energia anual gerada. O impacto da TMA neste indicador, portanto, não pode ser desconsiderado, e é evidenciado na Figura 4.24.

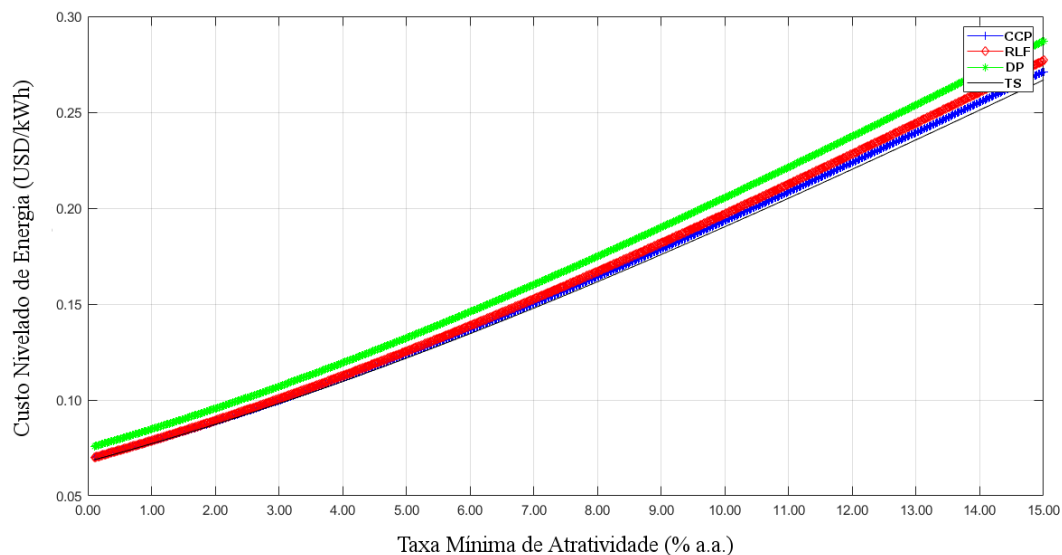


Figura 4.24: Variação do LCOE em função da Taxa Mínima de Atratividade

O LCOE possui um comportamento semelhante para todas as topologias CSP examinadas. De maneira geral, considera-se que o indicador é bastante sensível à TMA. Os valores mínimos de LCOE auferidos para as topologias foram 0,0688 USD/kWh para a planta TS; 0,0699 USD/kWh para a planta CCP; 0,0699 USD/kWh para a planta RLF e, finalmente, 0,0758 USD/kWh para a planta DP.

A análise de sensibilidade à taxa mínima de atratividade desconsiderou os indicadores TIRM e *Payback*. O primeiro, devido a seu cálculo ser dependente apenas dos custos de capital próprio e de terceiros. O segundo, devido ao cenário de inviabilidade econômica observado, o que acarreta em um *Payback* maior que a vida útil das usinas.

4.3.2.4 Taxa de câmbio

O último parâmetro investigado é a taxa de câmbio. Em geral, ela está intimamente interligada com o desenvolvimento econômico de um país. Uma taxa de câmbio competitiva é produto de vontade política que deve ser expressa em decisões e ações governamentais, e a correta administração dos juros e do câmbio podem definir os rumos de uma sociedade. Este estudo avalia a influência direta do câmbio como parâmetro de sensibilidade que impacta diretamente nos indicadores. Outras variáveis que podem sofrer influência de um câmbio desestabilizado são os riscos de crédito e risco país, que por sua vez impactam no custo de capital. Estes efeitos, porém, não foram observados neste estudo.

A variação na taxa de câmbio visa auferir dados sobre a dependência dos custos gerais da planta em relação à importação de equipamentos do exterior. Para efeitos de análise, o câmbio é variado em uma faixa de R\$1,00/USD a R\$6,00/USD. As curvas das Figuras 4.25 e 4.26 exibem o comportamento dos indicadores VPL e TIRM ao câmbio.

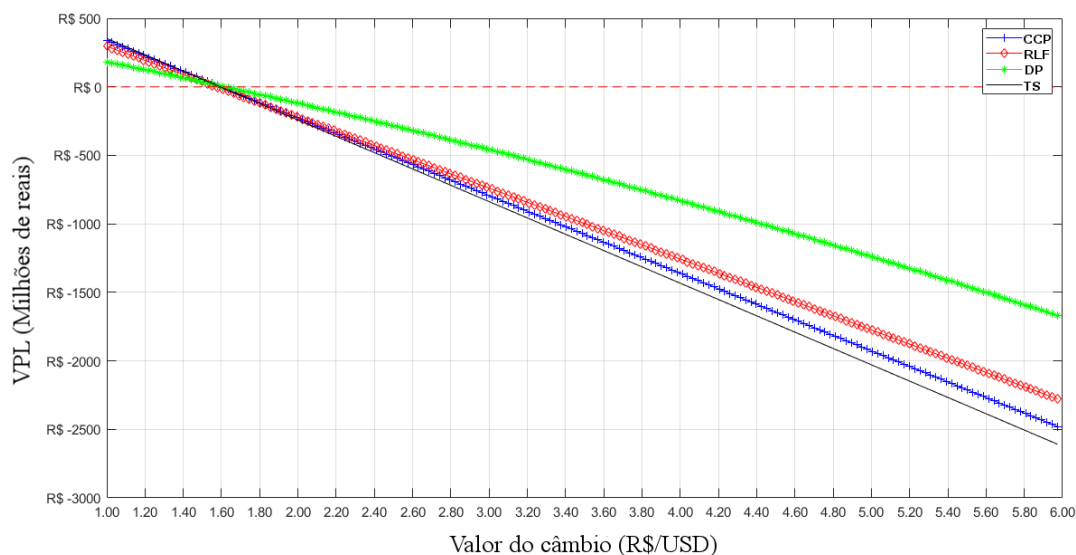


Figura 4.25: Variação do VPL em função da taxa de câmbio

Pela análise da Figura 4.25, depreende-se que topologias CCP, RLF e TS possuem inclinações mais elevadas que a topologia DP, o que pode ser compreendido como uma maior dependência das primeiras em relação aos custos de importação. A viabilidade econômica, neste cenário, é atingida para todas as topologias. As plantas TS, CCP e DP apresentam VPL positivo para taxas de câmbio menores que R\$1,58/USD. Já a planta RLF torna-se viável para um valor de câmbio menor que R\$1,52/USD.

Analisando-se a variação da TIRM em função do câmbio, é evidente a maior acentuação da curva para taxas de câmbio menores. Valores maiores que a WACC, são atingidos para uma taxa de câmbio menor que R\$ 1,99, para as topologias TS e CCP. A viabilidade da TIRM, para a planta RLF, só é atingida para valores de câmbio menores que R\$1,91/USD, valor próximo do limite de viabilidade alcançado pela planta DP para taxas de câmbio menores que R\$1,94/USD.

Obviamente, os valores de câmbio observados são parâmetros externos que não são diretamente controlados pelos tomadores de decisão. Contudo, a análise de sensibilidade conduzida neste trabalho evidencia a alta dependência dos FCD a flutuações no câmbio, causada pela dependência de importação de grande parte dos equipamentos. Este é um fator de suma importância que impacta na viabilidade dos projetos, o que cria a oportunidade de desenvolver políticas de incentivo focada na produção local de insumos para os equipamentos.

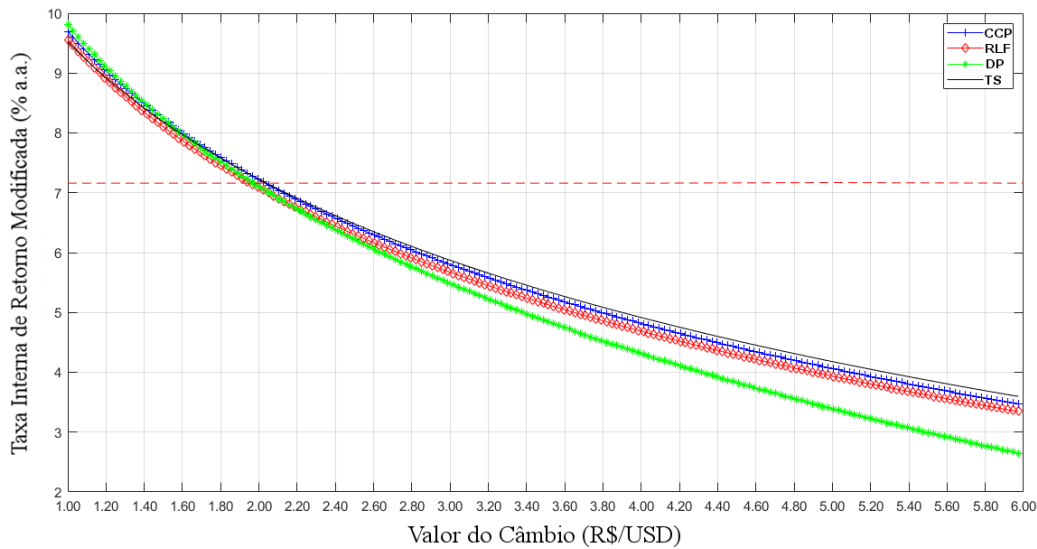


Figura 4.26: Variação da TIRM em função da taxa de câmbio

Com base nos resultados da análise de sensibilidade univariada, é possível concluir que o fator avaliado com maior impacto sobre a viabilidade econômica das plantas CSP foi o preço de venda de energia, seguido pela taxa de câmbio e pelo custo direto de equipamentos. Estes são dados importantes para os tomadores de decisão no setor elétrico, pois eles fornecem ferramentas para elaboração de políticas de incentivo focalizadas nas variáveis de interesse.

4.3.3 Estudo de cenário otimista

Finalmente, foi conduzida uma simulação de um cenário otimista, no qual foram empregadas estimativas otimistas para as variáveis de sensibilidade estudadas nas seções anteriores. O estudo deste cenário faz-se necessário em virtude do cenário de inviabilidade econômica de plantas CSP examinado para o estudo de caso inicial.

As estimativas otimistas foram escolhidas baseando-se no histórico de cada um dos parâmetros, bem como em previsões e tendências fornecidas por relatórios internacionais. No tocante do custo de equipamento e maquinário, a estimativa deu-se considerando o histórico de redução percentual de custos de geração por energia solar heliotérmica, de 2010 a 2019 (IRENA, 2020).

Em termos de preços do ACR, adotou-se o preço de venda médio para energia FV, estabelecido no Leilão de Energia Reserva nº7, em agosto de 2015. A escolha deste preço deu-se com o objetivo de simular condições de operação no mercado semelhantes às contempladas no início da implantação de plantas FV. Sob esta mesma perspectiva, foi empregado o valor histórico da taxa de câmbio para agosto de 2015. A taxa mínima de atratividade empregada neste cenário foi de 5% ao ano, de acordo com o histórico da Meta Selic (BACEN, 2021). Como incentivo fiscal no cenário otimista, foi considerada uma isenção de 50% na TUST, similar ao incentivo aplicado a usinas geradoras fotovoltaicas com potência entre 30 MW e 300 MW (EBE, 2020; ANEEL, 2004).

A Tabela 4.17 sintetiza os parâmetros utilizados no cenário otimista e seus respectivos valores.

Tabela 4.17: Parâmetros empregados na simulação do cenário otimista

Parâmetros	Valores
Redução custo de instalação, por tecnologia (%)	50,00
Preço de venda (R\$/MWh)	310,00
Taxa de câmbio (R\$/USD)	3,50
Taxa mínima de atratividade (% a.a.)	5,00
Isenção da TUST (%)	50,00

Os resultados obtidos para todas as tecnologias CSP são apresentados na Tabela 4.18, que compara os resultados obtidos pelo estudo otimista com o estudo padrão. Por já apresentar viabilidade no cenário padrão, a usina FV não foi incluída nesta análise otimista, pois neste cenário é considerado que as reduções de custos e incentivos seriam destinados apenas a projetos de usinas CSP. Pela análise da Tabela 4.18, é possível averiguar que todos os indicadores apresentaram melhora substancial no cenário otimista, passando a indicar viabilidade dos projetos heliotérmicos.

Destaca-se também o desempenho do *Payback* Descontado. Em geral, não há um valor ideal de referência para este indicador nas topologias CSP, visto que ainda é uma tecnologia em estágios embrionários de implantação. A redução em seu valor é considerável, porém mais pesquisas na área são necessárias para se auferir qual o tempo ideal para o retorno do investimento em projetos de grande porte de CSPs.

Neste cenário, ainda é possível avaliar o desempenho do LCOE. O valor obtido para as plantas CSP foi significativamente reduzido, em comparação com o cenário padrão, aproximando-se de USD 0,10/kWh. Estes valores vão ao encontro das previsões de redução de custos para 2020 e 2021, e indica o potencial de melhoria na geração solar como um todo.

Tabela 4.18: Resultado dos indicadores econômicos no cenário otimista e padrão

	Cenário	VPL (R\$)	TIRM (% a.a.)	Payback (anos)	LCOE (USD/kWh)
Torre Solar	Otimista	547.791.329,78	8,75	13,43	0,0556
	Padrão	-1.509.444.324,53	4,52	>30	0,1500
Calha Parabólica	Otimista	459.792.981,24	8,66	13,94	0,0573
	Padrão	-1.361.028.706,45	4,55	>30	0,1525
Refletor Linear Fresnel	Otimista	406.604.491,93	8,58	14,40	0,0582
	Padrão	-1.285.536.811,20	4,43	>30	0,1549
Disco Parabólico	Otimista	231.371.711,72	8,53	14,66	0,0594
	Padrão	-848.902.679,32	4,06	>30	0,1625

Dentre as usinas heliotérmicas, a que apresentou o melhor desempenho para todos os indicadores foi a planta do tipo torre solar. Além do VPL e TIRM elevados, o *Payback* descontado foi de 13,43 anos para esta usina. As plantas de foco linear, do tipo CCP e RLF, apresentaram desempenho econômico relativamente próximo. A maior atratividade dentre as duas foi observada

para a planta CCP, devido a uma melhora expressiva em seus indicadores no cenário otimista. Finalmente, cabe salientar que a planta do tipo disco parabólico também obteve melhora substancial em todos os indicadores. Não obstante, a análise comparativa desta topologia em relação às demais aponta para menor atratividade do investimento, em virtude da elevada expectativa de retorno e baixo custo de geração auferidos para as outras tecnologias.

A análise do cenário otimista mostra que mesmo com custos relativamente altos, o desenvolvimento de incentivos à geração CSP provoca uma melhora significativa nos indicadores de viabilidade econômica de todas as tecnologias, o que evidencia o grande potencial de geração de energia e, conseqüentemente, de retorno financeiro de usinas heliotérmicas.

4.3.3.1 Financiamento

Levando em consideração a atratividade dos investimentos alcançada pelo cenário otimista, a última variável estudada é o nível de financiamento do projeto, a fim de se avaliar qual é o impacto do percentual de financiamento nos indicadores de viabilidade econômica das plantas. A base de dados utilizada para o cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros é a mesma empregada na seção 4.3.1.3. As simulações aplicam os parâmetros de entrada do cenário otimista. É importante salientar que o sistema de amortização empregado é o sistema SAC, que considera amortizações constantes ao longo do tempo de vida útil do projeto.

Embora seja intuitivo pensar que a entrada de capital de terceiros seja benéfica, deve ser observado que a estrutura de capital muda conforme a proporção entre capital próprio W_p e capital de terceiros W_d é alterada. Isto, conseqüentemente, acaba impactando o valor do beta e dos riscos associados ao empréstimo de capital. A Figura 4.27 representa os resultados para a análise de sensibilidade do VPL e à variação do nível de financiamento, que vai de 0% a 100% para as plantas heliotérmicas estudadas.

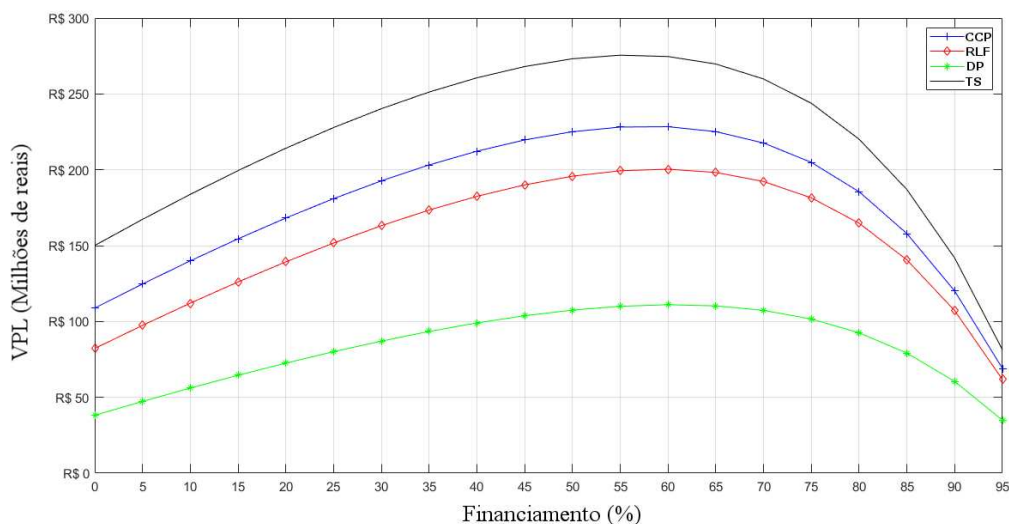


Figura 4.27: Comportamento do VPL em função do percentual de financiamento

A partir da Figura 4.27, é possível constatar que à medida em que o percentual de financiamento aumenta, o VPL das tecnologias heliotérmicas também aumenta até atingir um ponto de máximo, o qual corresponde ao nível ótimo de financiamento para cada tecnologia. Para níveis de financiamento maiores que este, o VPL decresce abruptamente. O nível ótimo de financiamento é aproximadamente 55% para as tecnologias TS, e 60% para as plantas CCP, RLF e DP.

A redução do VPL para percentuais de financiamento acima do nível ótimo é justificada pelo aumento da dívida e o conseqüente aumento das amortizações e dos juros anuais que incidem sobre a mesma, pois, em decorrência do alto nível de financiamento, uma parcela cada vez maior dos rendimentos anuais acaba sendo utilizada para o pagamento da dívida de financiamento.

A estrutura de capital, aliada à receita considerável que é contabilizada anualmente pelas plantas, mantém uma margem considerável de lucro ao longo da vida útil da usina. Obviamente, a análise aplica-se ao cenário otimista, em condições ótimas de mercado que viabilizam os projetos CSP. Não obstante, a análise do VPL permite estimar o grande potencial de lucro por parte dos investidores em um cenário de viabilidade destas usinas.

A Figura 4.28 a seguir apresenta os resultados para a análise de sensibilidade da TIRM, à variação do nível de financiamento, que também varia de 0% a 100%.

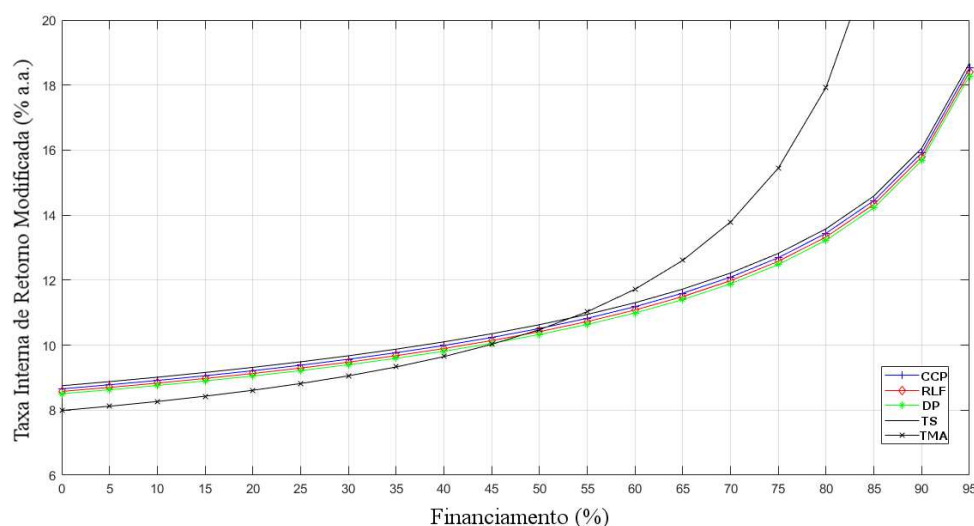


Figura 4.28: Variação da TIRM em função do nível de financiamento

Finalmente, ao se examinar as curvas para a TIRM, obtêm-se resultados semelhantes do VPL. Uma TIRM elevada geralmente significa atratividade de investimento. Contudo, esta conclusão apenas pode ser alcançada ao se analisar como a TIRM se comporta em relação à TMA, pois esta também é incrementada com o nível de financiamento. Da Figura 4.28 tem-se que, para as topologias TS, CCP, RLF e DP, respectivamente, a TIRM passa a ser menor que a TMA para valores de financiamento acima de 55%, 50%, 47% e 45%. Considerando os riscos associados ao financiamento que foram evidenciados pelas Figuras 4.27 e 4.28, a tomada de decisão acerca do ponto ótimo de financiamento deve levar em conta, primariamente, o ponto de máximo para a curva do VPL em função do nível de financiamento, para então avaliar o desempenho da TIRM.

Capítulo 5

Conclusões

Esta dissertação propôs uma metodologia de análise determinística de viabilidade técnico-econômica de plantas heliotérmicas e fotovoltaicas em território brasileiro. As topologias CSP avaliadas foram as do tipo TS, CCP, RLF e DP, enquanto que a usina FV de grande porte utilizada foi do tipo *on-grid*. Para realizar o levantamento do potencial de geração das plantas supracitadas, foram conduzidas simulações que utilizaram o *software* desenvolvido pela NREL, *System Advisor Model*.

Para as simulações, foram empregados parâmetros técnicos obtidos de outros trabalhos e relatórios presentes na literatura. A metodologia para validação destes dados consistiu na realização de simulações empregando os mesmos parâmetros contidos nas referências, sob as mesmas condições geográficas e meteorológicas originalmente encontradas. Após obter resultados com no máximo 6% de EPM em relação aos artigos originais, o modelo foi considerado validado e os parâmetros foram utilizados como dados de entrada para novas simulações, considerando condições climáticas do município baiano de Bom Jesus da Lapa. A escolha de local com as condições meteorológicas mais favoráveis para a instalação das plantas baseou-se em análises comparativas de índices de irradiância solar ao longo do território brasileiro.

As simulações conduzidas pelo SAM para o município baiano forneceram um conjunto de dados de desempenho técnico das plantas. De maneira geral, os resultados mostraram que todas as topologias CSP têm ótimos índices de geração e eficiência de conversão, devido à grande quantidade de energia solar que incide sobre a região simulada. Destaca-se, em termos de geração absoluta, a topologia TS, que ao longo do primeiro ano de operação gerou mais de 372 GWh de energia, com um fator de capacidade de 42,5% e eficiência de conversão ESE de 16,3%. É importante destacar que as topologias RLF e CCP geram uma quantidade considerável de energia, mesmo utilizando-se de uma área de duas a até quase quatro vezes menor que a topologia TS.

Os parâmetros técnicos e os resultados de desempenho foram aplicados em um modelo de fluxo de caixa, a fim de se averiguar o desempenho econômico das usinas propostas. No modelo, considerou-se que a energia elétrica produzida é negociada no ACR. Como a aplicação de usinas CSP no Brasil é incipiente, grande parte dos equipamentos empregados nestas usinas foram precificados no mercado estrangeiro. Já a precificação de terreno, as despesas com manutenção, e as

alíquotas de impostos incidentes sobre a renda bruta foram utilizados segundo regulamentações brasileiras.

A análise de viabilidade econômica foi realizada por meio dos indicadores VPL, TIRM, *Payback* Descontado e LCOE. No cenário inicial proposto para as plantas, todos os indicadores supracitados determinaram a inviabilidade econômica das plantas CSP. A planta fotovoltaica, entretanto, destacou-se entre as demais, mostrando ser viável economicamente.

Foi efetuada uma análise de sensibilidade dos indicadores econômicos às alterações em determinados parâmetros econômicos do FCD. As variáveis consideradas neste estudo foram o preço de venda da energia gerada no ACR, o custo direto de investimento em equipamentos, a taxa mínima de atratividade e a taxa de câmbio. Os resultados apontaram que o preço de venda de energia, a taxa de câmbio e o custo de investimento causaram o maior impacto na viabilidade econômica do projeto. A viabilidade econômica chegou a ser atingida para variações significativas dos dois primeiros parâmetros.

Por meio da avaliação da sensibilidade dos indicadores, foi proposto um cenário otimista para a análise de desempenho econômico das usinas estudadas. O cenário leva em consideração valores como preço de venda, custo direto de equipamentos, TMA e taxa de câmbio otimizados. Para o preço de venda, foi empregado o valor histórico do mesmo durante o período de implementação de geração fotovoltaica no Brasil. A redução do custo direto dos equipamentos foi escolhida baseando-se nos relatórios do IRENA sobre custos de geração para plantas CSP ao redor do globo nos últimos 10 anos, enquanto que para a TMA foi considerado o histórico da taxa SELIC fornecido pelo Banco Central. Finalmente, a variação histórica do câmbio no Brasil foi examinada para escolher a taxa de câmbio otimista empregada. Destarte, o cenário otimista condensa diversos fatores que propiciam o desenvolvimento de usinas solares no Brasil.

Os resultados extraídos da análise do cenário otimista foram satisfatórios, apontando viabilidade econômica e atratividade de investimentos para todas as tecnologias discutidas neste estudo. Detaca-se que o cenário otimista mostra os potenciais benefícios da redução de custos na viabilidade financeira dos projetos de usinas CSP. O efeito do financiamento do projeto, no cenário em questão, também foi avaliado por uma análise de sensibilidade. Esta variável, por sua vez, apresentou impacto positivo nos indicadores VPL e TIRM para níveis de financiamento menores que 55%, 50%, 47% e 45% do valor do investimento, para as topologias TS, CCP, RLF e DP, respectivamente. O desempenho favorável das tecnologias de geração solar, sob as condições ótimas, são ferramentas para enriquecer a discussão sobre políticas de incentivo no tocante à geração heliotérmica.

A partir da análise dos resultados alcançados por este estudo, há três frentes de abordagem que podem ser consideradas, no esforço de se elevar a competitividade das tecnologias heliotérmicas frente às fontes energéticas convencionais:

- Fomento de pesquisa e desenvolvimento na área de energia heliotérmica, com o objetivo de gerar conhecimento e atrair o interesse de investidores, políticos, e demais tomadores de decisões no setor elétrico. No caso de geração por concentração solar, faz-se necessário o

investimento em divulgação do grande potencial de geração e demais benefícios propiciados por usinas heliotérmicas.

- Viabilização da produção de equipamentos em território nacional, a fim de reduzir os custos de implantação, uma vez que estes são altamente dependentes de flutuações nos custos de componentes básicos, como alumínio, aço, concreto e plástico, cujos preços estão sujeitos à taxa de câmbio. Destarte, o grau com que as *commodities* podem ser supridas localmente, o que reduz consideravelmente os custos.
- Adoção de políticas econômicas capazes de favorecer a integração de usinas heliotérmicas no Brasil, na forma de isenções tributárias, desonerações e oferta de crédito a taxas atrativas por meio, por exemplo, do BNDES.

5.1 Trabalhos publicados

O seguinte artigo foi publicado em congresso, contendo resultados intermediários da pesquisa desenvolvida nesta dissertação.

Torres, G. S., De Oliveira, T. A. P., de Leles Ferreira Filho, A., and Domingues, E. G. (2020). **Economical assess of concentrated solar tower power plants in the brazilian scenario** In 2020 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), pages 1-6. SBSE

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

- Estender a análise para diferentes estados brasileiros, a fim de averiguar o desempenho de CSPs de pequeno e médio porte nestes locais.
- Avaliar o desempenho técnico-econômico de plantas heliotérmicas com hibridização, que pode integrar desde termelétricas até usinas FV de menor porte para complementar a geração e, possivelmente, reduzir custos.
- Efetuar estudos incluindo um respectivo estudo do mercado nacional, utilizando os preços de componentes dos equipamentos empregados nas plantas CSP para este cenário.
- Desenvolver estudos comparativos que avaliem a viabilidade econômica de usinas CSP de pequena escala, incluindo usinas com potência nominal igual ou menor que 5 MW.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABBAS, M. et al. Dish stirling technology: A 100 MW solar power plant using hydrogen for algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 36, n. 7, p. 4305–4314, 2011.
- ABBAS, M.; MERZOUKL, N. K. Techno economic study of solar thermal power plants for centralized electricity generation in algeria. In: *2nd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 4305–4314.
- ADARME-MEJIA, L. M.; IRIZARRY-RIVERA, A. A. Feasibility study of a linear fresnel concentrating solar power plant located in ponce, puerto rico. In: *2015 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- AMADEI, C. et al. Simulation of gemasolar-based solar tower plants for the chinese energy market: Influence of plant downsizing and location change. *Renewable Energy*, v. 55, p. 366–373, 2013.
- ANEEL. *Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada*. 2004. REN N 77. Acessado em 08-01-2021.
- ANEEL. *Nota Técnica n89/2014-SRE/ANEEL*. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/resultado/wacc_geracao_3_-_fechamento_ap_-_v5.pdf>, 2014.
- ANEEL. *Chamada de Projeto de P&D Estratégico n 019/2015*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/chamadas-de-projetos-de-p-d/-/asset_publisher/4f6nNc41iP9m/content/p-d-estrategico-n-019-2015-12-/656831?inheritRedirect=false>, 2015.
- ANEEL. *Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. [S.l.], 2017. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/>>.
- ANEEL. *Nota Técnica Nº 30/2020-SRM/Aneel*. Disponível em <<http://www.isacteep.com.br/Arquivos/Download/Nota-Tecnica-30-2020.pdf>>, 2020.
- ANEEL. *Resultado dos leilões de geração no ambiente regulado*. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>, 2020.
- ANEEL. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA*. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/siga>>, 2021.
- AWAN, A.-B. Design, optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants. *Energy*, v. 199, 2020.

- BACEN. *Taxas de juros básicas – Histórico*. 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controlinflacao/historicotaxasjuros>>. Acessado em 10-01-2021.
- BELGASIM, B.; ELMNEFI, M. Evaluation of a solar parabolic trough power plant under climate conditions in libya. In: . [S.l.: s.n.], 2014.
- BISHOYI, D.; SUDHAKAR, K. Modeling and performance simulation of 100 mw lfr based solar thermal power plant in udaipur india. *Resource-Efficient technologies*, v. 3, p. 365–377, 2017.
- BLANCO, M. J.; SANTIGOSA, L. R. *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. second. [S.l.]: Woodhead Publishing, 2017.
- CERECEDO, L. O. et al. Optical performance modeling of a solar tower heliostat field and estimation of receiver temperature. In: *Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.: s.n.], 2013.
- COLLADO, F.; GUALLAR, J. Two-stages optimised design of the collector field of solar power tower plants. *Solar Energy*, v. 135, 2016.
- CONGRESSO NACIONAL. *Medida Provisória nº 998*. 2020. Disponível em: <<https://www.congressonacional.leg.br/materias/medidas-provisorias/-/mpv/144445>>. Acessado em 23-03-2021.
- CSIRO. *Ilustração de um campo de heliostatos*. 2020. Disponível em: <<https://www.scienceimage.csiro.au/library/technology/i/3780/heliostat-mirror-field-at-the-national-solar-energy-centre-in-newcastle-nsw/>>. Acessado em 04-01-2021.
- DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimentos - Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo, 2 ed.* [S.l.]: Qualitymark, 2010.
- DESIDERI, U. et al. Comparative analysis of concentrating solar power and fotovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations. *Applied Energy*, v. 102, p. 765–784, 02 2013.
- DOBOS, A. et al. Advances in csp simulation technology in the system advisor model. *Energy Procedia*, v. 49, p. 2482–2489, 2014. Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference.
- DOE. *Concentrating solar power commercial application study: reducing water consumption of concentrating solar power electricity generation*. Disponível em <https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf>, 2001.
- EBE. *Fim do desconto na TUST beneficiará a fonte eólica no médio prazo*. 2020. Disponível em: <https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/2020/10/29/fim-do-desconto-na-tust-beneficiara-a-fonte-eolica-no-medio-prazo/#_ftn4>. Acessado em 20-03-2021.
- EDDHIBI, F.; QOAIDER, L. Analytic optical design of a linear fresnel solar collector with variable parameters. *Journal of Materials and Environmental Science* , v. 8, p. 4068–4084, 2017.
- FILHO, J. B. M. *Plantas Heliotérmicas para o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina*. [S.l.], 2020.
- FRASER, P. R. *Stirling Dish System Performance Prediction Model*. Dissertação (Mestrado) — University of Wisconsin - Madison, 2008.

- HIJAZI, H.; MOKHIAMAR, O.; ELSAMNI, O. Mechanical design of a low cost parabolic solar dish concentrator. *Alexandria Engineering Journal*, v. 55, n. 1, p. 1–11, 2016.
- INCRA. *Planilha de Preços Referenciais de Terra (PPR)*. Disponível em <<http://antigo.incra.gov.br/pt/ramt-sr05-ba>>, 2018.
- IRENA. Renewable power generation costs in 2019. In: *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*. [S.l.: s.n.], 2020.
- JU, X. et al. A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (pv-csp) hybrid systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v. 161, p. 305 – 327, 2017.
- KALOGIROU, S. A. *Solar Energy Engineering - Processes and Systems*. [S.l.]: Elsevier, 2009.
- KURUP, P.; TURCHI, C. *Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM)*. Disponível em <<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65228.pdf>>, 2015.
- LOVEGROVE, K.; STEIN, W. *Concentrating solar power technology*. [S.l.]: Woodhead Publishing, 2012.
- MELO, F. *Projeto e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica de Baixa Tensão em Conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, NUPEP - Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência, 2014.
- MICC. *Parabolic Trough CSP Sites*. 2020. Disponível em: <<https://www.miccltd.com/engine.php?address=heating/concentrated-solar-power-csp/parabolic-trough-csp-sites>>. Acessado em 18-12-2020.
- MME. *Nota técnica PR 07/18: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050*. [S.l.], 2018.
- NASA. *Vanguard Satellite, 1958*. 2017. Disponível em: <<https://www.nasa.gov/content/vanguard-satellite-1958>>. Acessado em 04-11-2020.
- NETO, D. P. *Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Goiás, Programa de pós-graduação em engenharia elétrica e de computação, 2017.
- NREL. *Solar Resource Data*. Disponível em <https://sam.nrel.gov/weather-data>, 2020.
- OECD. *Projected Costs of Generating Electricity*. Disponível em <https://www.oecd-ilibrary.org/energy/projected-costs-of-generating-electricity-2010_9789264084315-en>, 2010.
- OKAFOR, K. C.; ONWUSURU, I. M. Nsolar satellite: A green energy infrastructure for power challenged environments, a case for solar cell i-v behaviour. In: *African Journal of Computing & ICT*, vol. 6, nº 5. [S.l.: s.n.], 2013. p. 69–80.
- OLIVEIRA, T. P. *Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. [S.l.], 2017. Disponível em <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, Brazil: CEPTEL - CRESESB, 2014.

- PINTO, L. S. *Análise de risco do aproveitamento energético do biogás proveniente da vinhaça de agroindústrias sucroenergéticas para geração de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Instituto federal de educação ciência e tecnologia de goiás, Pró-reitoria de pesquisa e pós-graduação, 2020.
- PRAVEEN, R.; BASEER, M. A. Design, performance analysis and optimization of a 100 mw concentrated solar power plant with thermal energy storage. In: *IEEE International Conference on Current Trends toward Converging Technologies, Coimbatore, India*. [S.l.: s.n.], 2018.
- RAGHEB, M. *Solar thermal power and energy storage: historical perspective*. 2014. Disponível em: <https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/story/2015-04-18/solar_thermal_power_and_energy_storage_historical_perspective.pdf>. Acessado em 18-12-2020.
- REN21. Renewables 2020 global status report. In: *Paris: REN21 Secretariat*. [S.l.: s.n.], 2020.
- RFB. *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido CSLL*. 2015. Disponível em: <<https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/CSLL#ali1>>>. Acessado em 30-07-2020.
- RIOGLASS. 2021. Disponível em: <<https://old.rioglass.com/hce-tubes/>>. Acessado em 01-03-2021.
- SALAMEH, Z. *Renewable Energy System Design*. [S.l.]: Elsevier, 2014.
- SANTOS, M. P. dos; LEITE, L. H. M.; REIS, A. da S. Concentrated solar power: Analysis of economic aspects in brazil. In: *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- SENGUPTA, M. et al. The national solar radiation data base (nsrdb). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 89, p. 51–60, 2018.
- SHABBIR, M. N. S. K.; CHOWDHURY, M. S. A.; LIANG, X. A guideline of feasibility analysis and design for concentrated solar power plants. *Canadian Journal of Electrical and computer engineering*, no 4, v. 41, p. 203–217, 2018.
- TORRES, G. S. et al. Economical assess of concentrated solar tower power plants in the brazilian scenario. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (2020)*. [S.l.: s.n.], 2021.
- TORRESOL. 2014. Disponível em: <<https://torresolenergy.com/en/gemasolar/>>. Acessado em 21-11-2019.
- WAGNER, M.; ZHU, G. A generic csp performance model for nrel's system advisor model. In: *SolarPACES*. [S.l.: s.n.], 2011.
- WAGNER, M. J. *Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants*. Tese (Doutorado) — University of Wisconsin, 2008.
- WAGNER, M. J.; GILMAN, P. *Technical Manual for the SAM Physical Trough Model*. Disponível em <<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51825.pdf>>, 2011.
- YENEN, M.; ERCAN, F.; FAHRIOGLU, M. Solar thermal system analysis of northern cyprus. In: . [S.l.: s.n.], 2012.