

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Especialização em Fontes Renováveis:
Geração, Operação e Integração

**Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes
fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo
Calha Parabólica de 100 MWe.**

Larissa Fernanda Nunes Ildefonso

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Fontes Renováveis*.

Orientador: Prof. Dr. José Henrique Martins Neto

Belo Horizonte - MG
Novembro de 2019



ATA DA DEFESA

“Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo Calha Parabólica de 100 MWe”

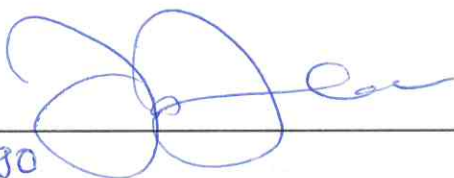
LARISSA FERNANDA NUNES ILDEFONSO

Trabalho Final defendido perante a banca examinadora, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de “Especialista em Fontes Renováveis – Geração, Operação e Integração”.

Aprovada em 04 de dezembro de 2019.

Por:

Prof. Dr. José Henrique Martins Neto
Avaliador 1 – Orientador



Nota: 90

Prof. Dr. Raphael Nunes de Oliveira
Avaliador 2



Nota: 90

I27a	<p>Ildfonso, Larissa Fernanda Nunes. Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo Calha Parabólica de 100MWe [recurso eletrônico] / Larissa Fernanda Nunes Ildfonso. – 2019. 1 recurso online (56 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientador: José Henrique Martins Neto.</p> <p>“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Fontes renováveis: geração, operação e integração da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais.”</p> <p>Bibliografia: f. 53-56. Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.</p> <p>1. Engenharia elétrica. 2. Calor - Armazenamento. 3. Energia solar térmica. 4. Estudos de viabilidade. 5. Métodos de simulação. I. Martins Neto, José Henrique. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
------	---

RESUMO

O trabalho consiste na realização de um estudo comparativo que permitiu avaliar a viabilidade técnica e econômica e as vantagens da utilização de diferentes fluidos térmicos como fluidos de transferência de calor (HTF) para uma usina de concentração solar (CSP) de Calha Parabólica (PTC), a partir da utilização do software SAM (System Advisor Model). Dessa forma, foi realizado um breve embasamento teórico acerca dos diferentes tipos de usinas de concentração e, também, dos tipos de sistemas de armazenamento térmico (TES) e fluido térmicos aplicados como fluido de transferência de calor tanto para o campo solar, quanto para o armazenamento térmico. A partir daí foram realizadas sete simulações, com três diferentes fluidos térmicos comerciais: óleo sintético Therminol VP-1 e sais fundidos HITEC XL e HITEC SOLAR SALT, sendo três simulações para planta sem armazenamento, uma simulação com armazenamento de modo direto e três simulações para o modo indireto, com o intuito de comparar os resultados encontrados, e realizar a avaliação técnica-econômica. Os dados climatológicos para realização do estudo foram do município de Petrolina, em Pernambuco, uma vez que está em andamento o desenvolvimento de uma planta-piloto utilizando a tecnologia cilindro parabólico nesta localidade. Para a avaliação econômica, foram admitidos na simulação os dados econômicos de default do software SAM, mas determinados valores foram alterados para se adequarem às características brasileiras. A partir das simulações realizadas para os diferentes layouts foram avaliadas as principais variáveis técnicas de saída, bem como as variáveis financeiras. Analisando os resultados técnicos e econômicos encontrados, foi possível concluir que quatro simulações (uma sem armazenamento térmico, uma simulação para TES de modo direto e duas para TES de modo indireto) apresentaram desempenhos semelhantes as plantas comerciais que empregam a mesma tecnologia CSP, com isso, estas modelagens se mostraram uma alternativa viável para desenvolvimento futuro no Brasil. Sendo a Simulação 4, que consiste na planta com armazenamento em modo direto e utilização do óleo térmico Therminol VP-1, a modelagem que apresentou a melhor performance. Por outro lado, comparando os preços PPA calculados nas simulações com os valores determinados como referencial, os preços PPA encontrados para as sete plantas simuladas mostraram-se significativamente superior ao valor estabelecido no último leilão de energia. Isso sugere que para os preços de energia praticados atualmente no Brasil, as tecnologias CSP não seriam uma opção financeiramente viável. Contudo, a despeito das dificuldades, tanto em relação a simulação que foi baseada em um software que não leva em consideração algumas particularidades brasileiras, quanto em relação à disponibilidade reduzida de informações referente a tecnologia heliotérmica e o armazenamento térmico no Brasil, o estudo mostrou-se válido, sobretudo para o incentivo ao uso da energia térmica solar para produção de energia elétrica e diversificação da matriz energética no país.

Palavras Chaves: Calha Parabólica (PTC), Fluido de Transferência de Calor (HTF), Armazenamento Térmico.

ABSTRACT

The completion of course work consisted of a comparative study that allowed to evaluate the technical and economic viability and the advantages of using different thermal fluids as heat transfer fluids (HTF) for a Parabolic Trough (PTC) solar concentration plant (CSP), using the System Advisor Model (SAM) software. Thus, a brief theoretical background was made about the different types of concentration plants and also the types of thermal storage systems (TES) and thermal fluids applied as heat transfer fluid for both the solar field and the thermal storage. From then on, seven simulations were performed, with three different commercial thermal fluids: Therminol VP-1 synthetic oil and HITEC XL and HITEC SOLAR SALT fused salts, three simulations for non-storage plant, one simulation with direct mode storage and three simulations for the indirect way, in order to compare the results found, and perform the technical-economic evaluation. The climatological data for the study were from the municipality of Petrolina, Pernambuco, since the development of a pilot plant using parabolic cylinder technology in this locality is underway. For the economic evaluation, the default economic data of the SAM software were admitted in the simulation, but certain values were altered to fit the Brazilian characteristics. From the simulations performed for the different layouts the main technical output variables were evaluated, as well as the financial variables. Analyzing the technical and economic results found, it was possible to conclude that four simulations (one without thermal storage, one simulation for direct TES and two for indirect TES) presented similar performances to commercial plants that use the same CSP technology. , these modeling proved to be a viable alternative for future development in Brazil. Simulation 4, which consists of the plant with storage in direct mode and use of Therminol VP-1 thermal oil, the modeling that presented the best performance. On the other hand, comparing the PPA prices calculated in the simulations with the values determined as a reference, the PPA prices found for the seven simulated plants were significantly higher than the value established in the last energy auction. This suggests that for current energy prices in Brazil, CSP technologies would not be a financially viable option. However, despite the difficulties, both regarding the simulation that was based on a software that does not take into account some Brazilian particularities, and regarding the reduced availability of information regarding heliothermic technology and thermal storage in Brazil, the study showed if valid, especially for encouraging the use of solar thermal energy for the production of electric energy and diversification of the energy matrix in the country.

Keywords: Parabolic Trough (PTC), Heat Transfer Fluid (HTF), Thermal Storage.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais por me ensinarem a caminhar, por todo amor e carinho e pelo apoio incondicional.

Ao meu esposo, Daniel, pelo amor, paciência e companheirismo em toda minha jornada.

Ao meu orientador, Professor José Henrique pela disponibilidade, ensinamentos e dedicação.

Aos meus colegas de pós-graduação que compartilharam dessa caminhada, tornando-a mais prazerosa e alegre.

Lista de Ilustrações e de Tabelas

Figura 1 - Usina Solar de Calha Parabólica SEGS I, Daggett, Califórnia, Estados Unidos.....	13
Figura 2 - Complexo de usinas de torre central, Ivanpah, na Califórnia, EUA.....	14
Figura 3 - Usina CSP Fresnel, Puerto Errado 2, Espanha.	15
Figura 4 – Usina Solar de discos parabólicos, Maricopa Solar, no Arizona, EUA.	16
Figura 5 - Usina de concentração solar de calha parabólica sem armazenamento térmico	22
Figura 6 - Usina de concentração solar de calha parabólica com armazenamento térmico indireto.....	23
Figura 7 - Usina de concentração solar de calha parabólica com armazenamento térmico direto. Esquema da Usina Termossolar Laguna/SC de 0,25 MW	23
Figura 8 - Preço médio de venda por tecnologia (R\$/MWh).	42
Figura 9 – Gráfico Comparativo da Eficiência Térmica da SIM 1	44
Figura 10 - Gráfico Comparativo da Eficiência do Bloco de Potência da SIM 1	45
Figura 11 - Gráfico Comparativo da Eficiência Global da SIM 1.....	46
Figura 12 – Gráfico Comparativo da Eficiência Térmica da SIM 3	48
Figura 13 - Gráfico Comparativo da Eficiência do Bloco de Potência da SIM 3	49
Figura 14 - Gráfico Comparativo da Eficiência Global da SIM 3.....	50
Tabela 1 - Tabela Comparativa das principais tecnologias CSP	17
Tabela 2 - Propriedades Termofísicas dos Fluidos Térmicos.....	20
Tabela 3 - Fluidos Térmicos utilizados nas simulações	22
Tabela 4- Descrição das principais variáveis técnicas.....	27
Tabela 5 - Parâmetros Técnicos das plantas CSP	30
Tabela 6 – Principais Parâmetros Financeiros.....	31
Tabela 7 - Variáveis Financeiras de entrada no SAM	33
Tabela 8 - Descrições dos Custos aplicados no SAM	34
Tabela 9 - Custos inseridos como dados de entrada no SAM	36
Tabela 10 - Descrição das Variáveis Técnicas de Saída	37
Tabela 11 - Descrições das Variáveis Financeiras de Saída.....	38
Tabela 12 - Variáveis Técnicas de saída	38
Tabela 13 - Variáveis Econômicas de saída	40
Tabela 14 - Faixas de Temperaturas utilizadas no comparativo da Simulação 3	43
Tabela 15 - Comparativo das Variáveis Técnicas da Simulação 1	43
Tabela 16 - Comparativo das Variáveis Econômicas da Simulação 1	44
Tabela 17 - Tabela comparativa dos resultados horários da Simulação 1	46
Tabela 18 - Faixas de Temperaturas utilizadas no comparativo da Simulação 3	47
Tabela 19 - Comparativo das Variáveis Técnicas da Simulação 3	47
Tabela 20 - Comparativo das Variáveis Econômicas da Simulação 3	48
Tabela 21 - Tabela comparativa dos resultados horários da Simulação 3	50

Lista de Abreviaturas ou Siglas

BP	Bloco de Potência
CAPEX	Capital Expenditure (Capital investido)
CSP	Concentrating Solar Power (Usina de Concentração Solar)
DSG	Direct Steam Generation (Geração de Vapor Direto)
EIA	Energy Information Administration
HIB	Hibridização
HTF	Heat Transfer Fluid (Fluido de Transferência de Calor)
INCRA	Instituto Nacional De Colonização E Reforma Agrária
IRENA	Internacional Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Custo Nivelado de Energia)
LEC	Levelized Electricity Cost (Custo Nivelado de Energia)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratório Nacional de Energia Renovável)
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	Operational Expenditure (Despesas Operacionais)
PCM	Phase Change Material (Material de Mudança de Fase)
PDC	Parabolic Disc Collector (Coletor de Disco Parabólico)
PPA	Power Purchase Agreement (Acordo de compra de energia)
PTC	Parabolic Trough Collector (Coletor de Calha Parabólica)
RAMT	Relatório de Análises de Mercado de Terra
RLF	Reflector Linear Fresnel (Refletor Linear de Frenel)
SAM	System Advisor Model
SCA	Solar Collector Assembly
SEGS	Solar Electric Generating Systems
SolarPACES	Solar Power and Chemical Energy Systems
SPT	Solar Power Tower (Torre Central)
SM	Solar Multiple (Múltiplo Solar)
TES	Thermal Energy Storage (Armazenamento de energia térmica)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1. Introdução	10
1.1. Objetivo	10
2. Revisão Bibliográfica	11
2.1. Tecnologias CSP	12
2.1.1. Calha Parabólica	12
2.1.2. Torre Central	13
2.1.3. Concentrador Linear Fresnel	14
2.1.4. Disco Parabólico	15
2.1.5. Comparação entre Tecnologias CSP	16
2.2. Fluidos Térmicos e TES	17
2.3. Aspectos econômicos	20
3. Metodologia	21
3.1. Software de Simulação	24
3.1.1. Considerações sobre o SAM	24
3.2. Parâmetros de Simulação	26
3.2.1. Parâmetros Técnicos de Entrada	27
3.2.2. Parâmetros Financeiros e Custos	31
3.2.3. Variáveis de Saída	36
4. Análises e Resultados	38
4.1. Resultados Técnicos	38
4.2. Resultados Econômicos	40
4.3. Comparativo de desempenho da Simulação 1 (Therminol VP-1 sem armazenamento)	43
4.4. Comparativo de desempenho da Simulação 3 (HITEC SOLAR SALT sem armazenamento)	47
5. Conclusão	51
6. Referências Bibliográficas	53

1. Introdução

Na busca de alternativas para aumentar a geração de eletricidade e reduzir os impactos ambientais causados pelas fontes convencionais, o uso da energia solar na geração heliotérmica está crescendo em todo o mundo [OLIVEIRA, 2014].

As usinas heliotérmicas apresentam uma característica que as diferenciam das demais energias renováveis: a possibilidade de incorporação de um armazenamento térmico [IEA, 2014]. Parte da energia solar é estocada em forma de calor, ou seja, quando a energia térmica gerada for superior à capacidade de geração de eletricidade da usina, parte dessa energia pode ser armazenada por meio de retenção de calor [MANTILLA, 2017]. Dessa forma, o calor armazenado pode ser acionado sempre que ocorrer a redução da irradiação solar.

Os processos de armazenamento de energia para sistemas solares são basicamente dois: Térmico e o Termoquímico [SHARMA, 2009]. No primeiro processo a energia térmica é armazenada na forma de calor sensível (variação da temperatura do meio) ou latente (mudança de fase). No segundo processo, o calor é armazenado a partir da energia absorvida e/ou liberada devido à quebra e formação de ligações moleculares numa reação química reversível [MENDES, 2010].

A maioria das usinas comerciais de sistemas CSP, nos últimos anos, foi concebida com sistemas de armazenamento de calor sensível, compostos por dois tanques com sais fundidos como meio de armazenamento térmico [LIU, 2016]. Nos anos de 2015 e 2016, considerando as usinas instaladas e os projetos de pesquisa desenvolvidos, concluiu-se que tecnologias de armazenamento térmico são fundamentais para manter a competitividade das CSP com outras tecnologias renováveis e convencionais [ESTELA, 2016].

O fato de a irradiação solar variar durante o dia, ou durante o ano, representa uma desvantagem para as CSP's. Apesar do horário de pico de consumo e de maior disponibilidade solar serem próximos, há ainda o problema decorrente da falta de irradiação em dias nublados e durante a noite. De forma a melhorar a disponibilidade, podem ser incorporadas as duas tecnologias: armazenamento térmico (TES) e hibridização (HIB). Ambos os sistemas possibilitam um fornecimento contínuo durante o ano inteiro, provendo energia com estabilidade em resposta à demanda da rede [LAS CASAS, 2016].

São muitas as vantagens de incorporar um sistema de armazenamento térmico em usinas CSP, tais como: possibilidade de produção de eletricidade durante a noite e em dias nublados; estabilização da rede na integração com outras fontes de energia alternativas, como eólica e fotovoltaica, uma vez que, estas são fontes não despacháveis e, portanto, menos confiáveis para a produção de energia. Além disso, este sistema reduz o problema da intermitência solar, permitindo uma melhor regulação da eletricidade entregue à rede elétrica e uma maior estabilidade do sistema elétrico [WAGNER, 2008].

As vantagens do uso de armazenamento térmico em usinas CSP e o aumento da geração heliotérmica mundialmente nos últimos anos motivaram o desenvolvimento deste estudo, visando a inserção de novas tecnologias na matriz energética brasileira, com o intuito de promover sua diversificação e ampliar a utilização de fontes renováveis, uma vez que o Brasil dispõe de recurso solar abundante.

1.1. Objetivo

Nesse sentido, o objetivo central deste estudo foi avaliar a viabilidade técnico-econômica e as vantagens da utilização de diferentes fluidos térmicos como HTF do campo solar e HTF dos sistemas de armazenamento de energia para uma usina de

concentração solar (CSP) do tipo Calha Parabólica (PTC), a partir de uma análise comparativa de desempenho e financeira, desenvolvida por meio de simulações realizadas no software System Advisor Model (SAM).

1.1.1. Objetivos Específicos

- Realização de breve embasamento teórico acerca dos diferentes tipos de usinas de concentração, dos sistemas de armazenamento térmico, bem como dos principais fluidos térmicos utilizados em usinas CSP;
- Desenvolvimento de simulações considerando três diferentes fluidos para usinas sem armazenamento e com armazenamento a fim de comparar os resultados encontrados;
- Avaliação da viabilidade técnica e econômica da aplicação de diferentes fluidos térmicos no circuito do campo solar e em sistemas de armazenamento térmico.

2. Revisão Bibliográfica

De acordo com dados do Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN21, 2017], a capacidade instalada total das fontes de geração renovável no mundo alcançou nos últimos doze anos um crescimento superior a 150%, saltando de 800 GW em 2004 para pouco mais de 2000 GW em 2016. Ainda assim, de acordo com dados da mesma fonte, a participação estimada das energias renováveis na produção global de eletricidade é de apenas 24,5 %. Esta participação, ainda abaixo do esperado devido ao potencial disponível, não se justifica apenas pela menor competitividade econômica das fontes renováveis, mas também pela dificuldade de introdução em larga escala dessas fontes no sistema elétrico devido ao caráter intermitente das mesmas [FERREIRA, 2018]. A geração de energia a partir de fontes renováveis apresenta, em geral, uma baixa despachabilidade, ou seja, uma capacidade limitada de controlar a geração de acordo com a demanda, ocasionando uma redução da confiabilidade do suprimento energético [BRAND, 2012].

Nesse sentido, a facilidade de integração com um sistema de armazenamento térmico de energia se apresenta como uma das principais vantagens competitivas da geração de concentração solar [FERREIRA, 2018]. O TES (Thermal Energy Storage) assegura às plantas CSP alta despachabilidade e confiabilidade, atributos considerados vantajosos em comparação com outras tecnologias renováveis de geração intermitente [BRAND, 2012].

De acordo com o relatório publicado pelo IRENA (2019), a capacidade mundial total instalada de CSP no final de 2018 era de cerca de 5,5 GW, o que corresponde a 4,3 vezes a capacidade instalada de 2010, que era de 1,27 GW. Apenas em 2018, cerca de 0,5 GW de energia solar concentrada foi encomendada, predominantemente na China, Marrocos e África do Sul. Apesar desse crescimento, o CSP é uma das tecnologias renováveis com a menor capacidade instalada total [IRENA, 2019]. Ainda conforme IRENA (2019), desde 2014 não são instaladas usinas CSP sem um sistema de armazenamento térmico, o que indica que integrar sistemas de armazenamento térmico podem trazer vantagens significativas as plantas heliotérmicas.

A seguir são apresentadas as principais tecnologias de concentração solar, assim como os tipos de armazenamento térmico e os fluidos térmicos de transferência de calor mais utilizados nas usinas heliotérmicas.

2.1. Tecnologias CSP

Atualmente, existem quatro tecnologias CSP que têm sido mais aplicadas em todo o mundo, são elas: calha parabólica, torre solar, disco parabólico e coletor linear Fresnel. As tecnologias de coletores de calhas parabólicas e lineares Fresnel são conhecidas como tecnologias de foco de linha porque concentram o calor do sol ao longo da distância focal do coletor, enquanto as tecnologias de torre solar e disco parabólico são conhecidas como tecnologias de foco de ponto porque concentram o calor do sol no ponto da torre ou no centro do prato parabólico [BAHARON, 2014].

A Torre Central é composta de vários espelhos espalhados no campo solar, que refletem os raios concentrando-os em uma única torre receptora. A Calha Parabólica (PTC) é provida de um espelho refletor curvo em forma de parábola, onde a tubulação receptora dos raios solares fica localizada na linha focal da parábola. O Concentrador Linear de Fresnel também possui uma tubulação receptora no ponto focal, porém a concentração é feita por várias tiras de espelhos refletores. O Disco Parabólico possui um disco em formato de parábola com um receptor pontual localizado no foco do disco [9].

A capacidade total mundial instalada de CSP no final de 2018 foi de cerca de 5,5 GW, 4,3 vezes da capacidade em 2010 [IRENA, 2019]. Apesar desse crescimento significativo, pode-se observar que as usinas termossolares ainda representam uma pequena porcentagem da capacidade instalada total das fontes renováveis, que, conforme mencionado anteriormente, era de 2000GW em 2016.

2.1.1. Calha Parabólica

O coletor é formado por um espelho parabólico que foca os feixes de luz na direção do tubo absorvedor, o qual está montado na linha de ponto focal do espelho. O movimento e o posicionamento dos coletores seguem o sol de forma a manter o foco no tubo e esse movimento se dá Norte-Sul ou Leste-Oeste [COSTA, 2016]. O movimento norte-sul tem a vantagem de ficar voltado para o sol ao meio-dia, porém tem desempenho reduzido no início e final do dia. O movimento Leste-Oeste aponta mais diretamente para o sol nos períodos de início e fim do dia e tem uma maior movimentação [1] O tubo absorvedor é conectado as extremidades da seção dos espelhos, de forma que esse se move juntamente com os espelhos. Esse tubo é normalmente formado por diversas camadas para aumentar a absorvidade e diminuir as perdas de calor. O fluido de transferência de calor passa dentro do tubo absorvedor e o mesmo pode chegar a temperaturas de 390°C até 650°C [SCHNEIDER, 2015].

O tubo absorvedor, também chamado de elemento coletor de calor, é composto por um tubo metálico envolto por um encapsulamento de vidro, cujo espaço entre eles contém ar ou vácuo, de forma a reduzir as perdas convectivas e permitir a expansão térmica. O tubo de metal é encoberto por uma camada de material seletivo, que tem alta taxa de absorção de irradiação solar e baixa emissão térmica. A selagem metal-vidro é essencial para diminuir as perdas térmicas [ZHANG et al, 2013]. A temperatura do fluido no tubo absorvedor pode chegar a 393°C no caso de HTF óleo térmico, ou 550°C para sais fundidos. O pico de eficiência em plantas PTC varia entre 23% e 27% [BAHARON, 2014].

As primeiras plantas comerciais de tecnologia de cilindros parabólicos do mundo começaram a operar em meados da década de 1980, no estado da Califórnia, EUA, onde foi construído um complexo de nove plantas conhecidas como SEGS (Solar Electric Generating Systems) [ARVIZU et al, 2011]. A Figura 1 apresenta a primeira planta

construída neste complexo, a usina CSP de calha parabólica SEGS I, localizada na Califórnia, Estados Unidos.



Figura 1 - Usina Solar de Calha Parabólica SEGS I, Daggett, Califórnia, Estados Unidos.

2.1.2. Torre Central

As usinas de Torre Central (SPT) possuem heliostatos distribuídos ao longo do campo solar, os quais seguem o movimento do sol e refletem seus raios em um receptor único, alocado no topo de uma torre. Os heliostatos são espelhos planos ou ligeiramente côncavos que, para seguir o movimento do sol, ajustam-se em dois eixos. No receptor, o calor pode ser absorvido por um fluido térmico (HTF), o qual transfere sua energia térmica para a água do circuito de um ciclo Rankine de potência. A transferência de calor entre fluidos é feita por meio de trocadores de calor. Algumas plantas comerciais usam geração direta de vapor (DSG), outras usam diferentes fluidos térmicos, incluindo sais fundidos, que servem também como meio de armazenamento de energia. A concentração de calor nas torres centrais atinge uma temperatura tão alta que possibilita o aumento da eficiência para conversão em eletricidade e reduz o custo com sistemas de armazenamento de energia. A Figura 2 apresenta o maior complexo de usinas CSP de torre solar, Ivanpah Solar Electric Generating System, localizado no deserto de Ivanpah, na Califórnia, EUA, com 392MW de capacidade instalada. Este empreendimento é formado por mais de 173mil heliostatos, e suas três torres possuem cerca de 140 metros de altura.



Figura 2 - Complexo de usinas de torre central, Ivanpah, na Califórnia, EUA.

2.1.3. Concentrador Linear Fresnel

De acordo com Montes et al, 2014 os concentradores solares do tipo Refletor Linear de Fresnel (RLF) são compostos por refletores lineares instalados próximos ao solo que concentram a radiação solar incidente sobre os receptores absorvedores que estão localizados acima do campo solar.

Devido à pequena curvatura dos espelhos Fresnel, a carga de vento é maior, não sendo necessárias fundações ou estruturas robustas, quando comparados aos concentradores solares do tipo calha parabólica (B., Pablo et al, 2010). Ainda, o baixo perfil dos concentradores solares tipo RLF permite obter diferentes taxas de concentração, sem aumentar a carga de vento, e o uso de receptores fixos também permite um baixo custo de operação e manutenção, além de reduzir o risco de vazamento do fluido a altas temperaturas [ZHU et al, 2014].

Atualmente, existem algumas usinas do tipo RLF, tais como Puerto Errado 1 (1,4 MWe) e Puerto Errado 2 (30 MWe) na Espanha e Kimberlina (5 MWe) na Califórnia dos EUA. A Figura 3 apresenta a usina comercial CSP Linear de Fresnel, Puerto Errado 2, localizada em Calasparra, Espanha.



Figura 3 - Usina CSP Fresnel, Puerto Errado 2, Espanha.

2.1.4. Disco Parabólico

Os Coletores Disco Parabólicos (PDC) concentram os raios solares em um receptor suportado e localizado no ponto focal do disco. O sistema inteiro rastreia o sol em dois eixos, com o disco e o receptor movendo em conjunto. A montagem com um motor Stirling resfriado a ar elimina a necessidade de HTF e água de resfriamento.

Os PDCs oferecem a mais alta taxa de eficiência na transformação de energia entre qualquer outro sistema CSP (exceto torre central com ciclo combinado). A desvantagem desse tipo de sistema é o custo da tecnologia, e a baixa compatibilidade com armazenamento térmico e hibridização. Cada disco parabólico possui a capacidade de produção de energia relativamente baixa e gera eletricidade de forma independente, isto significa que centenas ou milhares deles são necessários para construção de uma planta em larga escala, de mesma capacidade das outras tecnologias CSP [ZHANG et al, 2013]. A Figura 4 apresenta a usina de discos parabólicos, Maricopa Solar, localizada no Arizona, EUA. A instalação possui capacidade de geração de 1,5MWe, apresentando 60 discos parabólicos com motor Stirling de 25kW de potência cada.



Figura 4 – Usina Solar de discos parabólicos, Maricopa Solar, no Arizona, EUA.


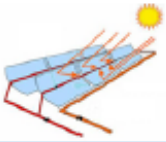
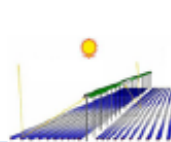
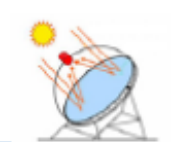
2.1.5. Comparação entre Tecnologias CSP

A Tabela 1 apresenta um comparativo entre as principais tecnologias de concentração solar, que foram descritas anteriormente.

Analisando a Tabela 1, pode-se observar que a tecnologia de calha parabólica apresenta maior potência nominal, no entanto, esta tecnologia não possui a maior eficiência de conversão, sendo seu rendimento inferior as tecnologias de torre central e disco parabólico.

Contudo, a usina de concentração solar escolhida para o desenvolvimento desse trabalho foi a usina de Calha Parabólica, uma vez que a tecnologia PTC é a mais desenvolvida e mais econômica tecnologia CSP [ZHANG et al, 2013].

Tabela 1 - Tabela Comparativa das principais tecnologias CSP

	Torre Central	Calha Parabólica	Refletor Linear de Fresnel	Coletor Disco Parabólico
				
Foco	Pontual	Linear	Linear	Pontual
Potência nominal típica (MW _e)	10 - 200	10 - 300	10 - 200	0,010 - 0,025
Receptor	Fixo	Móvel	Fixo	Móvel
Fator de concentração	> 1000	70 - 80	> 60	> 2000
Temperatura de operação (°C)	Até 1000*	Até 550	Até 300	Até 1200
Fluido de transferência de calor (HTF)	Água, Sal Fundido e Ar	Água, Óleo Térmico e Sal Fundido	Óleo Térmico e Água	Gás hélio ou hidrogênio
Eficiência máxima de conversão solar-elétrica η_{se} (%)	20 - 38*	23 - 27	18 - 22	29 - 31
Eficiência anual solar-elétrica η_{se} (%)	7 - 20	11 - 16	9 - 13	12 - 26
Fator de capacidade máximo (%)	63 (TES 15h)	43 (TES 7h)	24	28

* Obs: Eficiência e temperatura máxima atingida por um sistema ISCC de teste da PSA Solar Test Facility.

2.2. Fluidos Térmicos e TES

Algumas das plantas CSP, de acordo com o tipo de tecnologia utilizada, podem ser integradas ao sistema de armazenamento térmico para armazenar não só o calor concentrado durante as horas de sol, como também gerar eletricidade em dias nublados ou após o pôr do sol. Além disso, o sistema pode ser hibridizado com combustível fóssil a fim de fazer com que a usina produza eletricidade durante 24 horas, e melhorar seu fator de eficiência térmica e capacidade e, portanto, reduzir o custo da tecnologia [BAHAROOON, 2014].

Os projetos de usinas CSP podem atingir o menor LCOE quando incluem o armazenamento térmico para melhor utilização do Bloco de Potência (BP) e investimentos associados. Isso se refletiu no aumento das tendências de implantação, uma vez que as horas de armazenamento térmico médio dos projetos encomendados em 2018 (8,3 horas) foram mais do que o dobro do nível observado em 2010 (3,6 horas). O tempo ideal de armazenamento, no entanto, varia de acordo com o recurso solar e os custos de armazenamento e coletor, mas normalmente varia entre 7 e 10 horas [IRENA, 2019].

Numa usina heliotérmica com um sistema integrado de armazenamento térmico de energia, a unidade de armazenamento (TES) é fixada entre o campo solar e o ciclo de

potência. Durante o processo de carregamento, parte da energia coletada no campo solar é destinada para o bloco de potência e o restante é destinado à unidade de armazenamento. Durante o processo de descarregamento, o fluido de trabalho do ciclo de potência é aquecido utilizando a energia proveniente do sistema de armazenamento [12].

O TES consiste em um sistema de tanques, trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle. Em contrapartida, o sistema de armazenamento de calor representa maiores custos de capital, mas por outro lado garante o incremento do fator de capacidade da planta e permite maior controle da sua operação, ou seja, maior despachabilidade [SORIA et al, 2014]. A seleção de um fluido adequado para a transferência de calor é um fator chave para aumentar a eficiência de usinas CSP e, portanto, reduzir seu CAPEX (gastos de capital em desenvolvimento e construção de uma usina, excluindo quaisquer encargos de conexão à rede) e OPEX (despesas operacionais do primeiro ano de operação de um projeto) [PEIRO et al, 2017].

Existem dois principais tipos de armazenamentos térmicos, o armazenamento por calor latente ou o armazenamento por calor sensível. No armazenamento térmico por calor latente, o processo de armazenamento ocorre devido a mudança de fase do material de armazenamento. Dentre as mudanças de fase existentes com liberação ou absorção de calor, as mais adequadas para os sistemas de armazenamento de energia térmica são as sólido-líquido, líquido-gás e sólido-sólido. Em geral, os PCMs (Phase Change Materials) sólido-líquido são os mais utilizados, uma vez que apresentam baixa variação volumétrica ao mudarem de fase resultando em economia na construção do armazenamento. Todavia, uma desvantagem em relação ao armazenamento de calor sensível é o fato de, devido a frequência que as mudanças de fase ocorrem, há maior desgaste do material o que implica em redução de sua vida útil [GREPINO et al, 2018].

Já em relação ao armazenamento térmico por calor sensível a energia é acumulada devido à mudança de temperatura do suporte de armazenamento. A capacidade de armazenar calor sensível depende em grande parte do valor do calor específico volumétrico, que determina a capacidade de um determinado volume de uma substância armazenar energia enquanto sofre alteração de temperatura, sem mudança de fase. Para ser atrativo para aplicações TES um material deve ser barato, ter um calor específico elevado e ter uma alta taxa de liberação e de extração de calor, ou seja, alta capacidade calorífica e alta condutividade térmica [TAVARES, 2014].

Atualmente, entre as plantas solares existentes, o sistema TES mais aplicado é o sistema por calor sensível de dois tanques ativo-direto ou indireto, cerca de 70% das usinas heliotérmicas em operação que possuem tecnologia de armazenamento térmico utilizam esse sistema. Os sistemas TES por calor sensível de dois tanques utilizam em sua maioria sais de nitrato como material de armazenamento, sendo a tecnologia mais difundida dentre os sistemas TES e mais aplicada em plantas solares de calha parabólica [SORIA, 2011].

O sistema de sal fundido indireto de dois tanques é a tecnologia TES mais instalada em usinas de CSP de calha parabólica. Ele consiste em dois tanques de armazenamento (geralmente chamados de tanque frio e tanque quente) cheios de sal fundido, no qual a energia é armazenada. O sal fundido do tanque frio é aquecido em um trocador de calor pelo fluido de transferência de calor proveniente do campo solar, geralmente óleo térmico. Em seguida, os sais fundidos aquecidos são armazenados no tanque quente (385°C). Quando a energia armazenada é necessária, o sistema opera de forma reversa para aquecer o HTF do campo solar [PEIRO et al, 2017].

Com a evolução da tecnologia CSP, orientada a operar com temperaturas maiores para melhorar a eficiência do ciclo de potência, desenvolveram-se novos fluidos de transferência de calor, comercialmente conhecidos como Therminol VP-1 e Dowtherm-

A, para operar em sistemas de armazenamento de calor indiretos [ARVIZU et al, 2011]. Esta atual geração de fluidos comerciais são óleos sintéticos orgânicos compostos por misturas eutéticas de óxido de difenil e bifenil. Atualmente, estes fluidos oferecem a melhor combinação entre ponto de congelamento (12°C) e limite superior de temperatura (393°C). Contudo, esses óleos são tóxicos e altamente inflamáveis, o que implica perigo direto para os operadores da planta. Além disso, seu uso é limitado pela temperatura de degradação, inferior a 400°C, o que restringe a eficiência do ciclo termodinâmico. Ademais, eles apresentam altas pressões de vapor, excedendo a pressão atmosférica, dificultando o seu uso como meio de armazenamento térmico, pois exigiria vasos de pressão impraticavelmente grandes [LÓPEZ-GONZÁLEZ, 2013].

Para os sistemas de armazenamento direto, o uso de sais fundidos tanto no campo solar, quanto no sistema de armazenamento térmico permite operar em temperaturas mais altas (até 500°C) e elimina a necessidade do trocador de calor, o que melhora o desempenho da planta e permite uma diminuição significativa nos custos do sistema TES, reduzindo também o custo LCOE [CHACARTEGUI, 2016]. Contudo, os sais fundidos fundem-se a temperaturas relativamente altas, de 120 – 220°C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais para evitar que isso aconteça no interior da tubulação ao longo da noite, o que implica penalidades energéticas para a usina solar. Assim, aquecimento direto de sais fundidos, apesar da existência de estudos, ainda não tem sido muito aplicado em instalações comerciais. Desse modo, o óleo sintético continua sendo o fluido térmico mais utilizado no campo solar, enquanto os sais fundidos são cada vez mais empregados como meio de armazenamento em sistemas indiretos de armazenamento de calor de dois tanques, como acontece em plantas operando na Espanha [ARVIZU et al, 2011].

Até o momento, os sais fundidos mais utilizados são Hitec (7% NaNO₃, 53% KNO₃, 40% KNO₃), Hitec XL (48% Ca (NO₃)₂, 7% NaNO₃, 45% KNO₃) e o chamado Hitec Solar Salt (60% NaNO₃, 40% KNO₃). Entre os sais fundidos mencionados, o Hitec XL apresenta o ponto de congelamento mais baixo 120°C e propriedades semelhantes às demais, permitindo operar em uma faixa de temperatura mais ampla, reduzindo problemas técnicos, bem como a energia necessária para manter a temperatura do sal acima do ponto de congelamento [ZAVERSKY, 2013].

O benefício do uso de sais fundidos como fluidos de transferência de calor resulta do aumento da quantidade permitida temperatura operacional máxima. Em contrapartida, conforme mencionado, a maior desvantagem dessas misturas de sal de nitrato é o risco de congelamento dentro da tubulação, uma vez que apresentam temperatura de fusão alta. Portanto, ao empregar esses sais como fluido HTF a proteção contra congelamento deve ser considerada em qualquer planta PTC. Os sais HITEC XL e HITEC têm um ponto de fusão mais baixo, logo, o problema do congelamento se torna mais fácil de controlar. Por outro lado, a estabilidade térmica dessas misturas é inferior ao SOLAR SALT [PRIETO, 2019].

Assim, uma proteção contra congelamento e sistema de recuperação se tornam necessário para atender as seguintes funções principais: pré-aquecer a planta para o preenchimento inicial de sal ou pré-aquecer os loops para o preenchimento após a manutenção, evitar eventos de congelamento durante a vida útil da planta e recuperar de eventos de congelamento [PRIETO, 2019].

O banco de dados SolarPACES fornecem algumas informações sobre as tendências no uso de fluidos de transferência de calor para as duas principais tecnologias de CSP. Os dados de projetos planejados sugerem uma tendência ao aumento do uso de sal fundido como HTF do campo solar. O conjunto de dados também sugere que cerca de 10% da capacidade planejada da usinas de calha parabólica também utilizará sal fundido como fluido térmico do campo solar, com seus benefícios associados a temperaturas

operacionais mais altas (o óleo térmico não é adequado para temperaturas operacionais acima de 400°C) e, portanto, maior eficiência do ciclo em comparação ao uso dos óleos como HTF [IRENA, 2018].

A Tabela 2 apresenta um resumo das características dos fluidos térmicos que serão aplicados nas simulações deste trabalho.

Tabela 2 - Propriedades Termofísicas dos Fluidos Térmicos

Propriedades Termofísicas	Unid.	Therminol VP-1	HITEC Solar Salt	HITEC XL
Ponto de Congelamento	°C	12	142	120
Temperatura Máxima	°C	400	538	500
Massa Específica a 300°C	kg/m ³	817	1640	1992
Viscosidade a 300°C	Pa.s	0,000221	0,00316	0,00637
Calor Específico 300°C	kJ/kg-K	2,314	1,560	1,447

Fonte: Adaptado de Soria, 2016 e Vutukurua et al, 2019

2.3. Aspectos econômicos

O principal critério econômico para a construção de uma planta CSP é o seu custo normalizado de energia, do termo original em inglês “levelized cost of electricity” (LCOE) ou também denominado “levelized electricity cost” (LEC). O LCOE representa o custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida útil do projeto levando em conta o investimento inicial (CAPEX), custos de manutenção e operação (OPEX) e demais custos associados a juros sobre quaisquer empréstimos [COSTA, 2016]. Tal fator não representa o preço de venda ao consumidor, por não incluir pagamentos de impostos ou o lucro objetivado pelo desenvolvedor, mas sim o custo relacionado à tecnologia em si e é independente desses fatores e não varia com o tempo. O peso global médio de LCOE concentrando energia solar em 2018 foi USD 0,185 / kWh - 26% menor que em 2017 e 46% menor do que em 2010. [IRENA, 2019]

Segundo estudos do IRENA (2015), ao contrário de outros sistemas de geração elétrica, plantas CSP apresentam a maior parte dos seus custos envolvidos na fase inicial do investimento. O estudo dos investimentos iniciais necessários influencia diretamente a credibilidade sobre o real custo da tecnologia, incentivando políticas de investimento em recursos renováveis [COSTA, 2016].

Nesse sentido, cerca de 80% do LCOE está na fase inicial e os demais custos são para operação e manutenção ou para seguros. Os principais gastos iniciais são: Heliostatos, Sistema receptor, Torre (em sistemas de torre central) e Armazenamento térmico.

Além disso, o custo de investimento inicial pode variar muito dependendo do tipo de tecnologia empregada, se possui ou não armazenamento (para quantas horas), incentivos fiscais e mão de obra local. Esse custo inclui todo o equipamento, material, mão de obra, desenvolvimento do projeto e construção [SULYOK, 2014]. Baseado nos dados do IRENA (2019), o custo de plantas PTC e torre solar com armazenamento térmico entre 4 e 8 horas é tipicamente entre USD 6800 e USD 12800/kW. Segundo a IEA, um aumento na eficiência de 15% a 25% permite uma redução de 20% no custo de investimento geral e os custos de investimento podem ser reduzidos de 30% a 40% na próxima década [IRENA, 2014]

Os custos de investimento em CSP diminuíram da faixa de USD 6100-13100 / kW para até oito horas de armazenamento entre em 2010 - 2012, para USD 3200-7300/kW em 2018 para projetos com maiores capacidades de armazenamento (4-8 horas ou mais).

Em relação as plantas sem armazenamento térmico, os custos de investimento se mantiveram entre USD 4000-7000/kW para os anos de 2013 e 2014. Destaca-se que a partir de 2014, não foram construídas novas usinas sem armazenamento térmico.

Os custos de operação e manutenção de uma usina CSP também são um componente significativo do LCOE geral dos projetos de CSP. Eles estão reduzindo ao longo do tempo e, atualmente, são significativamente menores do que as usinas pioneiras SEGS, construídas entre 1982 e 1990. Estima-se que as usinas da SEGS tiveram custos de O&M em torno de USD 0,04/kWh, sendo os gastos com receptores de reposição e espelhos um dos maiores componentes de custo, como resultado da quebra do vidro. Os avanços nos materiais e nos novos projetos ajudaram a reduzir a taxa de falhas dos receptores, a ponto de a quebra do espelho não ser mais um componente de alto custo [IRENA, 2018]. No entanto, o custo da lavagem do espelho, incluindo os custos da água, continua significativo. O seguro de fábrica também pode ser uma despesa expressiva, com seu custo anual potencialmente entre 0,5 e 1% do investimento inicial. Avalia-se que projetos mais recentes construídos na Espanha, nos Estados Unidos e em outros lugares apresentam custos de O&M mais baixos do que os das plantas da SEGS. Com base em estimativas de engenharia disponíveis e projetos propostos recentemente, os custos de O&M podem ser estimados entre USD 0,02 e USD 0,04/kWh (incluindo seguro). A análise de custos realizada pelo IRENA para usinas CSP no relatório de 2018 pressupõe um intervalo médio de custos de O&M incluído no seguro de USD 0,02 a USD 0,03/kWh para PTC e USD 0,03 a USD 0,04/kWh para SPT [IRENA, 2018].

3. Metodologia

Para desenvolvimento do estudo, realizou-se uma abordagem teórica do atual cenário mundial de geração de energia solar por usinas CSP, bem como das tecnologias existentes para armazenamento térmico e as vantagens de sua utilização frente às outras fontes.

O software de simulação System Advisor Model (SAM) foi utilizado como ferramenta de análise tanto do desempenho técnico quanto econômico das usinas a serem estudadas. Assim, desenvolveu-se uma análise comparativa de desempenho com auxílio do SAM, além de um estudo econômico, que consistiu em realizar simulações para comparação entre três fluidos térmicos aplicados tanto como HTF do campo solar e como HTF dos tanques de armazenamento térmico, para uma planta CSP com tecnologia de calha parabólica.

Desse modo, foram realizadas sete simulações. Os fluidos térmicos aplicados no estudo foram os sais fundido HITEC XL e HITEC SOLAR SALT, além do óleo térmico Therminol VP-1. A utilização dos diferentes fluidos permite a operação da usina com diferentes temperaturas, o que implica em diferentes rendimentos globais, possibilitando a comparação de desempenhos. Sendo assim, foram realizadas três simulações sem armazenamento térmico, uma simulação para o modo direto e três simulações para o modo indireto.

Em relação as simulações que contemplam armazenamento de energia, quando o fluido de armazenamento e o fluido de transferência de calor do campo solar são diferentes, o sistema é um sistema indireto com um trocador de calor. No entanto, quando o fluido de armazenamento e o fluido do campo solar são os mesmos, o sistema se torna um sistema direto que utiliza o HTF do campo solar como meio de armazenamento [SAM, 2015].

Os dados climatológicos para realização do estudo foram da localidade de Petrolina, em Pernambuco, uma vez que está em andamento o desenvolvimento do Projeto

HELIOTERM que prevê a implantação de uma planta-piloto de geração heliotérmica de 1 MWe utilizando a tecnologia cilindro parabólico nesta localidade.

As simulações foram realizadas utilizando uma planta solar com mesmas características e mesma capacidade de armazenamento térmico para as simulações que contemplam modo de armazenamento, variando a aplicação dos diferentes fluidos de transferência de calor. A Tabela 3 apresenta os fluidos térmicos usados nas simulações.

Tabela 3 - Fluidos Térmicos utilizados nas simulações

	SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO			
	Sim. 1	Sim. 2	Sim. 3	DIRETO	INDIRETO		
				Sim. 4	Sim. 5	Sim. 6	Sim. 7
HTF Campo	Therminol VP-1	HITEC XL	HITEC SOLAR SALT	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	HITEC XL
HTF TES	-	-	-	Therminol VP-1	HITEC XL	HITEC SOLAR SALT	HITEC SOLAR SALT

Destaca-se que o fluido térmico Therminol VP-1 não foi utilizado como HTF do armazenamento térmico de modo indireto, uma vez que a sua temperatura máxima é inferior a temperatura máxima dos sais fundidos, o que inviabilizaria o funcionamento prático da planta. Contudo, foi realizada uma simulação em modo direto a fim de verificar o comportamento do Therminol VP-1 como fluido de armazenamento térmico. Ademais, o SOLAR SALT não foi aplicado como HTF do campo solar para as modelagens com armazenamento indireto, uma vez que a temperatura de trabalho desse fluido é superior aos outros fluidos utilizados, o que também acarretaria em uma abordagem inviável.

A seguir são apresentados desenhos esquemáticos dos três tipos de usina heliotérmica empregados neste estudo. A Figura 5 mostra uma planta CSP de calha parabólica sem armazenamento térmico.

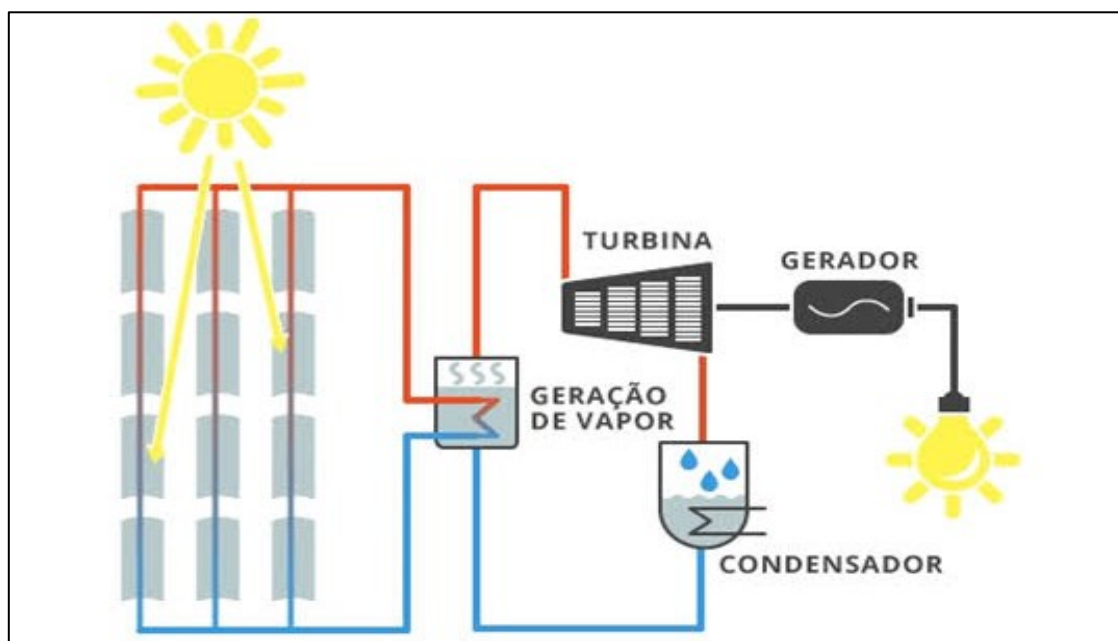


Figura 5 - Usina de concentração solar de calha parabólica sem armazenamento térmico

Fonte: <http://www.energiahelioterica.gov.br>

A Figura 6 representa a usina solar de calha parabólica com armazenamento térmico indireto, que implica utilização de trocador de calor.

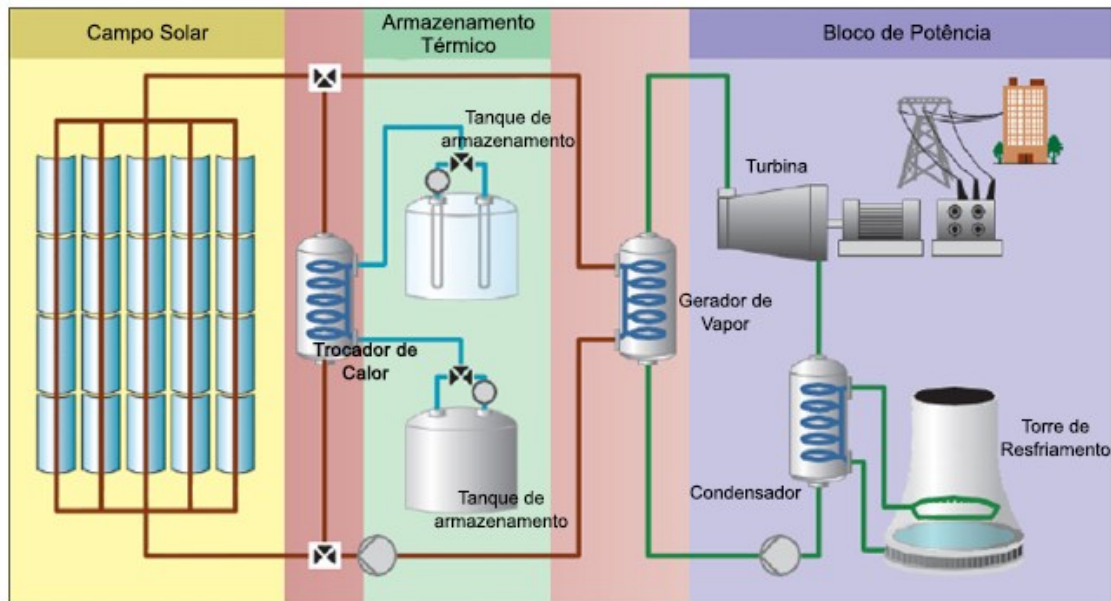


Figura 6 - Usina de concentração solar de calha parabólica com armazenamento térmico indireto.

Fonte: COSTA, 2016

A Figura 7 apresenta um desenho esquemático de uma usina de calha parabólica de armazenamento térmico de modo direto, ou seja, o fluido HTF que circula no campo solar é o mesmo fluido armazenado nos tanques de armazenamento, o que dispensa a utilização de trocador de calor.

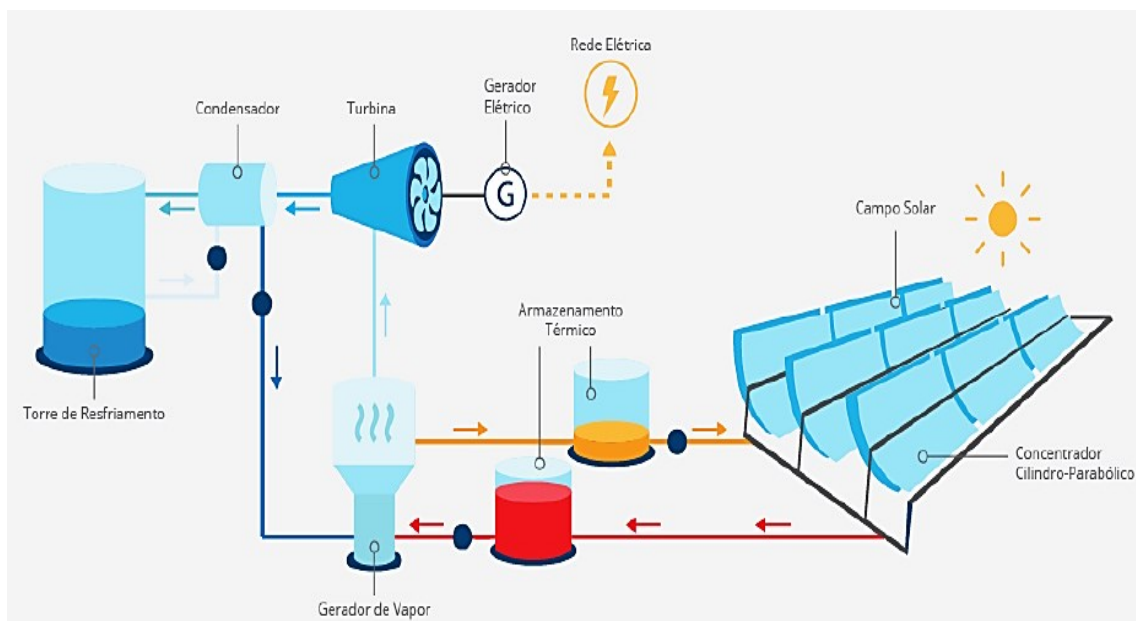


Figura 7 - Usina de concentração solar de calha parabólica com armazenamento térmico direto. Esquema da Usina Termossolar Laguna/SC de 0,25 MW.

Fonte: <http://www.cspbrasil.com/>

3.1. Software de Simulação

O software utilizado no desenvolvimento deste trabalho foi o System Advisor Model (SAM), que consiste em um programa gratuito, disponibilizado pelo laboratório norte americano National Renewable Energy Laboratory (NREL). Este software foi criado com o intuito de realizar cálculos de desempenho e de finanças para sistemas de geração de energia renovável, e tem o objetivo de facilitar a tomada de decisão de pessoas envolvidas na indústria da energia renovável. Para desenvolvimento das simulações foi utilizada a versão v.2018.11.11 que é a última versão disponibilizada aos usuários.

O SAM propicia uma biblioteca com dados meteorológicos, assim como dados de desempenho. Os modelos disponibilizados no software já são preenchidos com dados padrão baseados em um modelo real (no caso da planta CSP, as plantas SEGS). No entanto, é possível que o usuário altere parte significativa das variáveis de entrada. Portanto, se pertinente, compete ao usuário ajustar as variáveis de acordo com as restrições do projeto a ser simulado.

O System Advisor modela o desempenho do sistema utilizando o software TRNSYS desenvolvido na Universidade de Wisconsin. O TRNSYS é um programa de simulação de séries temporais que pode simular o desempenho da energia fotovoltaica, concentração de energia solar, sistemas de aquecimento de água e outros sistemas de energia renovável usando dados de recursos horários. O TRNSYS é integrado ao System Advisor, portanto, não houve a necessidade de instalar o software TRNSYS para executar o Solar Advisor.

3.1.1. Considerações sobre o SAM

A seguir são apresentadas algumas considerações a respeito do modelo aplicado no software, de acordo com o Manual Técnico para o modelo de calha parabólica do SAM, desenvolvido por Wagner, M.; Gilman, P. (2011).

- O SAM avalia o desempenho da planta para o período de um ano, e os valores são repetidos para o número de anos do período de análise, neste caso, 30 anos. Os fluxos de energia são calculados em função horária.
- A Irradiância incidente no campo solar é igual à irradiação direta normal disponível multiplicada pelo cosseno de θ (ângulo de incidência). Essa redução óptica é referida como "perda de cosseno", principal mecanismo de perda variável para o campo solar.
- **Proteção contra congelamento do Campo Solar:** Durante períodos de desligamento ou temperaturas frias noturnas, o HTF no campo solar pode esfriar a uma temperatura inferior a permitida ocasionando o congelamento do fluido. Para evitar essa situação, o equipamento elétrico de rastreamento de calor pode fornecer calor suplementar ao HTF no campo solar. O SAM modela essa situação aplicando a temperatura mínima do HTF especificada na aba "Campo Solar" como temperatura de proteção contra. Portanto, se a temperatura cair abaixo do valor mínimo, o calor é adicionado ao sistema para manter a temperatura no valor mínimo definido. Essa energia é rastreada e relatada como uma perda térmica parasita. A energia total de proteção contra congelamento é dividida pelo intervalo de tempo para determinar a taxa de consumo de energia.

- **Proteção contra congelamento do TES:** O modelo do tanque de armazenamento aplicado no SAM inclui a opção de proteção contra congelamento. A temperatura mínima permitida é igual ao "Ponto de ajuste do aquecedor do tanque (frio e quente)" especificado na aba "Armazenamento térmico". Quando a temperatura do fluido reduz abaixo desse valor, o calor é adicionado ao fluido até que a temperatura mínima seja mantida ou até que a taxa máxima de aquecimento seja alcançada. A adição de calor é calculada com base no volume e temperatura do HTF no final do intervalo de tempo, e pode ser necessária devido à perda de calor diretamente do volume no tanque ou devido ao fluxo abaixo da temperatura para fora do tanque. Ressalta-se que a carga de aquecimento é considerada uma perda parasita elétrica.
- **Modo Transiente:** Os sistemas CSP estão sujeitos a flutuações temporais frequentes e significativas no recurso térmico, com isso, a produção das usinas CSP varia expressivamente em períodos relativamente pequenos. Assim, o impacto dos efeitos transitórios pode se tornar significativo no desempenho geral da planta.

O desafio para simulações de CSP que dependem de informações meteorológicas por hora é que o intervalo de tempo é muitas vezes mais longo do que o necessário para alterar o estado do sistema CSP. Por isso, o estado do sistema no final de 1 hora pode não parecer com as condições durante a maior parte da hora. Para remediar essa situação, o SAM ajusta a energia total absorvida subtraindo a quantidade de energia que contribuiu para alterar o estado de energia da planta (ou seja, a "energia transitória"). A energia transitória é calculada considerando a soma da energia que contribui para alterar as partes "quente" e "fria" do sistema (volume do fluido HTF do cabeçote e a tubulação entre o campo solar e o bloco de potência), e a energia que contribui para alterar a temperatura do HTF, da tubulação e do isolamento nos circuitos do coletor. O valor calculado para a energia transitória é subtraído da energia total absorvida no campo solar para determinar a energia total disponível do campo solar durante o intervalo de tempo especificado. A vazão é sempre recalculada com base na energia "disponível" no campo, uma vez que parte da energia absorvida do campo não está disponível para uso no bloco de potência ou armazenamento devido às mudanças internas de energia. Em resumo, os efeitos transitórios são aplicados no SAM recalculando a vazão do HTF do campo de acordo com a energia absorvida reduzida da energia utilizada na mudança do estado interno de energia do fluido HTF.
- **Perdas parasitas elétricas:** Todos os sistemas de conversão de energia térmica incluem dispositivos que consomem energia produzida pelo bloco de potência. Vários componentes requerem energia elétrica, são eles: bombas, ventiladores, iluminação do local e dispositivos de rastreamento. Para usinas que produzem eletricidade como produto final, como neste caso, essa energia é desviada da geração ou produção da usina antes de atingir a rede. Vale ressaltar, que as perdas parasitas apresentam um grande impacto no desempenho geral da planta. De acordo com o Manual Técnico do SAM, uma usina CSP pode perder entre 10% a 15% da produção elétrica bruta devido a perdas parasitas elétricas. Normalmente, a maior perda parasita de uma planta PTC é a eletricidade consumida pelas bombas para mover o HTF através do campo solar.

- **Controle do Campo Solar:** o controle para o campo solar emprega uma estratégia "ideal". Isso significa que a vazão mássica do HTF é controlada para permitir, sempre que possível, que a temperatura de saída do loop atenda ao valor de projeto. O SAM usa substituição sucessiva, onde uma estimativa inicial da vazão do HTF no campo é fornecida junto com os valores de temperatura estimados, então a vazão é recalculada e ajustada até que a temperatura de saída convirja para o valor do projeto.

Se a vazão calculada para o loop reduzir abaixo da vazão mínima permitida, o programa redefine a vazão para ser igual ao valor mínimo e recalcula a temperatura de saída do loop, assumindo uma taxa de fluxo fixa. Com isso, quando o critério mínimo não for atendido, a temperatura de saída do HTF do campo cairá abaixo do valor de projeto. Em uma outra situação, o campo solar pode absorver tanta energia que a vazão necessária para manter a temperatura de saída do projeto excede o valor máximo especificado. Quando a taxa de fluxo de massa atinge um limite superior, a única maneira de evitar o excesso de temperatura HTF é reduzir a quantidade de energia absorvida, desfocando os coletores. O controlador da planta pode desfocar os coletores quando a quantidade de energia produzida pelo campo solar excede o que pode ser consumido no ciclo de energia e/ou armazenamento, ou quando a vazão excede o valor calculado. Em síntese, o controlador do campo solar limita a vazão do HTF através de cada loop, desfocando os coletores em condições de temperatura excessiva ou substituindo o requisito de temperatura de saída para as condições de pouco recurso solar.

- **Controle da Planta:** O controlador garante que o sistema funcione para atender aos requisitos especificados pelo usuário, aos requisitos de energia térmica do bloco de potência e aos recursos de energia disponíveis no campo solar, armazenamento térmico e aquecedor auxiliar (hibridização). O controlador também determina como e quando o campo solar é usado. Por exemplo, se o TES estiver cheio e o bloco de potência estiver funcionando com capacidade total, o controlador deve detectar a situação e ajustar o campo solar, forçando uma redução na produção térmica total para evitar o superaquecimento do HTF, o que acarretaria graves consequências para a planta, tais como degradação do fluido HTF e operação supercrítica da turbina.

3.2. Parâmetros de Simulação

O SAM apresenta, para usinas de calha parabólica, duas opções de modelos para a simulação, a saber o modelo físico e o modelo empírico. O modelo físico caracteriza muitos dos componentes do sistema desde os primeiros princípios de transferência de calor e termodinâmica, em vez de medições empíricas, como no modelo empírico do sistema de calha. Embora o modelo físico seja mais flexível que o modelo empírico, ele adiciona mais incerteza às previsões de desempenho do que o modelo empírico.

Já o modelo empírico, apesar de modelar o mesmo tipo de sistema de calha parabólica que o modelo físico, utiliza um conjunto de equações de ajuste de curva derivadas da análise de regressão dos dados medidos nos projetos SEGS no sudoeste dos Estados Unidos, o que limita a modelagem para sistemas compostos por componentes para os quais existem dados medidos. O modelo é baseado no software Excelergy, originalmente desenvolvido para uso interno no Laboratório Nacional de Energia Renovável, NREL [SAM, 2015].

O modelo escolhido para a simulação em questão foi o modelo físico, o qual calcula a eletricidade fornecida à rede por um campo solar parabólico que fornece energia térmica a um bloco de potência para geração de eletricidade, com um sistema opcional de armazenamento de energia térmica.

Tal modelo possui as seguintes seções para inserção dos dados técnicos de entrada: “Local e Recurso”, “Campo Solar”, “Coletores (SCAs) “Receptores”, “Ciclo de Potência”, “Armazenamento térmico”, “Parasitas”, “Custos do Sistema”, “Tempo de Vida”, “Parâmetros Financeiros”, “Fatores do Tempo de Entrega”, “Incentivos” e “Depreciação”.

Para iniciar a simulação, primeiramente é necessário inserir na seção “Local e Recurso” um arquivo de dados contendo as condições meteorológicas e de radiação solar da localização do projeto, neste caso, a cidade de Petrolina. Os principais parâmetros das plantas modeladas são descritos nos itens a seguir.

3.2.1. Parâmetros Técnicos de Entrada

A seguir são apresentadas duas tabelas contendo as características técnicas das usinas termossolares que foram utilizadas para dimensionamento da planta no SAM. A Tabela 4 descreve as principais características para todas as opções de plantas simuladas. Na Tabela 5 são apresentados os detalhes de cada componente das plantas CSP modeladas.

Tabela 4- Descrição das principais variáveis técnicas

PARÂMETROS TÉCNICOS	DESCRIÇÃO
Potência de Projeto	Saída do projeto do ciclo de energia, sem contabilizar as perdas parasitárias. O SAM utiliza este valor para dimensionar os componentes do sistema.
Potência Líquida	Capacidade Nominal da planta, contabilizando as perdas parasitas (10% da potência de projeto).
Eficiência do Bloco de Potência	Eficiência de conversão térmica em elétrica do ciclo de energia sob condições de projeto.
Múltiplo Solar	Razão entre a potência térmica de projeto de saída do campo solar e a potência térmica de projeto de entrada do bloco de potência.
Fluido HTF do Campo Solar	Fluido de transferência de calor (HTF) que circula no tubo receptor do concentrador solar. A biblioteca do SAM inclui os seguintes HTF: Solar Salt, Caloria HT 43, Hitec XL, Therminol VP-1, Hitec, Dowtherm Q, Dowtherm RP, Therminol 59 e Therminol 66.
Fluido HTF do Armazenamento Térmico	Fluido de armazenamento utilizado no sistema de armazenamento de energia térmica.
Temperatura de proteção contra congelamento do HTF do campo solar	Temperatura mínima que o fluido HTF pode atingir no campo solar. É a temperatura na qual o equipamento de proteção contra congelamento é ativado.
Temperatura Mínima dos Tanque de Armazenamento (Frio e Quente)	Temperatura mínima permitida do fluido nos tanques de armazenamento. Se a temperatura do fluido reduzir abaixo do ponto de ajuste, os aquecedores elétricos entregam energia aos tanques

	a fim de aumentar a temperatura para o ponto de ajuste.
Parasitas	As variáveis parasitas definem as cargas elétricas no sistema. Para cada hora da simulação, o SAM calcula a carga parasita e a subtrai da saída elétrica bruta do ciclo de energia para calcular a saída elétrica líquida.

Fonte: Adaptado do Help do software SAM

As definições dos parâmetros dos principais componentes das plantas CSP modeladas no SAM são apresentadas a seguir:

- **Múltiplo Solar**

Para as simulações sem armazenamento de energia, o múltiplo solar (SM) foi definido como 1. Todavia, para as simulações com armazenamento foi adotado o SM igual a 2, posto que para plantas com armazenamento este deve ser superior a 1. Para armazenamento acima de 7 horas, normalmente, aplica-se um múltiplo solar superior a 2 [REN21, 2017]. Sugere-se, como complementação deste estudo, que posteriormente seja realizada uma otimização desse múltiplo solar, a partir de uma análise paramétrica no SAM, a fim de minimizar o custo nivelado da energia (LCOE).

- **Bloco de Potência**

As plantas foram modeladas com 111 MW de potência de projeto e 10% de perdas parasitas, o que indica 99,9 MW líquido. Como o SAM não possui uma base de dados de fabricantes de turbinas, o dado de entrada utilizado para modelar o ciclo é a eficiência de conversão do bloco de potência sob condições de projeto. O valor apresentado como padrão nesta versão do SAM é de 35,6%. No entanto, devido as temperaturas de operação serem diferentes para cada fluido térmico, adotou-se um valor específico em relação a cada um deles, de acordo com sua temperatura máxima, visto que temperaturas mais altas implicam maiores rendimentos do bloco de potência. Com isso, definiu-se as eficiências de 0,27 para o Therminol VP-1, 0,32 para o Hitec XL e 0,37 para o Hitec SOLAR SALT.

- **Horas de armazenamento de energia**

Definiu-se como parâmetro de simulação, 6 horas de armazenamento térmico para as configurações de planta quem dispõem de armazenamento de energia, o que implica em um múltiplo superior a 1, conforme mencionado anteriormente.

- **Tecnologia de concentração**

O concentrador de calha parabólica definido para simulação é o Solargenix SGX-1, mesmo coletor utilizado na planta Nevada Solar One, localizada nos Estados Unidos.

- **Tecnologia de tubo receptor**

O receptor utilizado é o Schott PTR70, uma vez que é utilizado em diversas plantas em operação, como Andasol I e II, localizadas na Espanha. Além da grande aplicação no mercado, este receptor foi selecionado devido a sua alta eficiência e baixas perdas térmicas. [SORIA, 2011]

- **Temperatura Mínima dos Tanques de Armazenamento**

Verificou-se através de simulações prévias que a alteração dos valores default do SAM relativos as temperaturas mínimas de operação dos tanques de armazenamento não implicam impactos relevantes nos resultados finais. Com isso, as temperaturas mínimas dos tanques de armazenamento frio (250°C) e quente (365°C) foram mantidas como os valores padrão do SAM.

A Tabela 3 apresenta um resumo dos componentes selecionados, bem como dos parâmetros definidos.

Tabela 5 - Parâmetros Técnicos das plantas CSP

Características da Planta		SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO			
		SIM 1	SIM 2	SIM 3	SIM 4	SIM 5	SIM 6	SIM 7
Local e Recurso	Localização da Planta	Petrolina - Pernambuco						
	Irradiação Direta Normal	6,77 kWh/m ² /dia						
Campo Solar	Múltiplo Solar (SM)	1	1	1	2	2	2	2
	Área de Abertura (m ²)	598.222	504.162	436.438	1.196.440	1.196.440	1.196.440	1.008.320
	Fluido HTF	Therminol VP-1	HITEC XL	SOLAR SALT	Therminol VP-1	Therminol VP-1	Therminol VP-1	HITEC XL
	Temp. Máx do HTF	400°C	500°C	593°C	400°C	400°C	400°C	500°C
	Temp. Min. do HTF	12°C	120°C	238°C	12°C	12°C	12°C	120°C
	Temp. Proteção contra congelamento	32°C	140°C	258°C	32°C	32°C	32°C	140°C
Coletores	Tecnologia de Concentração	Calha Parabólica						
	Tipo de Coletor	Solargenix SGX-1						
	Área de abertura	470,3 m ²						
	Comprimento do Loop	100m						
	Concentração Geométrica	0,98						
Receptores	Tipo de Tubo Receptor	SCHOTT PTR70						
	Diâmetro interno do tubo	0,066						
	Diâmetro externo do tubo	0,07						
	Material de Absorção	304L						
Bloco de Potência	Potência de Projeto	111MWe						
	Potência Líquida	99,9MW						
	Eficiência do Bloco	0,27	0,32	0,37	0,27	0,27	0,27	0,32
	Temperatura de entrada	390	490	583	390	390	390	490
	Temperatura de saída	290	390	483	290	290	290	390
Armazenamento Térmico	Modo de Armazenamento	-	-	-	Direto	Indireto	Indireto	Indireto
	Horas de armazenamento	-	-	-	6	6	6	6
	Fluido HTF	-	-	-	Therminol VP-1	HITEC XL	SOLAR SALT	SOLAR SALT
	Temp. Mín. dos Tanques	Tanque frio: 250°C / Tanque Quente: 365°C						

3.2.2. Parâmetros Financeiros e Custos

Neste item são apresentados os principais parâmetros financeiros e os custos que envolvem o processo de construção e funcionamento da usina de concentração solar de acordo com as variáveis aplicadas pelo software SAM. A seguir são exibidas duas tabelas contendo os parâmetros financeiros aplicados no desenvolvimento das simulações, e, posteriormente, são descritos os custos do projeto. A Tabela 6 descreve estes parâmetros financeiros.

Tabela 6 – Principais Parâmetros Financeiros.

PARÂMETROS FINANCEIROS	DESCRIÇÃO
Período de Análise	Número de anos cobertos pela análise, que normalmente equivale à vida útil do projeto.
Taxa real de desconto	Medida do valor temporal do dinheiro expresso como uma porcentagem anual. O SAM usa a taxa real de desconto para calcular o valor presente. Para o modelo financeiro PPA do SAM, a taxa de desconto representa o valor de um investimento alternativo.
Tributos	Taxas de imposto de renda federal e estadual e o imposto sobre vendas, que o SAM inclui no custo total instalado do projeto.
Seguro	O SAM trata os pagamentos anuais de seguro como parte dos custos operacionais anuais. O custo do seguro no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto é a taxa de seguro multiplicada pelo custo total instalado.
TIR – Taxa Interna de Retorno	Taxa de retorno mínima como meta do projeto. Para o modelo financeiro PPA do SAM a TIR representa um requisito de lucro ou o risco associado ao projeto.
Depreciação	Depreciação anual no valor da propriedade.

Fonte: Adaptado do Help do software SAM

O conjunto de parâmetros financeiros modelados foi baseado em alguns valores padrões do SAM e alguns valores propostos por Soria (2011), Schaeffer et al. (2012, 2014) e Lodi (2011).

- **Período de Análise**

Para o estudo financeiro de plantas CSP, o período de análise comum é de 25 – 30 anos, uma vez que o período de vida usual tanto do campo solar quanto do bloco de potência é 30 anos, e o período de vida dos sistemas de armazenamento térmico é de 25 anos. [SORIA, 2011] Nesse sentido, foi considerado um Período de Análise de 30 anos.

- **Taxa real de desconto**

Vários estudos consideraram uma taxa real de desconto de 10% ao ano para desenvolver cenários de instalação de potência CSP (ARVIZU et al., 2011; SORIA, 2011). Do mesmo modo, esta modelagem considerou o valor de 10% para a taxa real de desconto.

- **Tributos**

Soria (2011) e Lodi (2011) fizeram uma adaptação para o cenário brasileiro, levando em conta muitos aspectos do cenário nacional, como imposto de renda (IR), taxa PIS/PASEP e COFINS e taxa de contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) como composição do tributo federal na simulação do SAM.

Segundo Lodi (2011), os valores aproximados destas componentes, para um projeto CSP de 30 MW sem armazenamento térmico localizada no nordeste brasileiro, são: 8% de IR, entre 3,65 e 9,25% de PIS/COFINS e 12% para CSLL. Considerou-se adesão ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), estabelecida por meio da Lei 11.488/07, regulamentada pelo Decreto 6.144/07. Segundo a Lei 11.488/07 há benefício de suspensão de PIS/PASEP e COFINS nas aquisições e importações de bens e serviços vinculadas a projetos de infraestrutura aprovado, realizados no período de cinco anos contados da data de sua aprovação. De acordo com a Lei citada, o setor de energia (geração, cogeração, transmissão e distribuição) é considerado como um setor de infraestrutura. Desta forma, não foi incidido PIS/COFINS sobre o investimento e, caso fosse, o valor seria de 9,25%. Sobre o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), de acordo com o Decreto 3827/01, este é reduzido à zero em diversos equipamentos e acessórios destinados à geração de energia elétrica. Assim, este foi considerado como isento, seguindo a lógica utilizada para módulos fotovoltaicos. [LODI, 2011] Para um cenário com incentivos, de acordo com Lodi (2011), o valor do tributo federal seria de 23,65% (8% de IR, 3,65% de PIS/COFINS e 12% para CSLL). Já para um cenário sem incentivos, Lodi (2011) usa o somatório desses valores, com um total de 29,25%, como tributo federal, sendo 9,25% de PIS/COFINS.

Soria (2011) utiliza um cenário mais conservador, uma vez que não existem referências de projetos semelhantes no Brasil. Para o cenário base, Soria (2011) estima um valor de tributo federal de 34%, aproximadamente, 27% de imposto de renda e 7% de contribuições. No cenário alternativo, Soria (2011) e (SORIA et al, 2015) definem um valor de tributo federal de 27%, propondo uma política de incentivo de diminuição da taxa fiscal PIS/PASEP e COFINS em 7%, assim o valor considerado no cenário base para esta taxa cai de 12% para 5%, reduzindo os tributos de 34% para 27%.

Neste presente trabalho, considerou-se o cenário mais conservador encontrado na bibliografia, que é o cenário com 34% de tributos federais.

- **Seguro**

O valor considerado para o seguro foi mantido conforme o default do SAM, que é 0,5% do total de custos instalados, mesmo valor considerado por Soria et al (2015). Segundo Lodi (2011), o valor estimado para seguro em projetos CSP é 0,1% do investimento. No entanto, esta modelagem também escolheu o cenário mais conservador.

- **Inflação**

Este estudo considera um valor de inflação igual a zero, dado que os resultados foram analisados em termos reais, assim como Schaeffer et al. (2011) e Soria et al. (2015).

- **Modo de Solução**

O SAM possui dois critérios para avaliar a viabilidade financeira do projeto. Uma opção permite determinar um valor fixo da taxa interna de retorno (TIR) desejada e calcular do preço da energia a ser vendida (PPA - power purchase agreement) para atingir essa TIR, e a outra opção consiste em definir do preço da energia e calcular da taxa de retorno correspondente. Optou-se por determinar a TIR requerida e avaliar o preço PPA encontrado.

Segundo Soria et al (2011), uma referência para a TIR no setor público está no retorno mínimo considerado pelo Governo Federal Brasileiro na decisão do programa PROINFA75. O Ministério de Minas e Energia (MME) através do decreto n.º 5,025 de 2004, estabeleceu que a taxa mínima de atratividade a ser considerada nos projetos de energia é de 14.89% ao ano. Assim, Soria (2011) estimou a TIR para a análise do seu projeto em 15% ao ano, valor também utilizado por Soria et al. (2014). Este valor foi considerado razoável, uma vez que o investimento é economicamente atrativo quando a TIR é superior à taxa mínima de atratividade (TMA). Em contrapartida, em outro estudo realizado por Soria et al. (2015), foi considerado como razoável uma Taxa Interna de Retorno de 10%, e Lodi (2011), em sua metodologia, considerou aceitável uma TIR de 11%. A metodologia desenvolvida por NREL e aplicada no SAM também sugere como valor padrão, 11% de Taxa Interna de Retorno.

Assim, foi mantido o valor padrão do SAM de 11%, que se apresenta em acordo com a estimativa dos demais autores.

A Tabela 7 apresenta um resumo das variáveis financeiras descritas anteriormente que foram definidas para todas as simulações realizadas.

Tabela 7 - Variáveis Financeiras de entrada no SAM

PARÂMETROS FINANCEIROS		SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO		
		Sim. 1	Sim. 2	Sim. 3	DIRETO Sim. 4	INDIRETO Sim. 5 Sim. 6 Sim. 7	
Modo de Solução	Especificar TIR e calcular PPA ou Especificar PPA e calcular TIR	Especificar TIR e Calcular preço PPA					
	Taxa Interna de Retorno (TIR)	11%					
	Ano alvo da TIR	25 anos					
Parâmetros de Análise	Período de Análise	30 anos					
	Inflação	Não considerada					
	Taxa Real de Desconto	10%					

Tributos e Garantias	Imposto Federal	34%
	Seguro	0,5% do custo total instalado
Depreciação	Depreciação Federal	Linear 20 anos

Fonte: Elaboração própria

Em relação as despesas que envolvem a instalação de usina CSP, os custos padrões que traz a última versão do SAM foram utilizados como base para as simulações, porém determinados valores foram alterados, tais como: o valor da terra, o valor da contingência e o custo de O&M por potência instalada, onde foi alocado o valor da taxa TUSD, para se adequarem às características brasileiras. A Tabela 8 apresenta uma breve descrição dos principais custos presentes na metodologia do SAM para uma usina CSP de Calha Parabólica.

Tabela 8 - Descrições dos Custos aplicados no SAM

VARIÁVEIS DE CUSTOS	DESCRIÇÃO
Melhorias no terreno	Custo por m ² da área do campo solar que contabiliza as despesas relacionadas à preparação do local e outros equipamentos não incluídos na categoria de custo do campo solar.
Campo Solar	Custo por m ² da área do campo solar que contabiliza as despesas relacionadas à instalação do campo solar, incluindo mão-de-obra e equipamentos.
Fluido de Transferência de Calor (HTF)	Custo por m ² da área do campo solar para contabilizar as despesas relacionadas à instalação das bombas e tubulações de fluido de transferência de calor, incluindo mão-de-obra e equipamentos.
Armazenamento Térmico	Custo por MWt de capacidade de armazenamento que contabiliza as despesas relacionadas à instalação do sistema de armazenamento térmico, incluindo equipamentos e mão-de-obra.
Bloco de Potência	Custo por MWe de capacidade bruta do bloco de energia que contabiliza a instalação do bloco de energia, incluindo equipamentos e mão de obra.
Adicionais do Bloco de Potência	Custo MWe de capacidade bruta do bloco de energia que contabiliza custos adicionais para funcionamento do bloco de potência.
Contingência	Porcentagem da soma das melhorias no local, campo solar, sistema HTF, armazenamento, backup fóssil e custos da usina para responder às incertezas esperadas nas estimativas diretas de custo.
EPC (Engenharia, Aquisição e Construção) e Custos do Proprietário	Os custos de EPC e do proprietário estão associados ao design e construção do projeto, por exemplo: licenças, royalties, consultoria, pesquisas geotécnicas e ambientais, atividades

	de engenharia e desenvolvimento de projetos do proprietário, entre outros.
Custo da Terra	Custo associado à compra de terrenos.
Custo Fixo por capacidade	Custo anual fixo proporcional à capacidade nominal referente à O&M do sistema.
Custo Variável por geração	Custo de O&M anual variável proporcional à produção elétrica anual total do sistema em MWh.

Fonte: Adaptado do Help do software SAM

Conforme mencionado anteriormente, alguns custos foram modificados em relação aos valores aplicados no SAM com o intuito de aproximar ao máximo a simulação à realidade brasileira. Portanto, a seguir são apresentadas as premissas adotadas e, em seguida, a Tabela 9 exibe os principais custos adotados nas simulações. Ressalta-se que os custos aplicados foram os mesmos para todas as simulações realizadas neste trabalho.

- **Terreno**

No Brasil, o valor da terra varia de acordo ao uso do solo e a localização geográfica segundo o estado. O valor terreno foi obtido a partir do Relatório de Análises de Mercado de Terra (RAMT) do INCRA de 2019. O relatório apresenta os valores das terras para áreas rurais. Foi realizada uma média para todos os valores referentes à terras com pastagem que poderiam ser destinada à planta CSP. Assim, o valor médio encontrado e utilizado no SAM foi de R\$8.630/hectare, que convertido para USD/acre tem-se 873 USD/acre (para cotação do dólar a 4,00 reais).

- **Contingência**

Considera-se que o valor da contingência deve ser conservador dado que não há experiências prévias com CSP no Brasil (SCHAEFFER et al., 2011a). Com relação ao 7% padrão proposto no SAM para plantas CSP nos Estados Unidos (NREL, 2011b), o valor de 10% proposto por Lodi (2011) e Andres (2016) para Brasil, apresentou-se como um valor conservador, e, dessa forma, foi utilizado neste trabalho.

- **Operação e Manutenção**

O SAM apresenta o custo de O&M dividido em duas categorias, custo fixo por capacidade e custo variável, conforme descrito na Tabela 8 apresentada anteriormente. Durante a simulação no SAM, o valor padrão de 66 USD/MWh de custo fixo por capacidade instalada foi acrescido do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), uma vez que o SAM não apresenta uma entrada específica para a TUSD, que é uma taxa própria do setor elétrico brasileiro.

Como a planta CSP neste estudo é de 111 MWe de capacidade e conectada ao SIN em redes de distribuição, de tensão menor ou igual a 69 kV é necessário incorporar o valor da TUSD na análise financeira. Portanto, o valor da TUSD foi calculado seguindo a normativa vigente conforme explicado a seguir.

A Resolução Normativa ANEEL Nº 166 considera a TUSDg, que é uma TUSD aplicada a unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição [SORIA, 2011]. O valor da TUSD é determinado segundo a revisão tarifária periódica para

cada empresa distribuidora por estado, assim a CELPE (Companhia Energética de Pernambuco) adotou valores da TUSD calculados segundo a Nota Técnica nº 070/2019-SGT/ANEEL de Revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, que determinou o reajuste tarifário anual de 2019 e a Resolução Homologatória Nº 2.535 DE 23 DE ABRIL DE 2019, que homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, relativo às Tarifas de Energia – TE e às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Portanto, o valor da TUSDg baseado na TUSD para o Nível A3 (tensão de 69 kV) aplicado para centrais geradores foi de R\$ 5,40/kW.mês. Assim pode ser estimado um valor médio da TUSD de 16,20 USD/kW.ano para uma cotação do dólar em outubro de 2019 de, aproximadamente, 4,00 reais.

Nesse sentido, o valor total do custo fixo por capacidade instalada aplicado à simulação do SAM foi de 82,20 USD/ kW.ano.

Tabela 9 - Custos inseridos como dados de entrada no SAM

CUSTOS		SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO			
		Sim. 1	Sim. 2	Sim. 3	DIRETO Sim. 4	INDIRETO Sim. 5, Sim. 6, Sim. 7		
Diretos	Armazenamento Térmico	-			62 USD/m ²			
	Melhorias no terreno	25 USD/m ²						
	Campo Solar	150 USD/m ²						
	Fluido HTF	60 USD/m ²						
	Bloco de Potência	910 USD/m ²						
	Adicionais do Bloco de Potência	90 USD/m ²						
	Contingência	10%						
Indiretos	EPC e Custos do Proprietário	11%						
	Custo da Terra	8.630 R\$/hectare (873 USD/acre – com dólar a R\$4,00)						
Operação e Manutenção	Custo Fixo por capacidade	82,20 USD/kW.ano (66 +16,20 da TUSD)						
	Custo Variável por geração	4 USD/MWh						

Fonte: Elaboração própria

3.2.3. Variáveis de Saída

Nos itens a seguir são apresentadas as descrições relativas as variáveis de saída das simulações realizadas no SAM. Os resultados e suas respectivas análises serão apresentados em seguida no item 4.

3.2.3.1. Variáveis Técnicas de Saída

Para as variáveis técnicas de saída, apresenta-se a Tabela 10 com as descrições das principais variáveis apresentadas como resultado no software SAM.

Tabela 10 - Descrição das Variáveis Técnicas de Saída

VARIÁVEIS TÉCNICAS DE SAÍDA	DESCRIÇÃO
Energia Elétrica Anual (GWh)	Eletricidade gerada pelo sistema no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto. Para projetos com os modelos financeiros PPA, o SAM pressupõe que toda a eletricidade é vendida à rede pelo preço PPA.
Energia Térmica Anual (GWh)	Energia térmica gerada pelo campo solar no primeiro ano de projeto.
Fator de Conversão (Bruto/Líquido)	Proporção do kWh anual líquido do sistema e a kWh bruto do bloco de energia. A diferença entre os dois se deve a perdas parasitárias de cargas elétricas no campo solar e do bloco de energia para bombas, equipamentos de refrigeração, entre outras.
Fator de Capacidade (%)	Razão entre a saída elétrica prevista no primeiro ano de operação e a saída nominal, que é equivalente à quantidade de energia que o sistema geraria se operasse com a capacidade nominal a cada hora do ano.
Eficiência Anual do Campo Solar (%)	Eficiência térmica com base nos resultados anuais, calculada a partir da seguinte equação: $\frac{\text{Energia Térmica (Wh)}}{\text{Irradiância (Wh/m}^2\text{)} \times \text{Área de Abertura (m}^2\text{)}}$
Eficiência Anual do Bloco de Potência (%)	Rendimento do ciclo de potência, calculado a partir da equação a seguir: $\frac{\text{Energia Elétrica Bruta (Wh)}}{\text{Energia Térmica fornecida ao BP (Wh)}}$
Eficiência Anual Total da Usina (%)	Eficiência Global da usina solar, determinada pela seguinte equação: $\frac{\text{Energia Elétrica Líquida (Wh)}}{\text{Irradiância (Wh/m}^2\text{)} \times \text{Área de Abertura (m}^2\text{)}}$
Energia Elétrica das Perdas Parasitas (MWhe)	Cargas elétricas que consomem energia produzida pelo bloco de potência. Para cada hora da simulação, o SAM calcula a carga parasita e a subtrai da saída elétrica bruta do ciclo de energia para calcular a saída elétrica líquida.
Proteção Térmica contra Congelamento (MWht)	Energia Térmica Anual necessária para proteção contra congelamento do HTF do campo solar e do HTF do armazenamento térmico.

Fonte: Adaptado do Help do software SAM

3.2.3.2. Variáveis Financeiras de Saída

A Tabela 11 apresenta uma breve descrição dos principais parâmetros financeiros apresentados como resultados no software SAM.

Tabela 11 - Descrições das Variáveis Financeiras de Saída

VARIÁVEIS FINANCEIRAS DE SAÍDA	DESCRIÇÃO
Custo LCOE	Custo nivelado da energia que contabiliza todos os custos esperados ao longo da vida útil da usina, incluindo construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros, incentivos e a inflação. O valor total é dividido pela energia elétrica (kWh) que se espera produzir durante esta vida útil do sistema.
Preço PPA	O preço do PPA é o preço de compra de energia para os modelos financeiros do PPA. O SAM assume que esses projetos vendem eletricidade a um preço negociado por meio de um contrato de compra de energia (PPA).
CAPEX	É o custo total de investimento inicial. Foi considerado o custo de capital líquido, uma vez que este trabalho desconsiderou financiamento.
OPEX	Custo total de Operação e Manutenção do sistema. Ressalta-se que o valor da TUSD está inserido neste custo.

Fonte: Adaptado do Help do software SAM

4. Análises e Resultados

Na sequência são exibidos os resultados encontrados para cada planta modelada com base nos valores de entrada descritos anteriormente.

4.1. Resultados Técnicos

A Tabela 12 apresenta os resultados das principais variáveis técnicas de saída determinadas a partir das simulações.

Tabela 12 - Variáveis Técnicas de saída

VARIÁVEIS TÉCNICAS DE SAÍDA	SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO			
	Sim. 1	Sim. 2	Sim. 3	DIRETO Sim. 4	INDIRETO Sim. 5 Sim. 6 Sim. 7		
Energia Elétrica Anual (GWh)	183,36	110,04	4,68	385,65	378,73	378,48	238,43
Energia Térmica Anual (GWh)	775,48	429,34	308,66	1.526,7	1.508,19	1509,19	821,19
Fator de Conversão (%)	92,4%	91,7%	6,90%	92,3%	91,7%	91,7%	93,10%
Fator de Capacidade (%)	21%	12,6%	0,5%	44,1%	43,3%	43,2%	27,2%

Eficiência Anual do Campo Solar (%)	0,552	0,362	0,301	0,543	0,537	0,537	0,347
Eficiência Anual do Bloco de Potência (%)	0,273	0,323	0,374	0,287	0,286	0,286	0,337
Eficiência Anual Total da Usina (%)	0,136	0,09	0,005	0,143	0,140	0,140	0,105
Energia Elétrica Anual das Perdas Parasitas (MWhe)	15.765	10,4	7,74	32.617	35.186	35.030	18.264
Perda Térmica Anual contra Congelamento (MWht)	0	8,74	58,04	657,33	585,56	559,19	176,9

Fonte: Elaboração própria

Analisando os resultados apresentados na Tabela 12 acima, pode-se verificar que a modelagem que apresentou o maior fator de capacidade refere-se à planta com armazenamento direto, sem trocador de calor, utilizando o óleo térmico Therminol VP-1 (Simulação 4). Além disso, essa planta também apresentou maior energia elétrica anual.

Já a modelagem que apresentou a pior performance foi encontrada para a planta com armazenamento de energia no modo direto, que utilizou como fluido térmico o sal fundido HITEC SOLAR SALT (Simulação 3), na qual o fator de conversão e o fator de capacidade foram os menores valores encontrados, apresentando resultado significativamente inferior aos demais. Observou-se também que a energia térmica gerada pela planta foi baixa em relação as demais plantas, assim como a energia elétrica anual. Inicialmente, foi adotado em todas as simulações um ΔT de 100°C. A vantagem de se utilizar o sal fundido é justamente a obtenção de maiores temperaturas no ciclo de potência e conseqüentemente maior rendimento e geração de energia. No entanto, elevadas temperaturas no campo solar, implicam maiores perdas térmicas, bem como maiores perdas parasitas elétricas, principalmente devido ao bombeamento do HTF do campo solar. Em decorrência do desempenho insatisfatório, foi realizada uma nova simulação com o intuito de comparar o resultado da simulação 3. Esta análise será apresentada no item 4.4. Ademais, sugere-se como estudos a serem desenvolvidos posteriormente, uma análise paramétrica para definir a faixa de temperatura “ideal” para cada fluido, visando maior rendimento global da planta, bem como menor custo LCOE da energia. É importante ressaltar que os melhores resultados em relação a geração de energia foram encontrados para as plantas com armazenamento. Apesar do melhor resultado referente a energia térmica e energia elétrica gerada ser da simulação com armazenamento direto (Simulação 4), percebe-se que alguns dos resultados técnicos do modo indireto se apresentaram bem próximos a Simulação 4, são estes: a Simulação 5 e a Simulação 6.

De acordo relatório do IRENA (2019), os fatores de capacidade para novas plantas de CSP aumentaram entre 2012 e 2018, com as capacidades de armazenamento crescendo e projetos cada vez mais desenvolvidos em áreas com melhores recursos solares. Ainda segundo o estudo realizado, novos projetos de CSP encomendados em 2018 estimam fatores de capacidade que variam de 31% a 64%, sendo em torno de 36% o fator de capacidade estimado para CSP de Calha Parabólica com potência de 100MW e entre 4-6 horas de armazenamento térmico. Para as plantas CSP sem armazenamento de energia comissionadas nos anos de 2013 e 2014, os fatores de capacidade variam entre 25% e 35%, sendo em torno de 25% para usinas de calha parabólica de 100MW de potência. Tal qual mencionado anteriormente, a partir de 2014 não houve comissionamento de novas usinas sem armazenamento térmico.

Analisando os resultados encontrados para os fatores de capacidade, observou-se que as plantas sem armazenamento não apresentaram fatores dentro da faixa apresentada pelo IRENA. Vale ressaltar que o resultado de menores fatores de capacidade era previsto, uma vez que as plantas com armazenamento térmico tendem a apresentar melhores fatores de capacidade. Em relação as simulações das usinas com armazenamento térmico, apenas a simulação 7 apresentou resultado abaixo dos 36% estimados. A simulação 7 tem como fluido térmico do campo solar o Hitec XL e como HTF de armazenamento o sal fundido HITEC SOLAR SALT. Apesar das perdas térmicas e elétricas terem sido inferiores as perdas das outras simulações com armazenamento, verificou-se que as energias térmica e elétrica geradas também foram mais baixas, reduzindo o fator de capacidade da planta.

As plantas modelas que apresentaram fator de capacidade mais próximos do valor estimado para as novas usinas foram as plantas com armazenamento que utilizavam o óleo térmico Therminol VP-1 como fluido do HTF. Destaca-se ainda que o resultado foi acima do esperado (36%), ficando em torno de 43% e 44%. A planta com armazenamento em modo direto apresentou resultado um pouco superior as usinas do modo indireto.

Enfatiza-se que os melhores rendimentos térmicos e globais foram encontrados para as simulações que empregavam o Therminol VP-1 como fluido HTF, são elas: SIM 1 (sem TES), SIM 4 (com TES direto), SIM 5 e SIM 6 (com TES indireto). No entanto, apesar da simulação 1 (Therminol VP-1 sem armazenamento) apresentar a melhor eficiência térmica, verificou-se que as plantas com melhores rendimentos globais foram as plantas com armazenamento térmico (Simulações 4, 5 e 6).

Confrontando essa conclusão com as plantas reais que estão em comissionamento atualmente, percebe-se que há uma coerência no resultado. Conforme dito anteriormente, as novas usinas CSP preveem sistemas de armazenamento térmico, o que indica que este tipo de usina tende a apresentar melhor desempenho técnico. Além disso, como mencionado anteriormente, o óleo sintético é o fluido térmico mais aplicado no campo solar, enquanto os sais fundidos são mais empregados como meio de armazenamento. Isso ocorre porque as altas temperaturas de fusão dos sais fundidos sugerem maiores prejuízos energéticos para a usina quando aplicados como HTF do campo solar e temperaturas de operação mais elevadas do HTF também implicam maiores perdas térmicas.

4.2. Resultados Econômicos

Na Tabela 13 são exibidos os resultados encontrados para as sete simulações desenvolvidas neste trabalho.

Tabela 13 - Variáveis Econômicas de saída

VARIÁVEIS ECONÔMICAS DE SAÍDA	SEM ARMAZENAMENTO			COM ARMAZENAMENTO			
	Sim. 1	Sim. 2	Sim. 3	DIRETO Sim. 4	INDIRETO Sim. 5 Sim. 6 Sim. 7		
Custo LCOE (ctv.USD/kWh)	29,72	46,64	1000,00	27,81	28,31	28,33	39,62
PPA (ctv.USD/kWh)	29,40	45,13	1002,86	27,96	28,47	28,48	39,86
CAPEX (USD/W)	3,13	2,90	2,66	6,74	6,74	6,74	5,90

OPEX (USD/W)	2,69	2,60	2,47	2,93	2,92	2,92	2,75
-------------------------	------	------	------	------	------	------	------

Fonte: Elaboração própria

Ao analisar a Tabela 13, observou-se que os valores do custo nivelado de energia (LCOE) para as plantas simuladas se apresentaram em uma faixa de 22,90-40,19 centavos de dólar/kWh. O menor LCOE foi encontrado para a Simulação 4, que utiliza o fluido térmico Therminol VP-1 e armazenamento de modo direto, e o maior LCOE foi determinado para a Simulação 3, que utiliza o sal fundido Solar Salt como HTF do campo solar. Para este último vale lembrar a análise realizada no item técnico, no qual ocorreu uma geração de energia consideravelmente baixa, com isso, o custo LCOE se mostrou distante dos demais. Ressalta-se que no item 4.3 será apresentada uma análise comparativa para esta simulação visando encontrar melhores resultados.

Em relação aos valores de plantas reais, segundo relatório do IRENA (2019), a combinação de fatores de capacidade crescentes e queda dos custos de instalação fez com que o LCOE de novos projetos de CSP reduzisse de USD 0,27-0,48/kWh em 2010 e 2011 para USD 0,10-0,28/kWh em 2018. Também conforme estudo do IRENA (2019), para os comissionamentos em 2018 de usinas CSP de Calha Parabólica com potência de 100MW e entre 4-6 horas de armazenamento térmico, o LCOE estimado é de 28 centavos de dólar/kWh.

Para as usinas sem armazenamento térmico, comissionadas entre 2013 e 2014, o LCOE estimado está entre 0,18 e 0,38 centavos de dólar/kWh, sendo de aproximadamente USD 0,38/kWh para uma usina de 100MW. É importante ressaltar que nenhum projeto foi construído sem armazenamento desde 2014, considerando que a inclusão de armazenamento minimiza o LCOE [IRENA, 2019].

Verificou-se que os valores encontrados nas simulações 1, 4, 5 e 6 estão em acordo com os padrões das plantas internacionais. As simulações com armazenamento 4, 5 e 6 apresentaram um LCOE ligeiramente superior as usinas comissionadas em 2018. Já a simulação 1 (sem TES) possui o custo nivelado de energia dentro da faixa estimada para as plantas sem sistemas de armazenamento. As simulações 2 e 7 apesar de não apresentarem valores dentro do intervalo definido pelo IRENA, pode-se considerar que os resultados encontrados são satisfatórios, uma vez que ainda não existem usinas comerciais utilizando sal fundido como HTF do campo solar.

Com relação aos valores encontrados para o preço PPA, como não existe projeto comercial de usinas CSP contratado no Brasil para se adotar o custo da sua eletricidade como referência para a análise econômica, foi necessário definir um preço de eletricidade de referência, que determine o nível mínimo de preço de energia na qual projetos CSP começariam a mostrar competitividade econômica.

A atual estrutura de expansão de energia elétrica do Brasil se baseia em um mecanismo "orientado para o mercado" (sistema de leilão), que promove a competição entre geradores de energia pelo fornecimento de um nicho de mercado predeterminado. O critério para selecionar os vencedores é o menor preço de eletricidade oferecido. [Rafael Andres]

Assim sendo, este estudo identificou os preços estabelecidos nos recentes leilões de energia que incluíam opções de energia renovável, tais como hidrelétricas, fotovoltaicas e eólicas. No relatório apresentado para o último leilão, 30º Leilão de Energia Nova (A-6), realizado em 18 de outubro de 2019, observou-se os preços médios de venda da energia, apresentados na Figura 8.

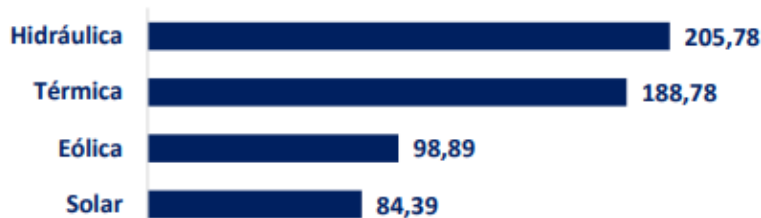


Figura 8 - Preço médio de venda por tecnologia (R\$/MWh).
 Fonte: www.ccee.org.br (Infoleilão N° 027 – 30° Leilão de Energia Nova)

Considerando os resultados do último leilão, a média dos preços estabelecidos para as quatro tecnologias comercializadas foi de 144,46 R\$/MWh. Nesse sentido, inicialmente, foi assumido que um valor na ordem de grandeza do obtido no 30° Leilão seria aceitável para planta CSP no Brasil. Assim, o preço referencial que a eletricidade produzida em usinas CSP deve atingir para que estas se mostrem competitivas no Brasil foi estimado em 144,46 R\$/MWh que corresponde a aproximadamente 3,61 ctv.USD/kWh, para a cotação do dólar igual a 4,00 reais. Outra opção foi assumir como preço de referência, a título de comparação, o maior preço praticado no leilão para uma fonte renovável, que foi de 205,78 R\$/MWh (hidrelétrica) e corresponde a aproximadamente 5,15 ctv.USD/kWh.

O objetivo ao definir estes valores não foi de comparar a tecnologia CSP de calha parabólica com outras tecnologias de energia renovável, mas verificar se as usinas CSP poderiam ser competitivas com o valor aceito a ser pago por fontes renováveis no país, conforme os recentes leilões realizados. [SORIA, 2011]

Comparando os valores encontrados nas simulações com os preços determinados como referencial, pode-se concluir que os preços PPA das sete plantas simuladas foram expressivamente superiores aos preços estabelecidos no último leilão. Isso sugere que para os preços de energia praticados atualmente no Brasil, as tecnologias CSP não seriam uma opção financeiramente viável.

No que se refere ao CAPEX, segundo o relatório apresentado pelo IRENA, os custos de investimento em CSP diminuíram da faixa de USD 6.100–13.100/kW para até oito horas de armazenamento entre em 2010 e 2012, para USD 3.200–7.300/kW em 2018 para projetos com maiores capacidades de armazenamento (entre 4-8 horas ou mais). Portanto, verificou-se que os resultados de CAPEX encontrados para todas as plantas com armazenamento inserem-se na faixa dos custos de investimento apresentados pelo IRENA.

Em relação as plantas sem armazenamento térmico, os custos de investimento se encontraram entre USD 4000-7000/kW para os anos de 2013 e 2014. Os resultados encontrados nas simulações foram quase a metade do valor mínimo da faixa estimada. Como a partir de 2014, não foram construídas novas usinas sem armazenamento térmico, não existem resultados atuais para ser realizada a comparação, no entanto, se for levado em conta que para as usinas como armazenamento térmico a redução dos custos entre 2010 e 2018 foi de aproximadamente 50%, pode-se inferir que os custos para CSP sem armazenamento também apresentariam uma diminuição próxima a este valor. Portanto, o valor encontrado para as simulações sem TES podem ser considerados satisfatórios.

Contudo, salienta-se que este trabalho apesar de utilizar valores conservativos para as análises financeiras, estabeleceu o emprego de capital próprio, desconsiderando financiamento do projeto.

Outro ponto a destacar a respeito do custo de investimento das plantas é que as plantas com melhores eficiências do bloco de potência, possuem menor custo de investimento, isto porque com quanto maior rendimento do ciclo menor é a área de abertura do campo solar. Portanto, com uma menor área, reduz-se os custos com o terreno (aquisição e melhorias), diminuindo também o investimento inicial. Como detalhado anteriormente, determinou-se a eficiência de conversão do ciclo sob condições de projeto de acordo com a temperatura máxima do fluido, dado que temperaturas mais elevadas indicam maiores rendimentos do bloco de potência. Deste modo, tanto para as simulações com armazenamento térmico, quanto para as simulações sem armazenamento, as configurações que obtiveram menor CAPEX foram as configurações que utilizam sal fundido como HTF do campo solar.

4.3. Comparativo de desempenho da Simulação 1 (Therminol VP-1 sem armazenamento)

Visto que a Simulação 1, utilizando o Therminol VP-1, apresentou resultados satisfatórios apesar da não utilização de armazenamento térmico, realizou-se uma nova simulação aumentando a faixa de temperatura do bloco de potência, a fim de verificar se ocorreria uma melhora no desempenho da planta. As características técnicas e econômicas foram mantidas, alterando apenas a temperatura de projeto de entrada e saída do bloco de potência (respectivamente, saída e entrada do campo solar). A Tabela 14 apresenta as temperaturas utilizadas nas simulações.

Tabela 14 - Faixas de Temperaturas utilizadas no comparativo da Simulação 3

	SIMULAÇÃO 1	SIMULAÇÃO 1 (com aumento de ΔT)
Temperatura entrada loop (Saída Bloco de Potência)	290°C	190°C
Temperatura saída loop (Entrada Bloco de Potência)	390°C	390°C
Rendimento termodinâmico de projeto	0,27	0,27

Após a simulação com o novo intervalo de temperatura, os resultados técnicos e econômicos são exibidos nas Tabelas 15 e 16, respectivamente.

Tabela 15 - Comparativo das Variáveis Técnicas da Simulação 1

VARIÁVEIS TÉCNICAS DE SAÍDA	SIMULAÇÃO 1	SIMULAÇÃO 1 (com aumento de ΔT)
Energia Elétrica Anual (GWh)	183,36	206,65
Energia Térmica Anual (GWh)	775,48	836,74
Fator de Conversão (%)	92,4%	95,10
Fator de Capacidade (%)	21%	23,60
Eficiência Anual do Campo Solar (%)	0,552	0,596
Eficiência Anual do Bloco de Potência (%)	0,273	0,271
Eficiência Anual Total da Usina (%)	0,136	0,153

Energia Elétrica Anual das Perdas Parasitas (MWhe)	15.765	11.086
Perda Térmica Anual contra Congelamento (MWht)	0	0

Tabela 16 - Comparativo das Variáveis Econômicas da Simulação 1

VARIÁVEIS ECONÔMICAS DE SAÍDA	SIMULAÇÃO 1	SIMULAÇÃO 1 (com aumento de ΔT)
Custo LCOE (ctv.USD/kWh)	29,72	26,42
PPA (ctv.USD/kWh)	29,40	26,13
CAPEX (USD/W)	3,132	3,133
OPEX (USD/W)	2,686	2,714

Com base nas novas eficiências, foram elaborados gráficos com os resultados horários, comparando as duas simulações. As Figuras 9, 10 e 11, apresentam os gráficos de eficiências referentes ao dia 22 de dezembro (Solstício de Verão), cujo acontece o dia mais longo do ano no hemisfério sul. Neste dia, a Terra está inclinada em torno de $23,5^\circ$ na direção do Sol, fazendo com que o hemisfério sul receba maior incidência de raios solares.

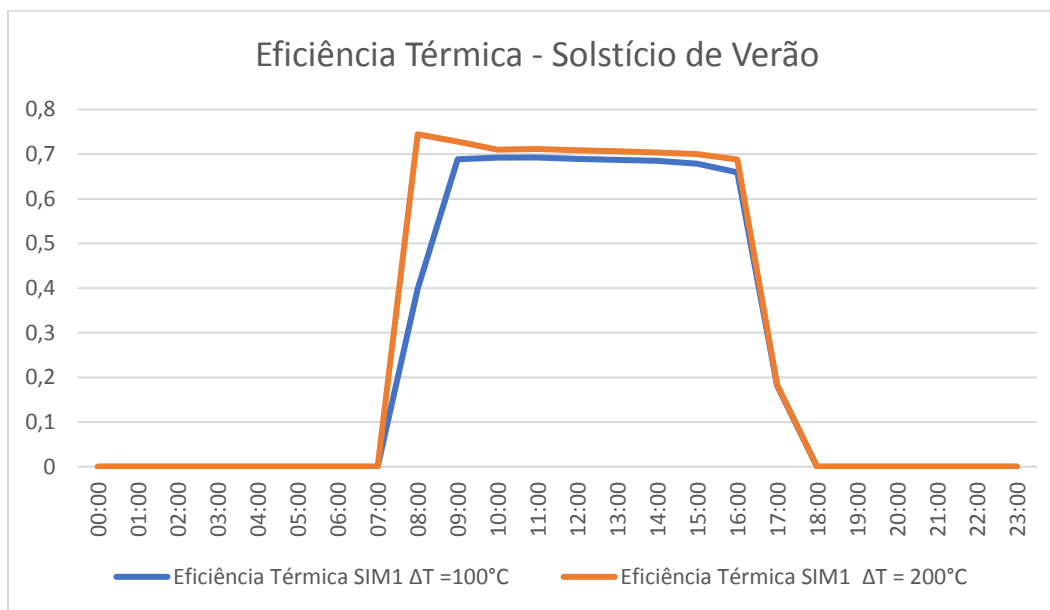


Figura 9 – Gráfico Comparativo da Eficiência Térmica da SIM 1

Nota-se na Figura 9 que para a modelagem da Simulação 1 com maior ΔT , o rendimento térmico foi superior na maior parte do dia. Ressalta-se que ocorreu um decaimento no rendimento térmico das duas simulações. Essa redução se deu devido à queda da irradiância incidente no campo solar às 8 horas, o que gerou uma produção de energia térmica inferior para o dado momento. Além disso, é importante frisar que a inércia térmica do HTF afeta o desempenho da planta, em que parte da energia absorvida é utilizada na mudança do estado interno de energia do fluido HTF.

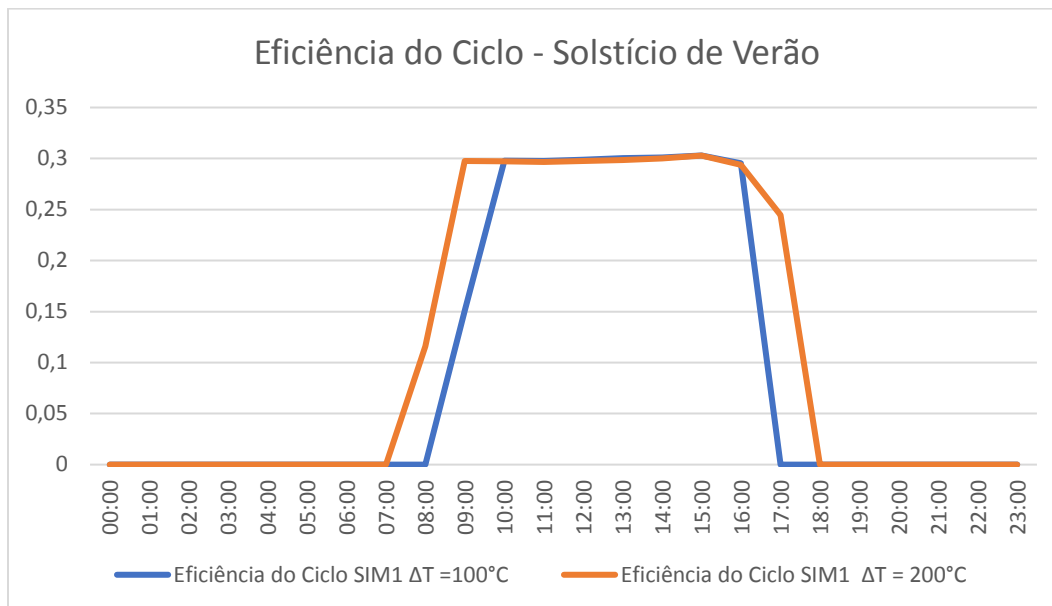


Figura 10 - Gráfico Comparativo da Eficiência do Bloco de Potência da SIM 1

Analisando a Figura 10, constatou-se que a eficiência do ciclo referente a simulação com ΔT igual a 100°C foi ligeiramente superior a eficiência da simulação com ΔT igual a 200°C na maior parte do dia, o que se justifica devido a temperatura média da simulação com ΔT igual a 100°C ser superior aumentando a eficiência do bloco de potência. Contudo a eficiência do bloco de potência para a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$ foi superior a zero após as 8h, enquanto a eficiência da simulação com $\Delta T=200^{\circ}\text{C}$ foi superior a zero após as 7h, isso ocorreu porque a temperatura mínima necessária para funcionamento do bloco de potência para o $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$ só foi atingida após as 8h. Assim, observou-se que às 7 horas, para a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$, a “energia transitória” consumida foi significativa, resultando em nenhuma produção de energia térmica neste horário.

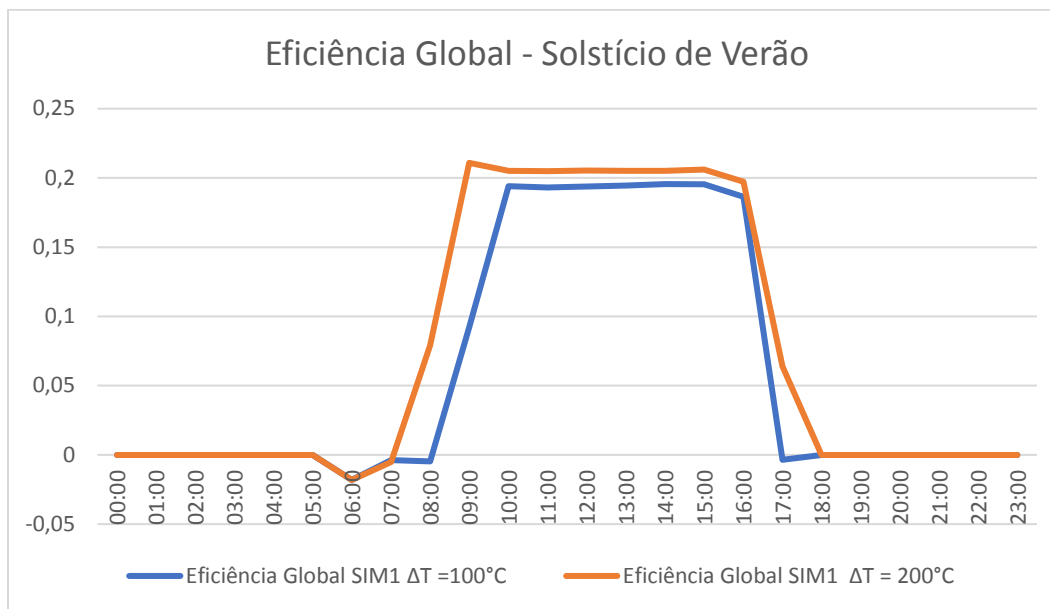


Figura 11 - Gráfico Comparativo da Eficiência Global da SIM 1

Observando a Figura 11, foi possível verificar que a eficiência global da simulação com ΔT igual a 200°C foi superior. Isso se justifica, pois a energia elétrica gerada foi maior para esta simulação, o que era previsto, já que para um maior delta de temperatura, as perdas elétricas parasitas por bombeamento são reduzidas, uma vez que ocorre uma diminuição da vazão do fluido HTF. Esse comportamento é ilustrado na Tabela 17 que apresenta os valores horários das variáveis: vazão mássica total do fluido HTF, perda parasita da bomba do HTF do ciclo, perda parasita da bomba do HTF do campo solar e energia elétrica líquida de saída.

Além disso, destaca-se alguns valores negativos no gráfico de eficiência global, que se referem a energia elétrica líquida “negativa” (observado na Tabela 17), ou seja, quando ocorre pouca ou nenhuma geração de energia elétrica a planta consome energia da rede elétrica para suprir algumas perdas parasitas necessárias para o funcionamento da planta, tais como: rastreamento do coletor, bombeamento, carga fixa da usina (iluminação, equipamentos elétricos, controle), entre outros.

Tabela 17 - Tabela comparativa dos resultados horários da Simulação 1

Hora	Vazão mássica total do fluido HTF (kg/hr)		Perda parasita - Bomba do HTF ciclo (MWhe)		Perda parasita - Bomba do HTF campo solar (MWhe)		Energia Elétrica Líquida (MWhe)	
	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$
7:00	0	0	0	0	0,26	0,61	-1,03	-1,38
8:00	1,24E+06	1,05E+06	0	0,16	0,08	0,03	-0,85	14,19
9:00	5,55E+06	3,12E+06	0,85	0,48	3,74	1,00	50,20	114,92
10:00	5,80E+06	3,18E+06	0,89	0,49	4,23	1,12	110,39	116,73
11:00	5,87E+06	3,24E+06	0,90	0,49	4,40	1,18	111,57	118,43
12:00	5,69E+06	3,14E+06	0,87	0,48	4,00	1,07	108,93	115,35
13:00	5,56E+06	3,06E+06	0,85	0,47	3,73	0,99	106,97	112,90
14:00	5,33E+06	2,91E+06	0,81	0,45	3,29	0,87	103,50	108,63
15:00	4,85E+06	2,66E+06	0,74	0,41	2,49	0,66	95,29	100,47
16:00	3,88E+06	2,17E+06	0,59	0,33	1,30	0,36	75,71	80,19
17:00	1,18E+06	5,02E+06	0	0,77	0,004	0,007	-0,77	13,55

Analisando a tabela acima, percebeu-se que para a simulação com $\Delta T=200^{\circ}\text{C}$, a energia elétrica foi maior em praticamente todos os horários e que tanto as perdas parasitas quanto a vazão do fluido HTF foram inferiores a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$, o que confirma a explicação sobre a eficiência global ser superior para a simulação com maior faixa de temperatura.

4.4. Comparativo de desempenho da Simulação 3 (HITEC SOLAR SALT sem armazenamento)

Conforme explicado anteriormente, os resultados encontrados para a simulação 3, não foram satisfatórios, com isso, optou-se por realizar uma nova simulação aumentando o intervalo de temperatura do bloco de potência, a fim de comparar os resultados e verificar um possível aumento de performance da planta solar. Para isso, assim como no comparativo da Simulação 1, tanto as características técnicas quanto as econômicas foram mantidas, modificando apenas a temperatura de projeto de entrada e saída do bloco de potência. As temperaturas aplicadas nas simulações são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 - Faixas de Temperaturas utilizadas no comparativo da Simulação 3

	SIMULAÇÃO 3	SIMULAÇÃO 3 (com aumento de ΔT)
Temperatura entrada loop (Saída Bloco de Potência)	483°C	383°C
Temperatura saída loop (Entrada Bloco de Potência)	583°C	583°C
Rendimento termodinâmico de projeto	0,37	0,37

Após a simulação com a nova faixa de temperatura, os resultados técnicos e econômicos são exibidos nas Tabelas 19 e 20.

Tabela 19 - Comparativo das Variáveis Técnicas da Simulação 3

VARIÁVEIS TÉCNICAS DE SAÍDA	SIMULAÇÃO 3	SIMULAÇÃO 3 (com aumento de ΔT)
Energia Elétrica Anual (GWh)	4,68	51,53
Energia Térmica Anual (GWh)	308,66	375,72
Fator de Conversão (%)	6,90%	44,50%
Fator de Capacidade (%)	0,5%	5,90%
Eficiência Anual do Campo Solar (%)	0,301	0,367
Eficiência Anual do Bloco de Potência (%)	0,374	0,367
Eficiência Anual Total da Usina (%)	0,005	0,052
Energia Elétrica Anual das Perdas Parasitas (MWhe)	7,74	7,61
Perda Térmica Anual contra Congelamento (MWht)	58,04	59,21

Tabela 20 - Comparativo das Variáveis Econômicas da Simulação 3

VARIÁVEIS ECONÔMICAS DE SAÍDA	SIMULAÇÃO 3	SIMULAÇÃO 3 (com aumento de ΔT)
Custo LCOE (ctv.USD/kWh)	1000,00	91,45
PPA (ctv.USD/kWh)	1002,86	90,38
CAPEX (USD/W)	2,662	2,663
OPEX (USD/W)	2,472	2,528

A partir dos novos resultados de eficiência encontrados, foram elaborados gráficos com os resultados horários, comparando as duas simulações. As Figuras 12, 13 e 14, apresentam os gráficos de eficiências referentes ao dia 22 de dezembro (Solstício de Verão).

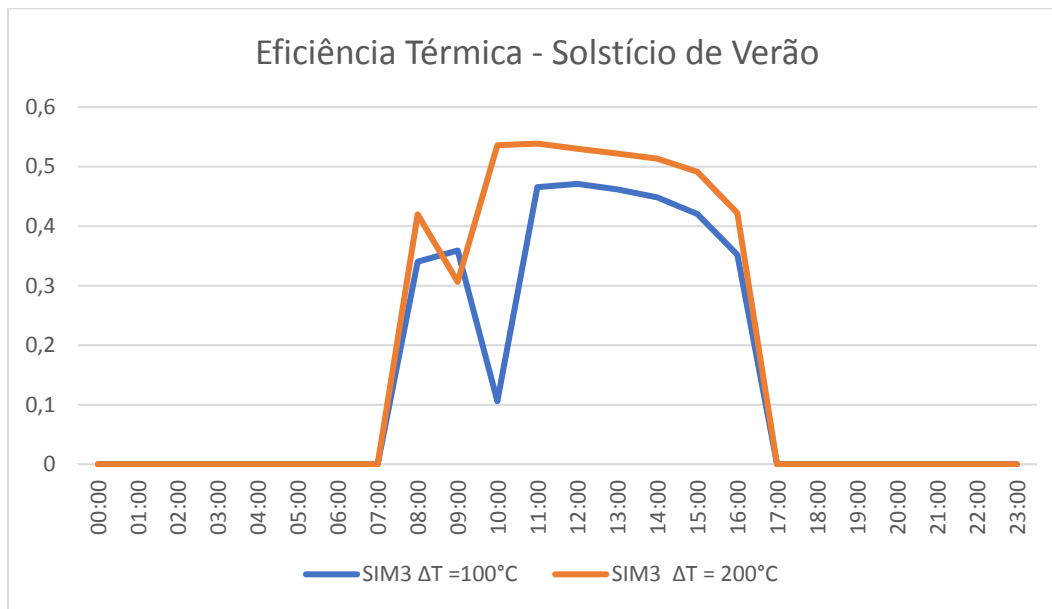


Figura 12 – Gráfico Comparativo da Eficiência Térmica da SIM 3

É possível observar a partir da Figura 12, que para a modelagem da Simulação 3 com maior ΔT , o rendimento térmico foi superior durante a maior parte do dia. Destaca-se que para ambas simulações ocorreu um decaimento no rendimento térmico. Essa redução se deu devido à queda da irradiância incidente no campo solar, o que gerou uma produção de energia térmica inferior para o dado momento. Ademais, assim como observado no comparativo do Therminol VP-1, a energia utilizada na mudança do estado interno do fluido HTF (inércia térmica) afetou a produção de energia térmica da planta. A combinação destes dois fatores (redução da irradiância e energia “consumida”) resultou na diminuição significativa do rendimento térmico das duas simulações.

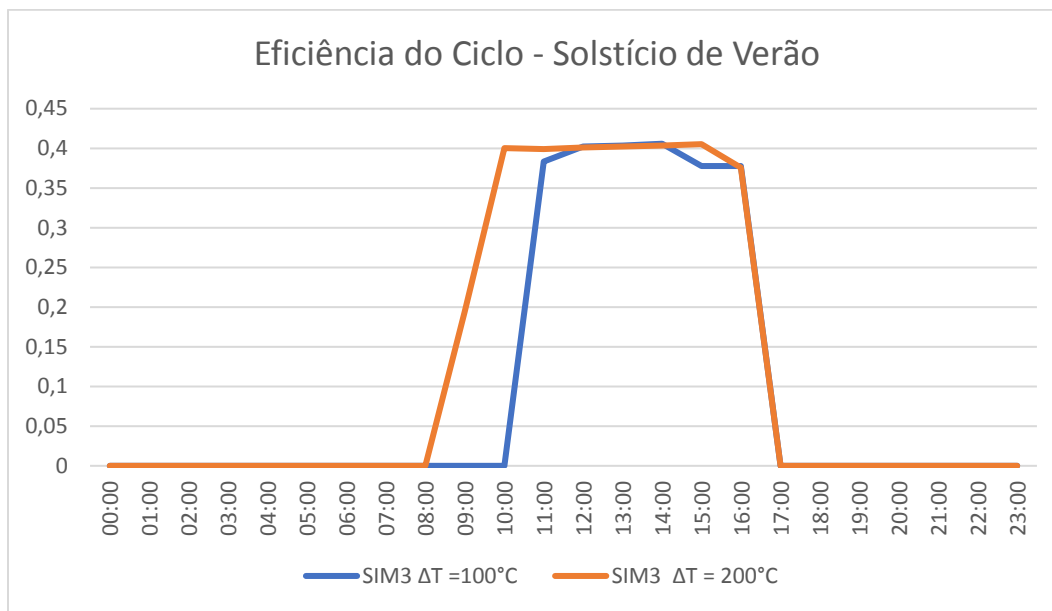


Figura 13 - Gráfico Comparativo da Eficiência do Bloco de Potência da SIM 3

Analisando a Figura 13, constatou-se que a eficiência do bloco de potência para a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$ foi superior a zero apenas após as 10h, isso ocorreu porque a temperatura necessária para funcionamento do bloco de potência só foi atingida após este horário, em consequência da baixa incidência de radiação nos coletores. Além disso, vale frisar a existência da inércia térmica do HTF que pode afetar o desempenho da planta, em que parte da energia absorvida é utilizada na mudança do estado interno de energia do fluido HTF. Assim, observou-se que para a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$, nos horários de 9h e 10h a “energia transitória” consumida foi significativa, resultando em uma menor produção de energia térmica. Contudo, percebeu-se que entre 12h e 14h a eficiência do ciclo referente a simulação com ΔT igual a 100°C foi ligeiramente superior a eficiência da simulação com ΔT igual a 200°C , o que pode se justificar devido a temperatura média da simulação com ΔT igual a 100°C ser superior aumentando a eficiência do ciclo.

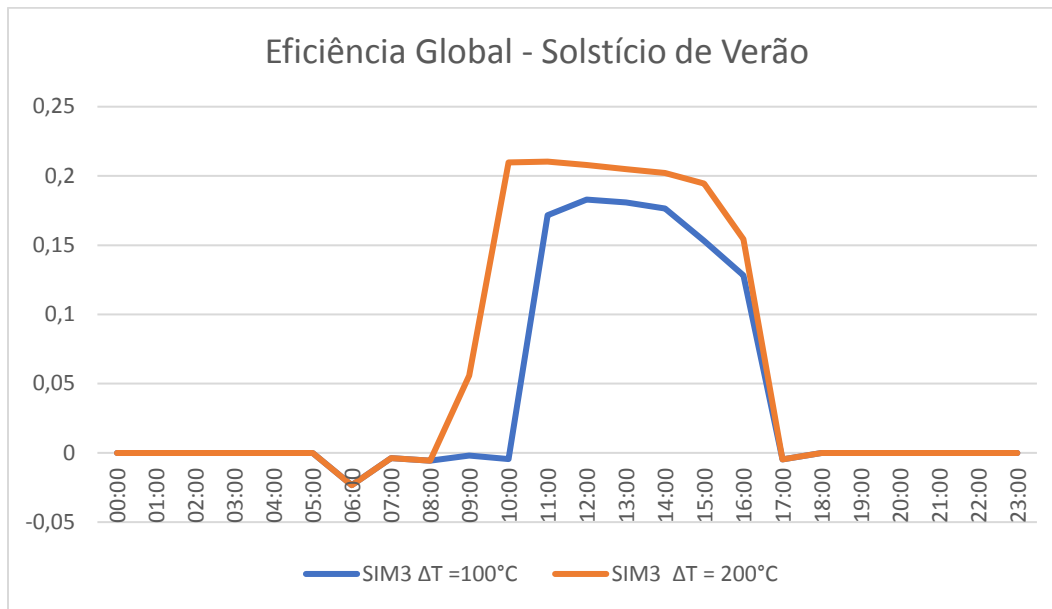


Figura 14 - Gráfico Comparativo da Eficiência Global da SIM 3

Observando a Figura 14, foi possível verificar que a eficiência global da simulação com ΔT igual a 200°C foi ligeiramente superior. Isso se explica, uma vez que energia elétrica gerada foi maior para esta simulação. Em relação a justificativa da energia elétrica gerada ser superior, assim como observado no item 4.3, ressalta-se que para uma faixa de temperatura maior, reduzem-se as perdas elétricas parasitas por bombeamento, posto que há uma redução da vazão do fluido. A Tabela 21 apresenta os valores horários da vazão mássica total do fluido HTF, da perda parasita da bomba do HTF do ciclo, da perda parasita da bomba do HTF do campo solar e da energia elétrica líquida de saída, confirmando o comportamento descrito acima.

Ademais, destaca-se que para este comparativo também se observou alguns valores negativos no gráfico de eficiência global. Estes valores referem-se à energia elétrica líquida “negativa”, ou seja, quando a geração de energia elétrica é reduzida ou nula, a planta utiliza a energia da rede elétrica para suprir as perdas parasitas necessárias para seu funcionamento.

Tabela 21 - Tabela comparativa dos resultados horários da Simulação 3

Hora	Vazão mássica total do fluido HTF (kg/hr)		Perda parasita - Bomba do HTF ciclo (MWhe)		Perda parasita - Bomba do HTF campo solar (MWhe)		Energia Elétrica Líquida (MWhe)	
	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=100^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200^{\circ}\text{C}$
8:00	1,05e+06	822.453	0	0	0,001	0,002	-0,73	-0,73
9:00	1,36e+06	1,45e+06	0	0,22	0,07	0,34	-0,80	22,18
10:00	1,04e+06	2,60e+06	0,16	0,40	0,83	0,42	-1,85	87,11
11:00	4,56e+06	2,65e+06	0,70	0,41	1,00	0,45	72,37	88,68
12:00	4,42e+06	2,54e+06	0,68	0,39	0,85	0,40	74,99	85,24
13:00	4,26e+06	2,43e+06	0,65	0,37	0,77	0,35	72,58	82,24
14:00	3,98e+06	2,30e+06	0,61	0,35	0,63	0,30	68,11	78,08
15:00	3,43e+06	2,01e+06	0,52	0,31	0,41	0,20	54,50	69,19
16:00	2,34e+06	1,43e+06	0,36	0,22	0,14	0,08	37,97	45,77
17:00	0	0	0	0	0,001	0,002	-0,73	-0,73

Analisando a tabela acima, assim como no comparativo para o Therminol VP-1 é possível verificar que as perdas parasitas e a vazão do fluido HTF da simulação com $\Delta T=200^{\circ}\text{C}$ foram inferiores a simulação com $\Delta T=100^{\circ}\text{C}$. Com isso, a energia elétrica líquida gerada pela simulação com ΔT igual 200°C foi maior, o que evidencia o fato de o rendimento global ser superior para a simulação com maior faixa de temperatura.

5. Conclusão

Apesar das dificuldades, tanto em relação a simulação que foi baseada em um software que possui parâmetros definidos para o modelo financeiro americano e não leva em consideração algumas particularidades brasileiras, quanto em relação à disponibilidade reduzida de informações referente a tecnologia heliotérmica no Brasil, bem como o armazenamento térmico, o estudo revelou-se válido especialmente para o incentivo ao uso da energia térmica solar para produção de energia elétrica no país.

Com relação aos custos, apenas um layout de implementação, SIM. 3, apresentou um substancialmente elevado custo nivelado de produção de energia, quando comparados as demais modelagens simuladas e aos projetos comissionados, de acordo do relatório do IRENA (2019). Justifica-se esse resultado, pois a simulação 3 utilizou o SOLAR SALT como fluido térmico do campo solar e, devido as maiores temperaturas desse sal, existem penalidades energéticas consideráveis, tais como: perdas do “efeito transitório”, perdas parasíticas em decorrência da necessidade do aquecimento noturno e perdas elétricas parasitas.

No que se refere ao preço PPA da energia, conforme observado na análise dos resultados, os valores encontrados seguiram os valores do LCOE, de forma que a SIM. 3 também apresentou valor excessivo quando contrastados com os demais preços encontrados. Todavia, os preços de energia determinados para os outros layouts de plantas simuladas mostraram-se consideravelmente superiores ao maior preço estabelecido no último leilão de energia realizado no Brasil.

O preço elevado de venda da energia encontrado torna-se um grande impedimento para a competitividade do CSP com relação às outras tecnologias de geração elétrica empregadas na matriz brasileira. Mesmo diante das vantagens apresentadas neste trabalho, a eletricidade solar térmica ainda representa um ônus financeiro em contraste com os combustíveis fósseis ou outras tecnologias renováveis já estabelecidas no atual setor. No entanto, deve-se levar em consideração alguns pontos que, em conjunto com políticas públicas voltadas para o desenvolvimento das energias renováveis, justificariam o investimento nesta tecnologia:

- energia solar térmica ainda possui um grande potencial de redução de custos;
- primeiros projetos nos países são comumente mais caros do que os seguintes;
- provável aprendizado tecnológico e progresso técnico;
- possibilidade de aproveitamento do conhecimento adquirido em tecnologias consolidadas;
- economia de escala devida à produção de componentes específicos da indústria CSP, tais como: espelhos côncavos para plantas de calha parabólica, estruturas metálicas de sustentação, tubulações, isolamentos, sistemas de controle, entre outros.
- desenvolvimento econômico e social para regiões pouco desenvolvidas e dependentes do turismo.

Quanto ao desempenho das plantas modeladas, a maioria das simulações com armazenamento retornou resultados semelhantes para as novas plantas comerciais, apresentando fator de capacidade de produção dentro da faixa estimada pelo IRENA (2019). Apenas as plantas referentes a SIM. 7 apresentou fator de capacidade inferior ao intervalo estimado, bem como baixa geração de energia comparada as demais simulações com TES. No entanto, como mencionado anteriormente, o resultado insuficiente justifica-se devido às perdas energéticas do sal fundido, principalmente no campo solar.

A SIM. 4, que consiste na planta com armazenamento em modo direto e utilização do óleo térmico Therminol VP-1 foi a modelagem que apresentou melhor performance. Este resultado se justifica pelo fato de que o sistema direto de armazenamento utiliza maior temperatura no bloco de potência quando comparado ao armazenamento indireto, devido a eficiência do trocador de calor, o que permite maior geração de energia. Além disso, os prejuízos energéticos são inferiores para o óleo térmico, devido a menor temperatura do fluido, aumentando o rendimento térmico.

Por outro lado, duas modelagens com armazenamento indireto apresentaram resultados técnicos satisfatórios, são estas as simulações 5 e 6. Ambas simulações utilizaram o óleo Therminol VP-1 como HTF no campo solar e sal fundido no circuito do armazenamento, e esta configuração além de permitir maior geração de energia, uma vez que atenua as perdas do fluido no campo solar, também permite bom fator de conversão e capacidade da planta. Este desempenho vai ao encontro dos projetos comerciais, visto que o sistema indireto de sal fundido é a tecnologia TES mais instalada em usinas CSP de calha parabólica.

Concluiu-se então, que pelo menos quatro simulações (Sim. 1, 4, 5 e 6) apresentaram desempenho técnico e financeiro semelhantes as plantas comerciais que empregam a mesma tecnologia e, com isso, estas modelagens se mostraram uma alternativa viável para desenvolvimento futuro, a fim de complementar a matriz energética do Brasil.

Entretanto, esperava-se melhores resultados para as simulações com o uso de sal fundido como HTF do campo solar, pois o uso de sais fundidos tanto no campo solar, quanto no sistema de armazenamento térmico permite operar em temperaturas mais altas, o que melhora o desempenho da planta e, conseqüentemente, melhor rendimento do ciclo, além de permitir uma diminuição significativa nos custos do sistema TES, reduzindo também o custo LCOE. Essa vantagem do sal fundido vem se destacando e uma prova disto é a que, conforme mencionado, cerca de 10% da capacidade planejada das usinas CSP de calha parabólica utilizará sal fundido como fluido térmico do campo solar.

Como sugestão de trabalhos futuros para refinamento deste trabalho, recomenda-se um aprofundamento para as simulações que apresentaram melhores desempenhos, realizando uma análise financeira mais detalhada, incluindo o financiamento do projeto e a contemplação de incentivos governamentais para desenvolvimento de tecnologias renováveis, além do aprimoramento das variáveis técnicas que envolvem o armazenamento de energia. Outra opção que poderia trazer melhora nos resultados seria considerar a hibridização da tecnologia CSP, seja com combustíveis fósseis ou até mesmo com fontes renováveis (biomassa e fotovoltaica), uma vez que reduziria o custo de implementação da usina CSP além de aumentar a confiança dos investidores já que são tecnologias mais consolidadas no cenário de energia brasileiro. Outro estudo indicado é a realização de uma análise paramétrica com o intuito de definir a faixa de temperatura ótima para cada fluido térmico a fim de encontrar maiores eficiências e menores custos LCOE. Além disso, sugere-se uma otimização do múltiplo solar da planta solar.

6. Referências Bibliográficas

ARVIZU, D., BALAYA, P., CABEZA, L., HOLLANDS, T., JÄGER-WALDAU, A., KONDO, M., KONSEIVO, V. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN (Special Report of IPCC), Chapter 3. Direct Solar Energy. IPCC, Cambridge e New York, 2011.

BAHAROON, D. A.; RAHMAN, H. A.; OMAR, W. Z. W; FADHL, S. O. Historical development of concentrating solar power Technologies to generate clean electricity efficiently – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Johor Bahru, Malaysia, n. 41, p. 996-1027, Sept. 2014.

BRAND, B., Stambouli, A.B., Zejli, D., 2012. The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria. Energy Policy 47, 321-331.

CHACARTEGUI, R.; VIGNA, L.; BECERRA, J.A.; VERDA, V. Analysis of two heat storage integrations for an Organic Rankine Cycle Parabolic trough solar power plant. Energy Conversion and Management, vol. 125, 2016, p. 353-367.

COSTA, Laís. Análise comparativa para geração de energia heliotérmica em diferentes regiões brasileiras. Projeto de Graduação – Engenharia Mecânica - Universidade de Brasília, 2016.

ESTELA, Greenpeace and Solar PACES, “Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016”, 2016.

FERREIRA, Willian; PASSOS, Júlio César. Modelagem de uma planta CSP-Fresnel com geração direta de vapor e armazenamento de energia térmica. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

GREPINO P. H. F.; SIQUEIRA A. M. O. Avaliação do armazenamento térmico na geração de potência em centrais termossolares. The journal of Engineering and Exact Sciences, Vol. 04 N. 02. Universidade Federal de Viçosa, 2018.

IEA. Technology Roadmap Solar Thermal Electricity 2014. Ed Paris: IEA Publications. France, 2014.

INCRA. Relatório de Análise de Mercados de Terras do Estado do Pernambuco, Julho de 2019. Disponível em: < <http://www.incra.gov.br/relatorios-analise-mercados-terras/sr-03-pernambuco>>. Acesso em: 22 out. 2019.

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

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2018.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2019.

LAS CASAS, Daniel. “Análise Tecno-econômica de uma CSP Torre Central com Diferentes Níveis de Armazenamento de Energia e Hibridização”. CEFET, 2016

LIU, M.; STEVEN TAY, N. H.; BELL, S.; Belusko, M.; JACOB, R.; WILL, G.; SAMAN, W.; BRUNO, F. “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2016.

LODI, Cristiane. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Dissertação de Mestrado - UFRJ/COPPE, 2011.

LÓPEZ-GONZÁLEZ, D.; VALVERDE, J.L.; SÁNCHEZ, L.; SANCHEZ-SILVA. Characterization of different heat transfer fluids and degradation study by using a pilot plant device operating at real conditions. *Energy*, vol. 54, 2013, p. 240-250.

MANTILLA, V. A. “Avaliação técnica-econômica das tecnologias de geração heliotérmica para o caso brasileiro, considerando sistemas de armazenamento térmico e hibridização”, UNIFEI, Itajubá, 2017

MENDES J. F., A. Joyce, P. Horta, and M. J. Brites, “Armazenamento de energia solar térmica”, 2010.

MONTES, M.J. et al., 2014. A comparative analysis of configuration of linear Fresnel collectors for concentrating solar power. *Energy*, vol. 73, p. 192-203.

OLIVEIRA, C. M. “Metodologia para estudo de implantação de uma usina heliotérmica de receptor central no Brasil”. Rio de Janeiro: UFRJ, 2014.

PEIRO, G.; GASIA, J.; MIRO, L.; PRIETO, C.; CABEZA, L. Influence of the heat transfer fluid in a CSP plant molten salts charging process. *Renewable Energy*, vol. 113, 2017, p. 148-158.

PRIETO, C.; RODRÍGUEZ-SÁNCHEZ, A.; RUIZ-CABAÑAS, F.; CABEZA L. Feasibility Study of Freeze Recovery Options in Parabolic Trough Collector Plants Working with Molten Salt as Heat Transfer Fluid. *Energies*, vol. 12, 2019.

REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). *Renewables 2017 – Global Status Report*. Paris, France, 2017.

SAM. System Advisor Model Software, Tutorial Help. Fornecido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). Versão 2015.6.30, jul. 2015.

SCHNEIDER, G. Concentrated Solar Power – State of the Art. Escola Internacional de Energia Solar. Enolcon GmbH. Universidade de Brasília, 2015.

SHARMA. A., TYAGI V.V., CHEN C. R., BUDDHI D. “Review on thermal energy storage with phase change materials and applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009.

SOLARPACES. CSP Projects Around the World. [s.l.]: 2016. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world>>. Acesso em: 03 jul. 2019

SORIA, Rafael Andrés Penafiel. Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização. Dissertação de Mestrado – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

SORIA, Rafael Andrés Penafiel. Proposta Metodológica Para Formulação De Política Para O Desenvolvimento Da Tecnologia Heliotérmica No Brasil. Tese de Doutorado – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

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

SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO A. Configurações para operação de plantas heliotérmicas CSP com armazenamento de calor e hibridização no Brasil. Revista Brasileira de Energia Solar, Volume V, Número 1 - Julho de 2014, p. 01-10.

SULYOK, C. Avaliação Econômica de Energia Heliotérmica Concentrada no Semi-Árido Baiano. Universidade Federal da Bahia, 2014.

TAVARES, R. M. Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada. Projeto de Graduação – Engenharia Mecânica – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

VUTUKURUA, R., PEGALLAPATIB, A. S., MADDALIB, R. Suitability of various heat transfer fluids for high temperature solar thermal systems. Elsevier, Applied Thermal Engineering 159, 2019.

WAGNER, M. J. Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants. Dissertação (Mestrado) – Engenharia Mecânica - University of Wisconsin. Madison, Wisconsin, 2008.

WAGNER, M. J.; Gilman, P. Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2011.

ZAVERSKY, F.; GARCIA-BARBERENA, J.; SANCHEZ, M.; ASTRAIN, D. Transient molten salt two-tank thermal storage modeling for CSP performance simulations. *Solar Energy*, vol. 93, 2013, p. 294-311.

ZHANG, H. L.; BAEYENS, J.; DEGRÈVE, J.; CACÈRES, G. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Leuven, Belgium, n. 22, 2013, p. 466-481.

ZHU, G., WENDELIN, T., WAGNER, M. J., KUTSCHER, C. History, Current State, And Future Of Linear Fresnel Concentrating Solar Collectors. *Elsevier, Solar Energy* 103, 2014, p. 639 – 652.