



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Faculdade de Engenharia e Ciências
Câmpus de Rosana

GUSTAVO SANTOS DO AMARAL

**Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta
Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em Rosana-SP**

Rosana - SP
2022



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Faculdade de Engenharia e Ciências
Câmpus de Rosana

Gustavo Santos do Amaral

**Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta
Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em Rosana-SP**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenadoria de Curso de Engenharia de Energia do
Campus Experimental de Rosana, Universidade
Estadual Paulista, como parte dos requisitos para
obtenção do diploma de Graduação em Engenharia de
Energia.

Orientador: Eduardo Verri Liberado

Rosana - SP
2022



A485a

Amaral, Gustavo Santos do

Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma
planta Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em
Rosana-SP / Gustavo Santos do Amaral. -- Rosana, 2022

73 p. : tabs., fotos

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia de
Energia) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de
Engenharia e Ciências, Rosana

Orientador: Eduardo Verri Liberado

1. Termossolar. 2. Heliotérmica. 3. Calha Cilindro Parabólica. 4.
System Advisor Model. 5. LCOE. I. Título.

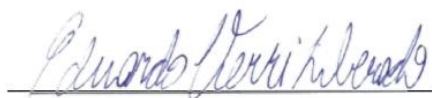
ATA DE DEFESA PÚBLICA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ao **primeiro** dia do mês de **fevereiro** de **2022 (dois mil e vinte e dois)**, às **10:05 h** (dez horas e cinco minutos), em sessão pública na sala **Virtual** deste Campus Universitário, na presença da Banca Examinadora presidida pelo Professor **Dr. Eduardo Verri Liberado** e composta pelos examinadores:

1. **Prof. Dr. Leandro Ferreira Pinto**

2. **Prof. Dr. Cláudio De Conti**

o discente **Gustavo Santos do Amaral** apresentou o Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: **Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em Rosana-SP**, como requisito curricular indispensável para a integralização do Curso de Graduação em Engenharia de Energia. Após reunião em sessão reservada, a Banca Examinadora deliberou e decidiu pela **APROVAÇÃO** do referido trabalho, divulgando o resultado formalmente ao aluno e demais presentes e eu, na qualidade de Presidente da Banca, lavrei a presente ata que será assinada por mim, pelos demais examinadores e pelo aluno.

A handwritten signature in blue ink, reading "Eduardo Verri Liberado", is written over a horizontal line.

Eduardo Verri Liberado

A handwritten signature in blue ink, reading "Leandro Ferreira Pinto", is written over a horizontal line.

Leandro Ferreira Pinto

A handwritten signature in blue ink, reading "Cláudio De Conti", is written over a horizontal line.

Cláudio De Conti

A handwritten signature in blue ink, reading "Gustavo Santos do Amaral", is written over a horizontal line.

Gustavo Santos do Amaral



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Faculdade de Engenharia e Ciências
Câmpus de Rosana

Dedico este trabalho de modo especial, à
minha mãe que já está no andar de cima, toda minha gratidão, o meu
carinho e a minha saudade, pois carregarei para sempre em mim o seu
eterno sorriso!

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, por me dar forças para finalizar o curso de Engenharia de Energia na UNESP. Agradeço minha família por todo apoio e acolhimento, que se estendeu do início ao fim do curso, infelizmente não foram todos que puderam me acompanhar até essa etapa final, ressalto a importância de minha mãe que graças a todo seu esforço me fez chegar aqui, por isso e muito mais sempre será meu maior exemplo e combustível para nunca deixar de lutar. Sei que a senhora está orgulhosa daí de cima.

Agradeço aos meus companheiros de República pelos três anos de convívio e aprendizado, os quais formamos uma outra família que levarei comigo para toda a vida. Com todas as preparações para festas, criatividade em montar fantasias e falta de juízo ao descolorir e pintar o cabelo para os jogos. Ao melhor time que a Copa Marcio Baby já viu na história da Unesp Rosana, bicampeã consecutiva que só não estendeu o legado por conta da paralização da pandemia.

Sou grato a Atlética, por todas as atividades propostas à comunidade acadêmica, as quais proporcionam evidente melhoria à saúde mental dos discentes. Ao CAUR, por ter permitido contato e contribuição à comunidade externa da faculdade. Sou realizado por ter participado dessas duas incríveis comissões que me abriram os olhos para como funciona uma organização séria, nas quais, desenvolvi responsabilidade, empatia e relacionamentos. Portanto, essas comissões foram de extrema importância para minha formação pessoal.

Reconheço a importância de todos os professores e funcionários responsáveis por manter a estrutura da Unesp em funcionamento, por todo aprendizado estudantil repassado, flexibilidade, rigorosidade e as confraternizações sempre moderadas presentes ao final dos anos letivos. À empresa que me deu oportunidade profissional, ao meu orientador de estágio que por sinal foi o mesmo para desenvolvimento do TCC. Aos meus companheiros de turma que compuseram meus grupos de trabalho e de interações sociais. A minha bicicleta que me permitiu subir a Avenida Barrageiros durante muito tempo (apesar do barulho) e pôr fim ao Rio Paraná que permitiu momentos de lazer, alegria e principalmente “refrescância” no Pontal do Paranapanema.

Gostaria de citar o nome de todos, porém, não caberia nessa humilde folha. Minhas saudações a todos aqueles da Unesp de Rosana, que de certa forma fizeram parte de uma etapa muito importante da minha vida!



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Faculdade de Engenharia e Ciências
Câmpus de Rosana

“A única coisa permanente é a mudança.”

Heráclito

RESUMO

O uso de fontes de energias renováveis é cada vez mais indispensável à sociedade, devido a sua menor agressividade ao meio ambiente. Todavia, o grande desafio é vencer a intermitência que essas fontes apresentam. Portanto, a energia Termossolar é capaz de acabar com grande parte desse problema. Com o intuito de avaliar e contribuir com o avanço da utilização das tecnologias para aproveitamento da energia Solar Térmica Concentrada (CSP – Concentring Solar Power) no Brasil, este trabalho apresenta uma análise de viabilidade técnico-econômica da implementação de uma usina Heliotérmica de Calha Cilindro Parabólica (PTC - Parabolic Through Concentrators) em Rosana – SP utilizando 4 modelos de simulação no software System Advisor Model (SAM). Os resultados indicam que a tecnologia em estudo ainda possui custo elevado (23,18 ¢/kWh – LCOE), visto que, com os modelos nos quais a venda da energia foi estabelecida, pelo preço médio comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL) (5,14 ¢/kWh), não se obteve retorno financeiro. Portanto, estipulando uma Taxa Interna de Retorno de 15% o Preço da Venda de Energia (PPA – Purchase Price Allocation) ficou 29,92 ¢/kWh no primeiro ano, a qual foi aplicada uma correção de 6,65% ao ano durante a vida útil da planta. Com isso, o caso com sistema de armazenamento de energia e menor preço para comercialização de energia comparado ao caso com TIR equivalente foi o mais eficiente. Na comparação com projetos em operação nas diferentes regiões no mundo o custo nivelado de energia (LCOE) dos casos analisados se mostrou competitivo, superior apenas ao LCOE de 0,2 \$/kWh da planta localizada em Nevada (EUA). Precedido de tal, o estudo para a planta em Porto Primavera – SP ainda é mais caro que o LCOE médio mundial de 18,50 ¢/kWh para a tecnologia Solar Térmica Concentrada (CSP), entretanto, depende fortemente de condições de financiamento e barateamento dos equipamentos para competir com outras fontes de energia presentes na Matriz Elétrica Nacional.

PALAVRAS-CHAVE: Termossolar; Heliotérmica; Calha Cilindro Parabólica; System Advisor Model; LCOE.

ABSTRACT

The use of renewable energy sources is increasingly indispensable to society, due to their less aggressiveness to the environment, however, the great challenge is to overcome the intermittence that these sources present, so Thermosolar energy can end much of this problem. For the following work, it was noticed a certain scarcity of information related to Concentrated Solar Power (CSP) in Brazil, to evaluate and contribute to the advancement of technology in the country, this study was developed for a technical-economic analysis of the implementation of a Heliothermic Parabolic Through Concentrators (PTC) in Rosana – SP using 4 simulation models in the System Advisor Model (SAM) software. As a result, the technology still has a high cost (23.18 ¢/kWh - LCOE), since, with the models in which the sale of energy was established at the average price sold in the Free Contracting Environment (ACL) (5.14 ¢/kWh), there was no financial return was obtained. Therefore, stipulating an Internal Rate of Return of 15% the Energy Sale Price (PPA) was 29.92 ¢/kWh in the first year, to which a correction of 6.65% per year was applied during the useful life of the plant. Thus, Case A was the most efficient, due to the higher energy production, due to the energy storage system and lower price for energy commercialization compared to the case with equivalent IRR. In comparison with projects in operation in different regions of the world, the leveled cost of energy (LCOE) proved to be competitive, superior only to the LCOE of 0.2 \$/kWh of the plant located in Nevada (USA). Preceding this, the study for the plant in Porto Primavera – SP is still more expensive than the world average LCOE of 18.50 ¢/kWh for the Concentrated Thermal Solar (CSP) technology, however, it depends heavily on financing conditions. and making equipment cheaper to compete with other energy sources present in the National Electricity Matrix.

KEYWORDS: Thermosolar; Heliothermic; Parabolic Through Concentrators; System Advisor Model; LCOE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – RAIOS SOLARES: RADIAÇÃO DIFUSA, DIRETA E REFLETIDA.....	18
FIGURA 2 – ÍNDICES DE IRRADIAÇÃO SOLAR DIRETA NO MUNDO	19
FIGURA 3 - ÍNDICES DE IRRADIAÇÃO SOLAR DIRETA NO BRASIL.	20
FIGURA 4 – COLETOR PARABÓLICO DE UMA IMPRESSORA A ENERGIA SOLAR	21
FIGURA 5 – PLANTA DE BOMBEAMENTO DE ÁGUAS NO NILO.	21
FIGURA 6 – CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO (PTC).....	23
FIGURA 7 – PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UMA USINA DE CONCENTRADORES CILINDRO – PARABÓLICOS.	24
FIGURA 8 – DISTRIBUIÇÃO DOS SCAS EM LAÇOS NO CAMPO SOLAR.	25
FIGURA 9 – PISTÃO HIDRÁULICO DO SISTEMA DE RASTREAMENTO DE UM SCA.....	25
FIGURA 10 – CADEIA DE ENERGIA COM INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS DE ENERGIA.....	26
FIGURA 11 – TANQUE DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO (TES).	27
FIGURA 12 – PROJETOS CSP EM TODO O MUNDO.....	29
FIGURA 13 – CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR CONCENTRADA NO CENÁRIO ZERO LÍQUIDO.	30
FIGURA 14 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	33
FIGURA 15 - EXEMPLO DE UM CENÁRIO FUTURO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE ILUSTRANDO A IMPORTÂNCIA DA ENERGIA SOLAR E EÓLICA EM UM CENÁRIO DE 2050.	34
FIGURA 16 – INVESTIMENTO ANUAL DE ENERGIA SOLAR NO MUNDO.....	35
FIGURA 17 – CURVA DE CUSTO DE CAPITAL INICIAL PARA PLANTA HELIOTÉRMICA COM ARMAZENAMENTO DE 6 HORAS.	37
FIGURA 18 – VALOR MÉDIO DE ENERGIA DA TECNOLOGIA CSP.	39

NO GRÁFICO DA FIGURA 19 É POSSÍVEL OBSERVAR UMA PREVISÃO DE GRANDE QUEDA DO LCOE PARA

ATÉ 2022, CHEGANDO AOS PATAMARES, DENTRO DE PROJETOS NA AUSTRÁLIA E EMIRADOS

ÁRABES UNIDOS, DE APROXIMADAMENTE 0,07 US\$/kWh (IRENA, 2020)..... 39

FIGURA 19 – ESTIMATIVA DE QUEDA DO LCOE PARA DIFERENTES PAÍSES 40

FIGURA 20 – COMPORTAMENTO DO LCOE DE DIFERENTES FONTES DE ENERGIA NUM PERÍODO DE 9

ANOS 41

FIGURA 21 – ESTIMATIVA LCOE PARA DIFERENTES FONTES..... 42

FIGURA 22 – PERFIS DE POTÊNCIA ELÉTRICA (kW) AO LONGO DO ANO DA USINA (CASO A E C).57

FIGURA 23 - PERFIS DE POTÊNCIA ELÉTRICA (kW) AO LONGO DO ANO DA USINA (CASO B E D). 58

FIGURA 24– GRÁFICO DAS ENTRADAS E SAÍDAS RECORRENTES CASO A. 59

FIGURA 25– GRÁFICO DO VPL ACUMULADO (\$) CASO A..... 60

FIGURA 26 – GRÁFICO DAS ENTRADAS E SAÍDAS RECORRENTES CASO B..... 60

FIGURA 27 – VPL ACUMULADO (\$) NO CASO B..... 61

FIGURA 28 – GRÁFICO DAS ENTRADAS E SAÍDAS RECORRENTES CASO C..... 62

FIGURA 29 – VPL ACUMULADO (\$) PARA O CASO C. 62

FIGURA 30 – GRÁFICO DAS ENTRADAS E SAÍDAS RECORRENTES CASO D..... 63

FIGURA 31 – VPL ACUMULADO (\$) NO CASO D. 63

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS TÉCNICOS.....	47
TABELA 2 – PARÂMETROS DE ENTRADA NAS SIMULAÇÕES DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO SOFTWARE SAM.	49
TABELA 3 – DESCRIÇÃO DOS PARÂMETROS DE CUSTO DIRETOS CAPITAIS.	51
TABELA 4 – CUSTOS DIRETOS CAPITAIS.....	53
TABELA 5 – CUSTOS DE CAPITAL INDIRETOS.....	53
TABELA 6 – CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	54
TABELA 7 – MÉDIA DO PREÇO DO MWh NA REGIÃO SUDESTE	54
TABELA 8 – PARÂMETROS FINANCEIROS	55
TABELA 9 – FATOR DE CAPACIDADE, ENERGIA: PRODUZIDA, CONSUMIDA E LÍQUIDAS NOS CASOS.	58
TABELA 10 – COMPARAÇÃO DOS CASOS MODELADOS COM AS PLANTAS CSP OPERACIONAIS...	64
TABELA 11 – COMPARAÇÃO DOS CASOS MODELADOS COM O ESTUDO DO AGYEKUM.	65

LISTA DE SIGLAS

¢/kWh	Centavo de dólar por quilowatt-hora
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
°C	Graus Celsius
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CSP	Concentração de energia solar
DNI	Irradiação Normal Direta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de capacidade
GEE	Gases de efeito estufa
GWh	Gigawatt-hora
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i> (Fluido de Transferência de Calor)
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
kWh	quilowatt-hora
LCOE	<i>Levelized Electricity Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LEC	<i>Levelized Electricity Cost</i>
MENA	Médio Oriente e Norte da África
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MW _e	Megawatt elétrico
MW _t	Megawatt térmico
m/s	Velocidade em metros por segundo
m ²	Unidade de medida para área (metros quadrados)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operation Expenses</i> (Custos de Operação)
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Acordo de Venda de Energia)
PTC	<i>Parabolic Through Concentrators</i> (Coletor de Calha Parabólica)
\$	Dólar
SAM	System Advisor Model
SCA	<i>Solar Collector Assembly</i> (Conjunto do Coletor Solar)
SCE	<i>Solar Collector Element</i> (Elemento Coletor Solar)
SIN	Sistema Interligado Nacional
TES	<i>Thermal Energy Storage</i> (Tanque de Armazenamento Térmico)
TIR	Taxa Interna de Retorno
UHE	Usina Hidroelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. Introdução	15
2. Objetivos	17
3. Conceitos e tecnologias relacionadas à energia heliotérmica	18
3.1. Recurso Solar	18
3.2. Geração Heliotérmica	20
3.3. Tecnologia de Calha Parabólica	22
3.4. Armazenamento	26
3.5. Fluidos Térmicos.....	28
3.7. Tecnologia CSP no Brasil	31
3.8. Geração distribuída de Energia	32
3.9. Cálculo do Custo da Energia Elétrica Heliotérmica	33
3.9.1. CAPEX e OPEX	35
3.9.2. LCOE	37
3.9.3. Valor Presente Líquido	44
3.9.4. Payback Descontado	44
3.9.5. Taxa Interna de Retorno	45
4. Metodologia	46
5. Resultados e discussões	57
5.1.1 Caso A e C.....	57
5.1.2 Caso B e D	58
5.2.1 Caso A	59
5.2.2 Caso B	60
5.2.3 Caso C	61
5.2.4 Caso D.....	62
5.3 Comparativo com usinas termossolares em operação em outras localidades	64
6. Conclusão.....	66
7 Aprimoramentos futuros	68
8. Referências:.....	69

1 INTRODUÇÃO

Devido ao evidente desequilíbrio entre crescimento econômico e meio ambiente, muito tem se falado sobre a preservação dos recursos naturais do planeta. Crescem as exigências para a conscientização da possível falta de recursos fósseis e a necessidade de se reduzir a emissão dos gases causadores do efeito estufa na atmosfera (GEE). Com isso, uma série esforços têm acontecido para promover a adoção das energias renováveis e limpas ao redor do mundo (RIBEIRO, 2014).

A busca por fontes renováveis de energia vem se tornando um assunto cada vez mais recorrente nas mídias e nas conferências globais, com meta na redução na emissão de carbono, nesse viés a maior participação de fontes renováveis na matriz energética global é vista como uma estratégia importante para construir um futuro energético mais sustentável (Gouvêa, 2021). O sol e o vento são fontes de produção energética cada vez mais utilizadas, mas sofrem com a intermitência na geração e no fornecimento e não estão totalmente livres de problemas ambientais. Contudo, não há como fugir do desafio de substituir a queima dos combustíveis fósseis por estas fontes renováveis, possibilitando a redução da pegada ecológica e a diminuição dos efeitos indesejáveis das mudanças climáticas (BRUNO, 2018).

A energia solar, especificamente, possui uma variação sazonal, devido à movimentação diária e anual da Terra em relação ao Sol. Dessa forma, esse tipo de energia precisa de mecanismos para evitar a instabilidade de sua geração. Sabe-se que a energia solar heliotérmica possui a possibilidade de acoplar um armazenamento térmico em seu sistema, pois este tipo de geração absorve o calor provindo da radiação solar, para depois converter em energia mecânica e por fim em energia elétrica. O armazenamento térmico possui custos menores em relação a outros métodos de armazenamento de energia utilizados, o que se torna uma vantagem para a energia heliotérmica (KLEIN, 2013).

A Energia Solar Concentrada (Concentrated Solar Power – CSP – na sigla em inglês) utiliza espelhos para concentrar a luz do sol sobre encanamentos ou torres para produzir vapor em seu interior, que por sua vez movimenta turbinas que produzem eletricidade. Para manter a usina em funcionamento durante a noite ou em dias nublados, utiliza-se o calor excedente produzido durante o dia por meio do armazenamento de um líquido especial em tanques apropriados. As usinas termossolares (CSP) podem ser construídas em áreas desérticas, evitando a utilização de áreas produtivas urbanas ou rurais (ALVES, 2014).

A radiação solar durante o dia é suficiente para gerar a energia esperada e gerar um excedente disponível para armazenagem, o que torna possível gerar energia mesmo sem recurso solar acessível em determinados momentos, resultando em usinas heliotérmicas estáveis, confiáveis e flexíveis. Assim, as usinas heliotérmicas, diferente das demais fontes renováveis, tem a possibilidade de utilizar energia térmica para armazenamento, e por isso, tornam-se vantajosas. E é esta conversão em energia térmica que possibilita um armazenamento com custos menos dispendiosos em relação às demais formas de estocar energia (NASCIMENTO, 2020).

Com base na produção de energia firme, a comparação do custo da geração de energia Heliotérmica é importante para parametrização com outras fontes e tecnologias similares para conhecimento da viabilidade da implantação de uma usina em Rosana – SP.

2 OBJETIVOS

Visando avaliar e contribuir com as estratégias de planejamento otimizado da operação de usinas termossolares e com a sua proliferação em território nacional, este trabalho propõe, como objetivo principal, a realização de uma análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta termossolar de tecnologia de calha cilindro parabólica (PTC), em Rosana-SP, com base nos estudos desenvolvidos para planta construída no complexo de energias renováveis na UHE Porto Primavera (GAZOLI, 2018). Como objetivos específicos, pretende-se realizar um estudo comparativo entre 4 diferentes modelos simulados pelo autor no Software System Advisor Model (SAM) com a estimativa de geração de energia elétrica através de recursos solares às usinas de tecnologia similar, instaladas em diferentes localidades, considerando diferença de localização geográfica, preço da energia elétrica e diferenças nas tecnologias analisadas.

Os casos simulados se distinguem no preço de venda de energia (PPA) e pelo uso de tecnologia com sistema de armazenamento X sem armazenamento, com o objetivo de determinar o mais atraente entre o estudo.

Para as comparações, serão utilizadas as seguintes grandezas:

- Valor Presente Líquido;
- Payback descontado;
- TIR no final do projeto;
- PPA;
- LCOE real (preço nivelado de energia modelado real) utilizado para comparar ao de usinas em operação e a outros estudos.

3 CONCEITOS E TECNOLOGIAS RELACIONADAS À ENERGIA HELIOTÉRMICA

3.1 Recurso Solar

A estrela presente no nosso sistema solar, além de outras funções importantes para o planeta, também pode ser utilizada para geração de energia. Atualmente essa conversão energética pode ser feita de duas formas: uma é a fotovoltaica que vem sendo aplicada comumente, utilizando a radiação difusa e direta como ilustrado na Figura 1; e a outra é utilizando apenas a radiação direta, a qual consegue atravessar toda a atmosfera sem sofrer nenhuma interação de espalhamento, e quando aproveitada para aquecimento de um fluido, origina a chamada conversão heliotérmica ou termossolar de energia. O recurso solar se apresenta como boa alternativa no quesito de segurança energética e econômica, já que é a forma mais abundante de energia disponível no mundo (TEODOSIO, 2021).

Figura 1 – Raios Solares: Radiação difusa, direta e refletida.

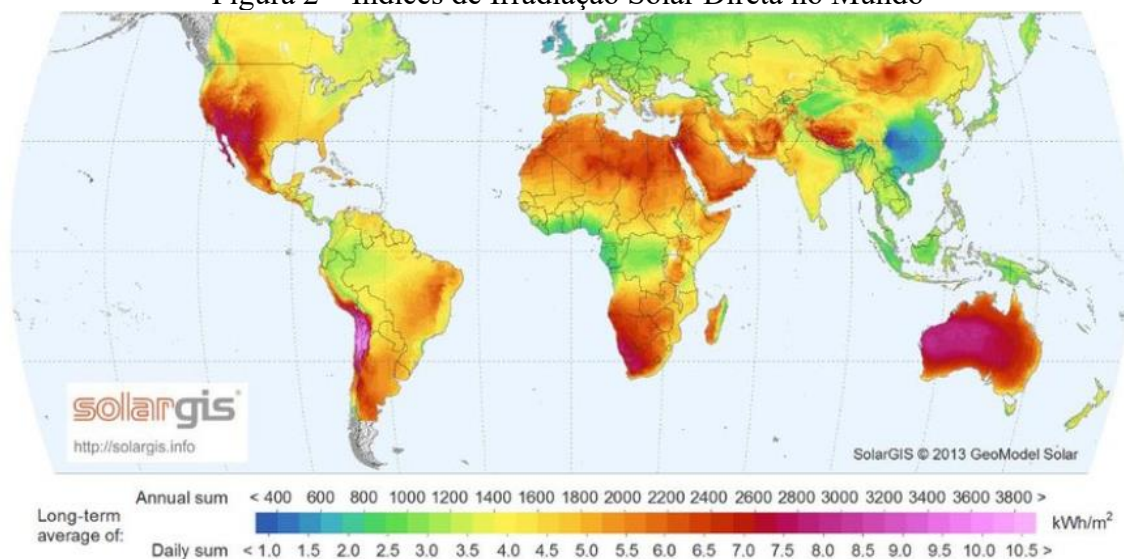


Fonte: DIAS, 2015.

A quantidade de energia solar incidente por segundo que chega ao topo da atmosfera é chamada de “Irradiância Extraterrestre”. Essa irradiância acima da atmosfera sofre variação de acordo com a distância entre o sol e a Terra, podendo variar de 1.322 W/m^2 a 1.412 W/m^2 (De Oliveira Alves, 2020). Alguns dados necessários para dimensionamento dessa tecnologia não são informações padrões, por exemplo as medidas do espectro solar não são incluídas nos dados meteorológicos, pois os sensores não são em geral ambientalmente selados. Assim, o único dado disponível é a irradiância incidente no local, isto é, a integral do espectro em todos os comprimentos de onda (FORNARI, 2013).

A integração temporal da Irradiância resulta na Irradiação Solar incidente. Na Figura 2 é apresentado um mapa com valores de Irradiação Solar direta no mundo, com importante destaque a Austrália, Sul e Norte da África, parte da China, do Oriente Médio e Sudoeste dos EUA.

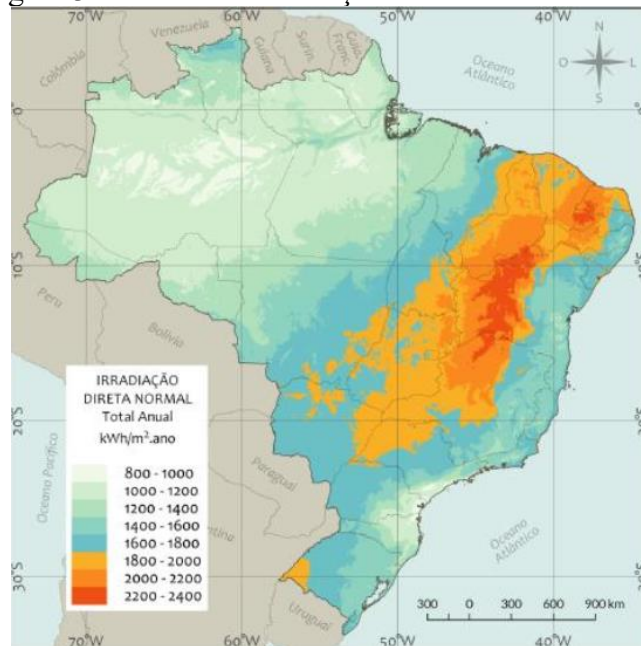
Figura 2 – Índices de Irradiação Solar Direta no Mundo



Fonte: (SOLARGIS, 2013)

O Brasil é um país com grande potencial para aproveitamento da energia solar, principalmente quando se trata das regiões Centro-Oeste e Nordeste. Como pode ser visto na Figura 3, estas regiões apresentam taxas de Irradiação Solar Direta elevadas, com alto potencial para instalação de concentradores solares.

Figura 3 - Índices de Irradiação Solar Direta no Brasil.

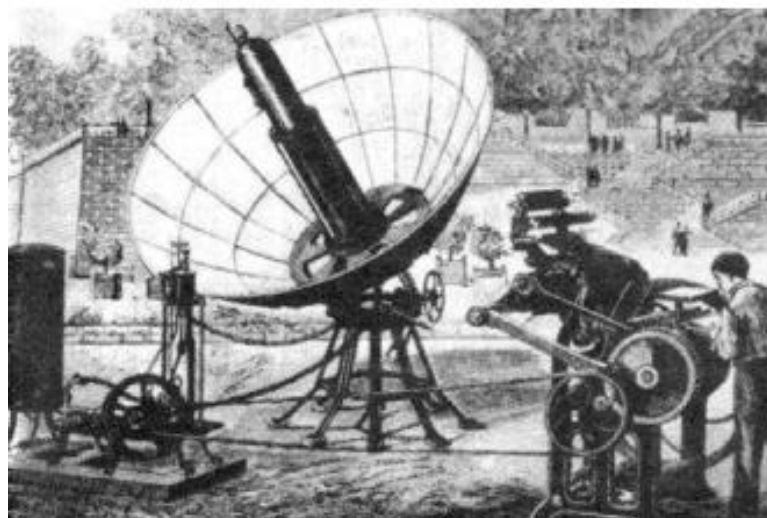


Fonte: (Atlas Solar, 2017)

3.2 Geração Heliotérmica

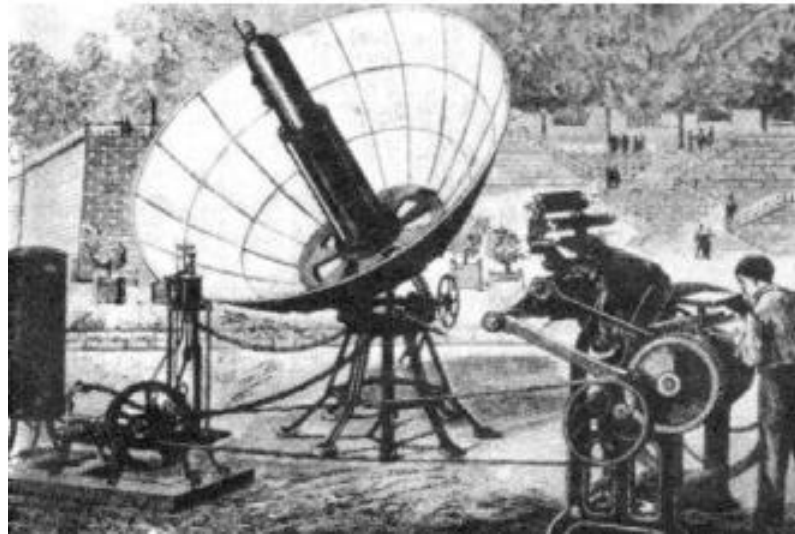
As primeiras máquinas a vapor movidas à energia solar foram construídas por Augusto Mouchot de 1864 a 1878 na Europa e norte da África, sendo considerado o pioneiro da tecnologia desde então. Uma de suas máquinas foi uma impressora movida a energia solar apresentada na exposição internacional de Paris em 1882 e que imprimia 500 cópias por hora, porém o governo francês considerou-a inviável financeiramente para produção em larga escala (LODI, 2011).

Figura 4 – Coletor parabólico de uma impressora a energia solar



Fonte: (LODI, 2011).

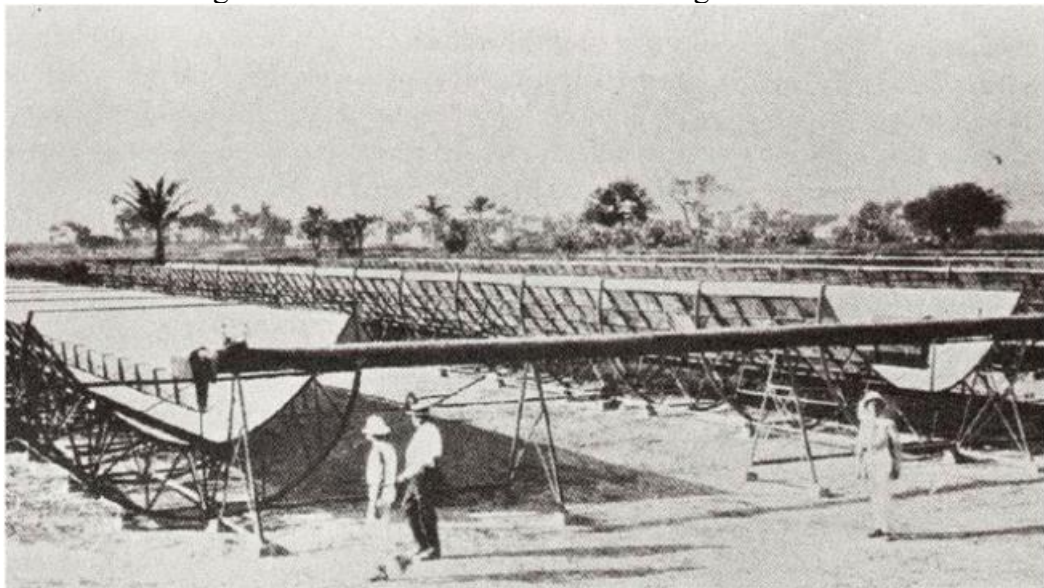
Figura 4 – Coletor parabólico de uma impressora a energia solar



Fonte: (LODI, 2011).

Com o passar dos anos a tecnologia foi desabrochando cada vez mais, com o desenvolvimento de um motor a vapor movido à energia solar desenvolvido pelo engenheiro Capitão John Ericsson nos Estados Unidos em 1870. Anos depois (42 pra ser exato) foi construída uma planta de bombeamento de água próximo ao Rio Nilo, no Egito (maior planta no mundo) por Frank Shuman e Charles Vernon, a tecnologia cilindro parabólica já se apresentava ao mundo. Porém, a planta foi desativada em 1915 em função da 1ª Guerra Mundial (LODI, 2011).

Figura 5 – Planta de bombeamento de águas no Nilo.



Fonte: (RAGHEB, 2011) *apud* (LODI, 2011)

Devido aos choques de preço do petróleo na década de 1970, o desenvolvimento dos coletores solares foi estimulado. Através de grandes investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), na Europa foi construída a Plataforma Solar de Almería (PSA), pertencente ao CIEMAT, situada no deserto de Tabernas (Espanha), a qual foi fundada em 1977 e forneceu energia elétrica pela primeira vez em 1981. Porém, foi no Novo México que a primeira planta solar comercial foi inaugurada em 1979, utilizada inicialmente para fornecer calor a processos industriais. Já a primeira planta comercial para eletricidade no mundo (SEGS I – 14 MW) entrou em operação em 1983 possibilitando o surgimento de outras usinas e do aprimoramento da tecnologia. (PASSOS, 2020).

A energia Solar Térmica Concentrada (CSP – Concentrating Solar Power) transforma irradiação solar direta em energia térmica e subsequentemente em energia elétrica. Consiste em duas partes: o coletor térmico e o ciclo de potência, e a sua principal vantagem é a de gerar energia despachável, além de ser considerada uma fonte renovável. Atualmente é difundida em 4 formas de tecnologias diferentes: Calha Parabólica, Torre de Receptor Central, Linear Fresnel (Compact Linear Fresnel Reflector) e Disco Parabólico (MARTINS, 2012). Elas são categorizadas pelo foco realizado da radiação solar, bem como o tipo de receptor.

Inicialmente as plantas Cilindro Parabólicas dominavam o mercado, representando 90 % do montante das plantas no mercado. Porém, desde 2010, a torre central CSP tem ganhado atenção na construção de novas usinas devido à sua operação em temperatura mais alta (até 1000 °C) do que a de calha parabólica (até 400 °C), o que promete maior eficiência (REVE, 2020).

3.3 Tecnologia de Calha Parabólica

A calha parabólica é um tipo de coletor térmico solar que é retilíneo em uma dimensão e curvo como uma parábola nas outras duas. Forrado com um espelho de metal polido, ele converte a radiação do feixe solar em energia térmica em seu receptor de foco linear. Atualmente, vários coletores comerciais para tais aplicações têm sido testados e operados com sucesso, onde os concentradores de calha parabólicos (cuja sigla em inglês é PTC) apresentam uma largura de abertura típica de cerca de 6 m com comprimentos totais de 100 a 150 m, e razões de concentração geométrica entre 20 e 30 com temperaturas variando de 300 a 400° C (JARAMILLO, 2013).

Atualmente o PTC é a tecnologia mais madura e econômica para gerar eletricidade por meio da concentração de energia solar. Os principais componentes de um PTC como apresentado na Figura 6 estão no campo solar e incluem o tubo absorvedor (receptor), o envelope de vidro protetor, os espelhos concentradores primários reflexivos e a estrutura de suporte que conecta e mantém o receptor (WIRZ, 2014).

Figura 6 – Concentrador Cilindro Parabólico (PTC)

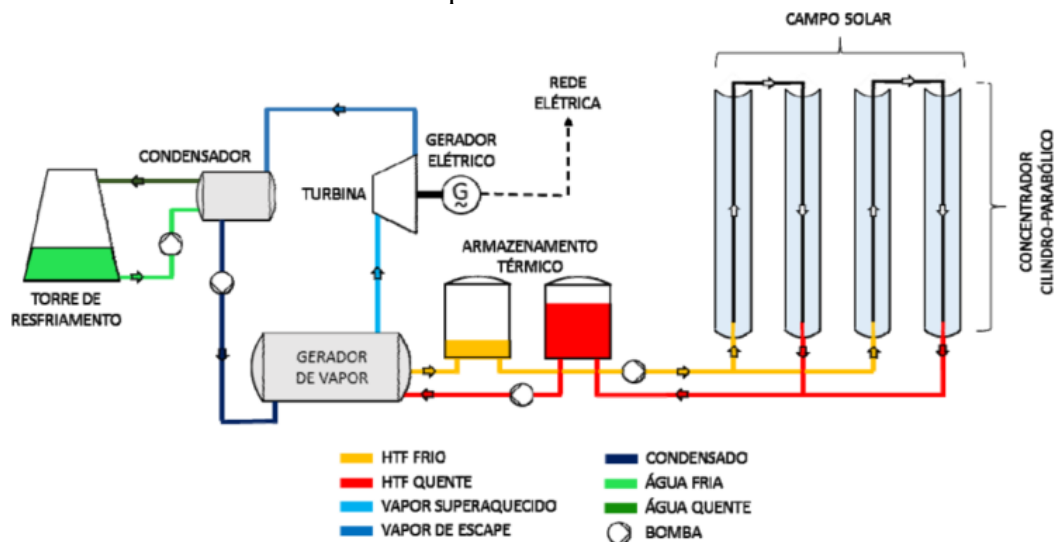


Fonte: Termossolar, 2008.

O tubo absorvedor possui alta capacidade de absorção térmica e é por onde passa um fluido que absorve o calor da irradiação, a qual foi concentrada de 30 a 100 vezes, no caso desta tecnologia (PASCHOALOTTO, 2018). O calor transportado pelo fluido de transferência (*Heat Transfer Fluid – HTF*) no circuito primário é transferido, por meio de trocadores de calor, para um fluido de trabalho em um circuito secundário, transformando-o em vapor que movimenta a turbina acoplada a um gerador elétrico (turbogerador), obtendo-se, assim, eletricidade. O vapor na saída do turbogerador é resfriado e condensado em sistema de arrefecimento, sendo bombeado aos trocadores de calor em um circuito fechado. O HTF, por sua vez, após ceder calor ao fluido de trabalho, é bombeado ao campo solar, fechando-se o ciclo. O sistema formado pelo gerador de vapor, turbogerador e condensador pode ser tratado pelo termo Sistema de Potência

ou Power Block. Um módulo de armazenamento térmico pode ainda ser integrado ao circuito primário da usina, possibilitando que a energia térmica seja armazenada e utilizada posteriormente. A Figura 7 apresenta de maneira simplificada o layout típico de uma usina termossolar de concentradores cilindro-parabólicos (GAZOLI, 2018).

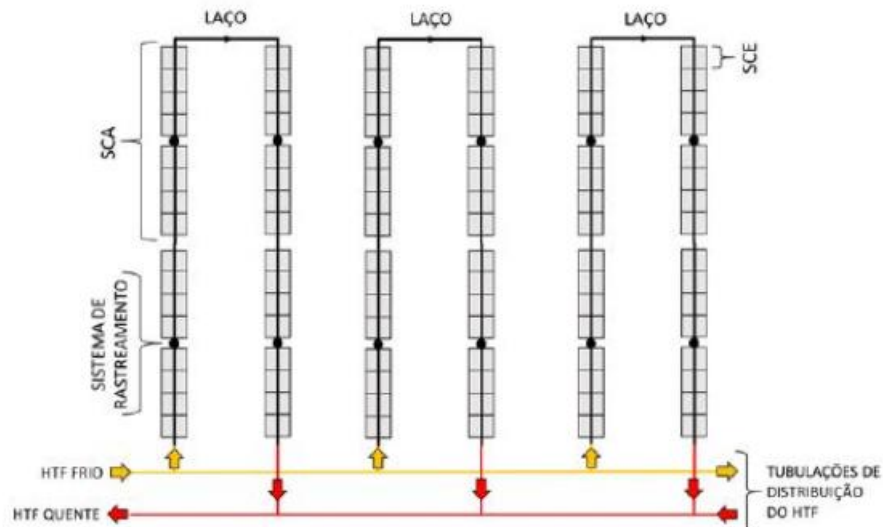
Figura 7 – Princípios de funcionamento de uma usina de concentradores cilindro – parabólicos.



Fonte: GAZOLI, 2018.

O tubo absorvedor é fixado ao longo de cada elemento coletor solar (Solar Collector Element – SCE) que é o arranjo base de espelhos parabólicos com tubo absorvedor em uma usina heliotérmica. Normalmente a cada conjunto de oito SCEs (a quantidade pode variar conforme os fabricantes) se forma uma montagem coletora solar (Solar Collector Assembly – SCA) da Figura 8 que tem um sistema de rastreamento (tracking) do Sol para que se mantenha o conjunto sempre perpendicular à irradiância direta normal incidente (PASCHOALOTTO, 2018). O sistema é definido pelo campo solar, no qual é passado o fluido responsável por acumular energia térmica e transportado até o bloco de potência ou tanques de armazenamento. O tanque de armazenamento é utilizado para prover energia de forma constante, mesmo com a intermitência da fonte primária de energia, o que torna este tipo de geração bastante atrativa e diferenciada em relação às demais renováveis (FRANCO, 2019).

Figura 8 – Distribuição dos SCAs em laços no campo solar.



Fonte: Eudora Energia, 2018.

O movimento e o posicionamento dos coletores seguem o sol de forma a manter o foco no tubo e esse movimento se dá nas direções norte-sul ou leste-oeste. 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 (CASTRO, 2016). O pistão para rastreamento do Sol da Figura 9 pode ser hidráulico ou mecânico rotativo e o controle de posição pode ser realizado em malha fechada (baseado em um sensor de posição solar) ou malha aberta (baseada em um controlador lógico programável com base em estudos que estudam o comportamento do Sol na região) (PASCHOALOTTO, 2018).

Figura 9 – Pistão hidráulico do sistema de rastreamento de um SCA

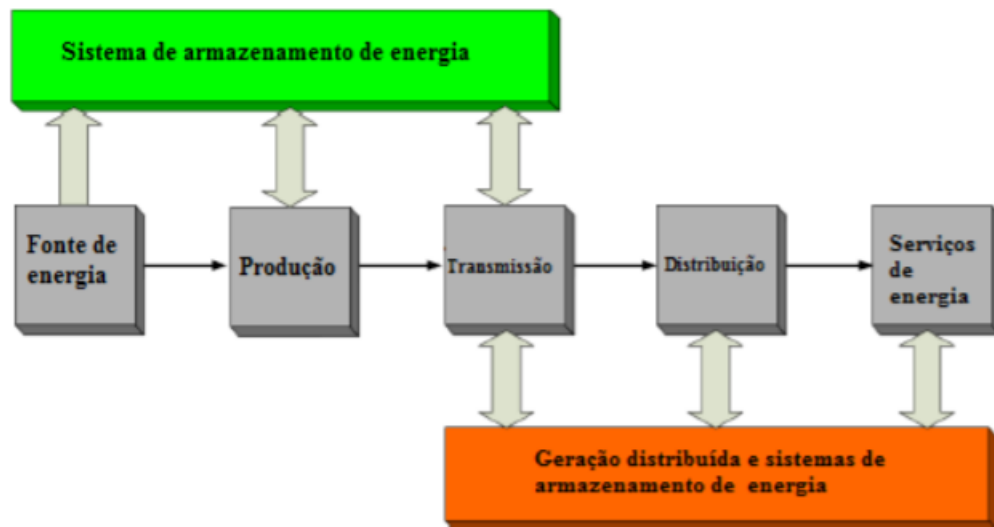


Fonte: PASCHOALOTTO, 2018.

3.4 Armazenamento

A instabilidade e sazonalidade das energias alternativas evidenciou uma necessidade crescente de um sistema de armazenamento de energia (Figura 10). Portanto, os sistemas de armazenamento podem contribuir para minimizar este problema e satisfazer as necessidades da sociedade com maior eficiência, assim como reduzir os problemas de pico de consumo de energia, melhorar a estabilidade elétrica e até eliminar as perturbações que surgem na qualidade da energia (COSTA, 2014).

Figura 10 – Cadeia de Energia com Integração dos Sistemas de energia



Fonte: COSTA, 2014

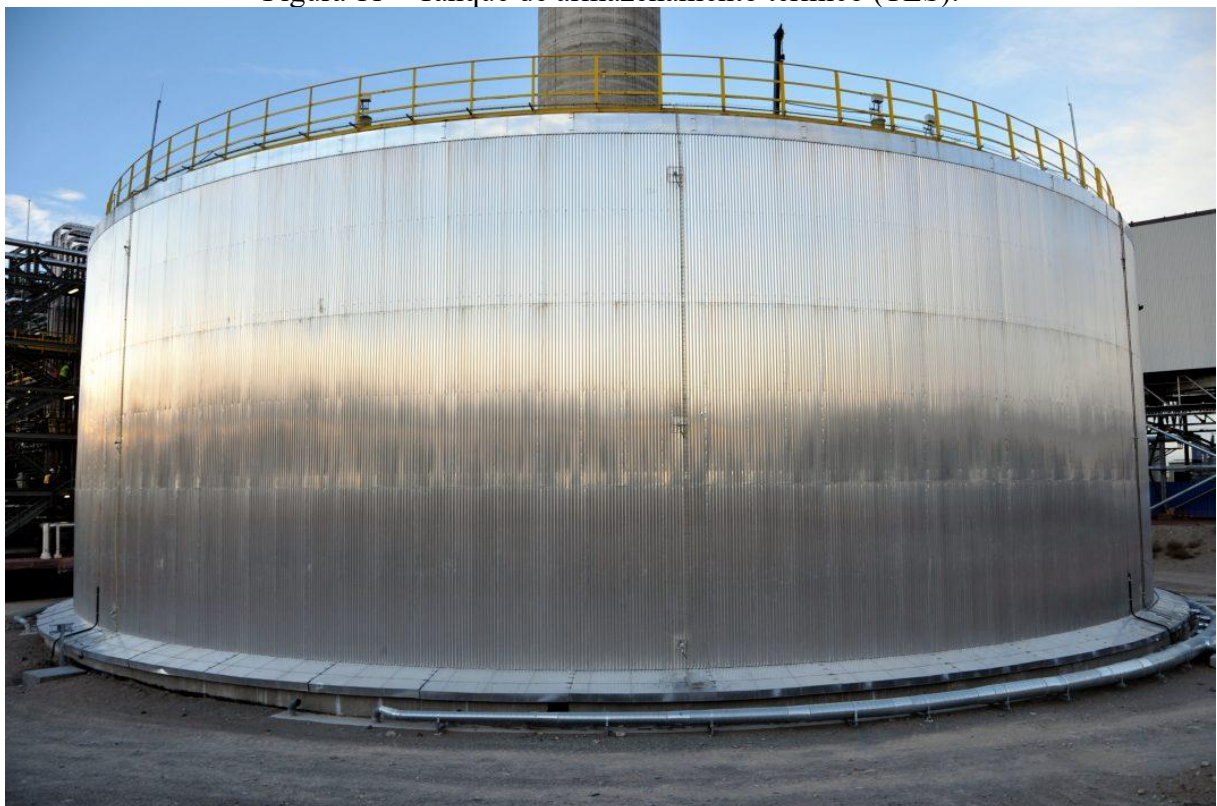
Uma das formas existentes de armazenar energia hoje é através do armazenamento térmico, que trata da capacidade de um material armazenar a energia termicamente, com o princípio de suprir a demanda em períodos que não haja Sol. Portanto, o Tanque de Armazenamento Térmico (*Thermal Energy Storage - TES*) tem a função de possibilitar que a energia seja despachável e está diretamente ligado a energia sensível, à energia latente e à energia química. A energia armazenada por um sistema pode ser vista como uma forma estática de energia. Estas formas de energia estão vinculadas, de forma geral, à energia cinética das moléculas, à energia de fase e à energia de ligação. Os sistemas de armazenamento por dois tanques, seja ativo direto ou indireto, têm como característica o armazenamento de energia por calor sensível. Este tipo de armazenamento está diretamente relacionado ao produto da massa específica pelo calor específico a pressão constante (DE ARAÚJO, 2017).

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 (ILDEFONSO, 2019).

O projeto de um tanque de armazenamento segue o padrão da Figura 7 para funcionamento. Na Figura 11 vê-se um tanque instalado em Tonaph, Nevada – EUA, projeto de energia Crescent Dunes com intuito principal de buscar a otimização do seu volume, a fim de que a temperatura de operação seja a maior possível. Se o volume escolhido for muito grande, há grande demanda de tempo para que o tanque se aqueça, o que se traduz em pouca eficiência e grandes gastos da fonte de energia complementar, caso exista, a fim de colocar o tanque em temperatura de operação. Outrora, caso o volume do tanque seja muito pequeno, pouca inércia térmica é observada, não havendo acumulação de energia por parte deste (ADOLFO, 2015).

Figura 11 – Tanque de armazenamento térmico (TES).



Fonte: Share America, 2016.

Sendo a eletricidade o produto da geração heliotérmica, uma baixa capacidade de despacho configura-se como um fator desestimulante para sua implementação. Uma das formas de

melhorar esse despacho é através do armazenamento térmico. A capacidade de armazenamento depende do tipo de fluido utilizado e das dimensões do reservatório que poderá garantir o funcionamento da usina durante mais algumas horas após o índice de irradiância ter caído a um nível que não seja mais capaz de aquecer o fluido de transferência (*Heat Transfer Fluid – HTF*) (SECUNDES, 2018).

3.5 Fluidos Térmicos

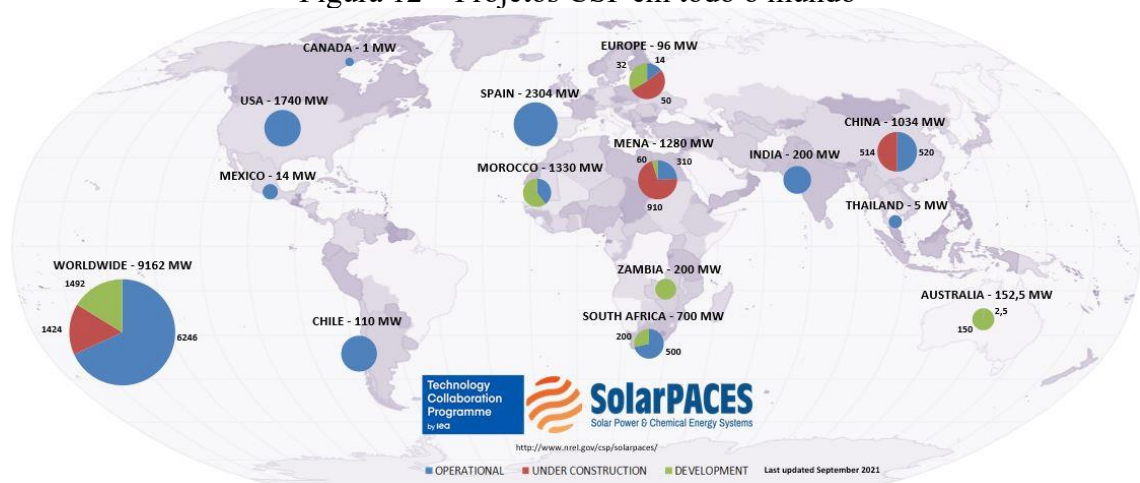
A seleção de um fluido adequado para a transferência de calor é um fator chave para aumentar a eficiência de usinas CSP e, portanto, reduzir seu CAPEX (gastos de capital em desenvolvimento e construção de uma usina, excluindo quaisquer encargos de conexão à rede) e OPEX (despesas operacionais do primeiro ano de operação de um projeto) (ILDEFONSO, 2019).

O banco de dados SolarPACES fornece 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 (CSP, 2021). O conjunto de dados também sugere que cerca de 10% da capacidade planejada das 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 (ILDEFONSO, 2019).

3.6 Tecnologia CSP no Mundo

A tecnologia CSP tem grande potencial para se difundir pelo mundo, porém, representa menos de 2% da capacidade instalada mundial de usinas de eletricidade solar atualmente. No entanto, nos últimos anos, a queda dos preços das usinas CSP está tornando essa tecnologia competitiva com outras usinas de energia de carga básica que usam combustível fóssil e nuclear, mesmo em ambientes com muita umidade e poeira no nível do mar, como os Emirados Árabes Unidos (VIEIRA, 2018). Atualmente existem mais de 94 projetos CSP em operação espalhados pelo mundo que totalizam uma potência de 6246 MW (Figura 12), Espanha e Estados Unidos juntos são responsáveis por 65% dessa capacidade (IEA, 2021).

Figura 12 – Projetos CSP em todo o mundo



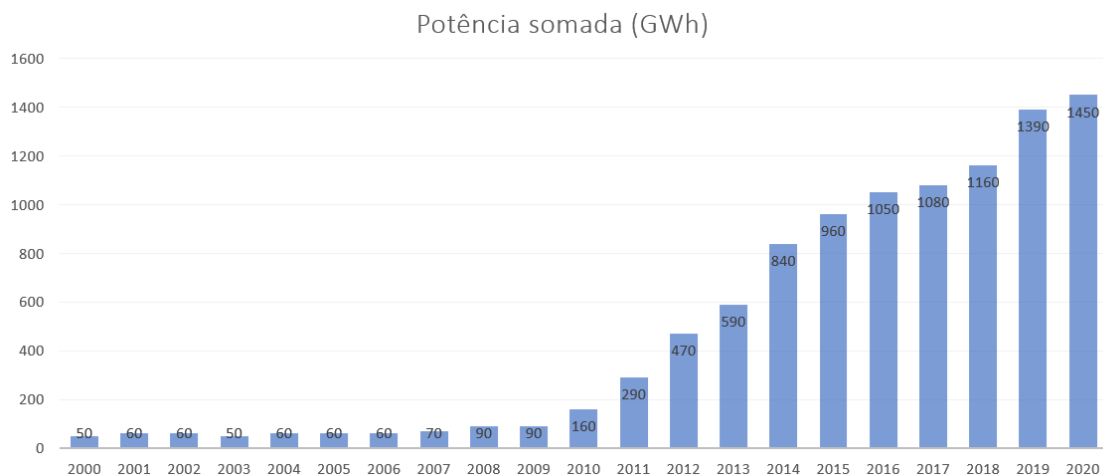
Fonte: CSP projects around the world, 2021.

Os Estados Unidos seguem com 1.740 MW. O interesse também é notável no Norte da África e no Oriente Médio, bem como na Índia e na China. O mercado global foi inicialmente dominado por plantas de canal parabólico, que representavam 90% das plantas CSP. Desde cerca de 2010, a torre de energia central CSP tem sido favorecida em novas usinas devido à sua operação em temperatura mais alta do que a calha (até 400 °C), o que promete maior eficiência. Entre os maiores projetos de CSP estão o Ivanpah Solar Power Facility (392 MW) nos Estados Unidos, que usa tecnologia de torre de energia solar sem armazenamento de energia térmica. Na região MENA (Médio Oriente e Norte da África), a estação de energia solar de Ouarzazate entrou em operação no Marrocos em 2017. Ela combina a calha e a torre em três seções para um total de 510 MW com várias horas de armazenamento de energia. Marrocos começou seu segundo grande projeto CSP em Midelt em meados de 2019, a 800 MW, com 5 horas de armazenamento de energia térmica por dia, e combinando CSP e PV. Foi licitado em meados de 2019 por apenas \$ 70 / MWh o preço mais baixo de CSP para encontro (REVE, 2020).

Recentemente, o menor PPA (preço de venda de energia) para um projeto CSP foi concedido em Dubai (Emirados Árabes Unidos) por US \$ 0,073 / kWh para o projeto híbrido DEWA 950 MW CSP-PV. A parte CSP deste complexo compreende três plantas de calha parabólica (200 MW cada com 12,5 horas de armazenamento) e uma planta de torre (100 MW, 15 horas de armazenamento). O objetivo do projeto é fornecer eletricidade durante a noite e está sendo construído ao lado de uma usina fotovoltaica de 250 MW; este design híbrido permite combinar os pontos fortes de ambas as tecnologias para fornecer energia limpa 24 horas por dia, 7 dias por semana (IRENA, 2020).

Em 2020 foram adicionados quase 200 MW de capacidade CSP, uma redução de 66% em relação a 2019 e abaixo da média dos dez anos anteriores (Figura 13). Todas as adições de capacidade foram comissionadas na China. A maior parte das adições de capacidade nos últimos cinco anos se deu na China, no Marrocos e na África do Sul, e estes países devem continuar liderando a implantação nos próximos anos, junto com os Emirados Árabes Unidos. Para alcançar a geração de energia zero líquido de 204 TWh de CSP em 2030, é necessário um crescimento médio anual de geração de 31% de 2020 a 2030. Como isso corresponde a ~ 6,7 GW de nova capacidade a cada ano, a implantação de CSP não está atualmente alinhada com a rede Cenário zero. Portanto, muito mais esforço é necessário para apoiar P&D, reconhecer os recursos de armazenamento e flexibilidade do CSP, reduzir seus custos e aumentar a escala da indústria (IEA, 2020).

Figura 13 – Crescimento da geração de energia solar concentrada no cenário zero líquido.



Fonte: Adaptado de IEA, 2020.

A primeira planta CSP da América do Sul foi desenvolvida no Chile, através do Banco Interamericano de Desenvolvimento. O fundo Cerro Dominador também atraiu o interesse de outros doadores, incluindo a União Europeia e o KfW. Isso permitiu um pacote de incentivos compreendendo subsídios e empréstimos a serem reunidos (IRENA, 2020). A usina utiliza a energia solar para aquecer o sal fundido, que é armazenado em grandes tanques para ser usado na geração de eletricidade por meio de uma turbina a vapor. Esta tecnologia fornece até 17,5 horas de armazenamento de energia, o que possibilita a produção de energia 100% renovável, 24 horas por dia, sete dias por semana. O complexo pode compensar aproximadamente 640.000 toneladas de emissões de CO₂ por ano e gerar energia suficiente para abastecer aproximadamente 380.000 residências (LÓPEZ, 2021).

3.7 Tecnologia CSP no Brasil

Em relação ao Brasil, o mercado referente às tecnologias CSP é ainda incipiente. Embora no território nacional existam regiões privilegiadas quanto ao nível de incidência da DNI para instalação de plantas dessa natureza, comparáveis ao sul da Espanha, os elevados custos da tecnologia ainda são proibitivos para aplicação no país quando comparados às outras fontes renováveis como solar fotovoltaica e eólica. Entretanto, existem, atualmente, algumas iniciativas, tanto por instituições do governo quanto por instituições privadas, no sentido de fomentar e desenvolver estudos e projetos de pesquisa em CSP no país. As iniciativas mais recentes envolvendo o Cepel estão descritas a seguir (VIEIRA, 2018).

No Brasil, a região com elevado potencial para aplicação da tecnologia heliotérmica, é aquela delimitada pelo semiárido (Figura 3), onde são constatadas melhores condições de irradiação solar direta, decorrentes da baixa intensidade de nuvens e dos baixos índices pluviométricos. No entanto para a aplicação da tecnologia CSP outros fatores são relevantes, como por exemplo, a disponibilidade de recursos hídricos (ciclo Rankine e lavagem de espelho) e a proximidade com a rede elétrica no caso da interligação (FERNANDES, 2019).

O projeto de Petrolina - PE é um dos mais famosos e antigos no Brasil, em se tratando da tecnologia Heliotérmica, e se desenvolveu por ser uma cidade localizada na região do semiárido brasileiro (DA SILVA, 2019). Porém, algumas barreiras como componentes que sofreram alteração de preço pelo câmbio foram responsáveis pela alteração da data de entrega da Usina (RIGAMONTI, 2021).

O projeto de Petrolina – PE começou a ser construído em 2017, trata de uma planta híbrida que tem como objetivo mesclar as tecnologias de geração de energia CSP com fotovoltaica, visto que, combinadas elas possuem potencial de aumentar a produção de energia e estabelecer segurança no abastecimento à rede de energia. A planta CSP principal será no modelo de calha cilíndrico-parabólica com uma potência instalada de 1 MW, cuja qual será construída em parceria com o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Além dessa tecnologia principal dentro da planta básica, será construída também uma segunda usina utilizando a tecnologia da torre solar, com armazenamento de energia durante 7 horas. Já a tecnologia fotovoltaica será aplicada por meio de uma planta básica de 2,5 MW de potência instalada e uma planta tecnológica para pesquisas com 0,5 MW. Totalizando um investimento de mais de R\$ 152 milhões para combinação das tecnologias (PASSOS, 2020).

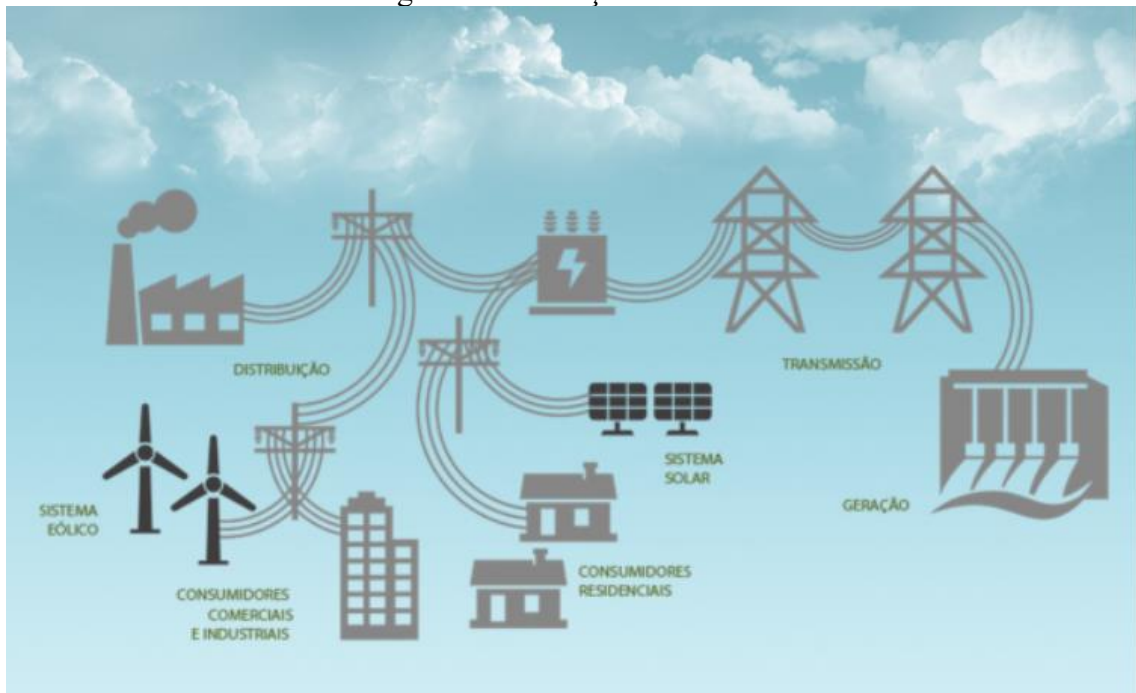
O projeto SMILE (Sistema Solar Híbrido com Microturbina para Geração de Eletricidade e Cogeração de Calor na Agroindústria) prevê a construção de duas usinas solares com torre central (Figura 16) para geração de eletricidade e cogeração de calor integrado a duas atividades agroindustriais (laticínio e matadouro). As usinas heliotérmicas serão construídas em Pirassununga, São Paulo, e em Caiçara do Rio do Vento, Rio Grande do Norte. As torres terão 100 kW de potência instalada cada e serão utilizadas para suprir as necessidades elétricas e de calor de processo, utilizando o ar como fluido térmico de trabalho. Para auxiliar a produção em momentos de baixa ou nenhuma disponibilidade de radiação solar, serão utilizadas caldeiras auxiliares movidas a biodiesel, para Pirassununga, e biomassa, em Caiçara, em um sistema de geração híbrida (FERNANDES, 2019).

Além do projeto citado acima, não existia nenhuma outra estrutura de geração de energia elétrica do tipo Calha Cilindro-Parabólica no país. Os protótipos em Porto Primavera - SP foram construídos entre maio e dezembro de 2021 e a expectativa é que, já no início de 2022, seja iniciada a fase de testes. Essa iniciativa representa importante passo para o desenvolvimento dessa tecnologia no país. Nesse sentido, a Eudora Energia, juntamente com FURNAS, utilizando o importante recurso de P&D da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, apresenta uma tecnologia nacional para geração termossolar (SCE - Solar Collector Element) com armazenamento térmico prolongado e baixo custo, e trará ao mercado condições para estabelecimento comercial destas usinas em pouco tempo (SANT'ANNA, 2021).

3.8 Geração distribuída de Energia

A geração distribuída de energia apareceu com o objetivo de conectar a geração de energia diretamente a rede de distribuição como resposta às alterações climáticas, além da liberalização do mercado de eletricidade, que traria ao cliente o livre arbítrio para escolher o serviço de oferta de eletricidade mais apropriado a ele. Devido a capacidade modular da tecnologia CSP passível de ser adaptada a menores escalas, particularmente na geração distribuída (CASTRO, 2015; CUNHA, 2021). A principal diferença entre a geração distribuída e a centralizada é que no caso da geração distribuída a energia produzida não passa pela fase de transformação, linha de transmissão e nem subestação como pode ser visto na Figura 14 (Incentive Solar, 2018, MOREIRA, 2021).

Figura 14 – Geração distribuída



Fonte: INCENTIVE, 2018

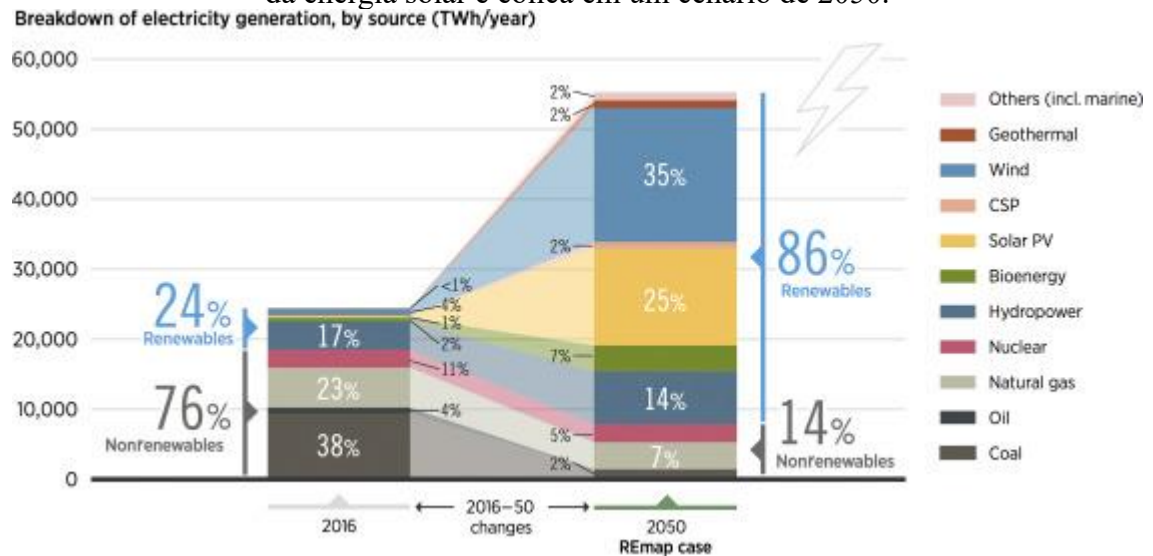
3.9 Cálculo do Custo da Energia Elétrica Heliotérmica

A viabilidade econômica de uma usina heliotérmica também é dependente de muitos fatores, como a quantidade de radiação solar direta, a topografia, a disponibilidade de terras e o acesso ao sistema de transmissão. Informações horárias sobre o recurso solar devem ser tomadas ao longo de pelo menos um ano, no local da futura central, para estimar com maior precisão a quantidade e o custo da energia produzida (SOARES, 2018)

O principal critério econômico para a construção de uma planta CSP é o seu custo nivelado 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.

Nos últimos 10 anos o custo de energia CSP produzida despencou cerca de 68% (SANTAMARTA, 2021). De acordo com essas vantagens, estima-se que as usinas CSP poderiam produzir até 2% da eletricidade global do mundo até 2050 (Figura 15). Recentemente, novos projetos CSP na Austrália e Dubai anunciaram um recorde de baixas tarifas de eletricidade abaixo de 0,07 USD por kWh, o que poderia marcar o avanço comercial do CSP (HACHICHA, 2019).

Figura 15 - Exemplo de um cenário futuro de geração de eletricidade ilustrando a importância da energia solar e eólica em um cenário de 2050.

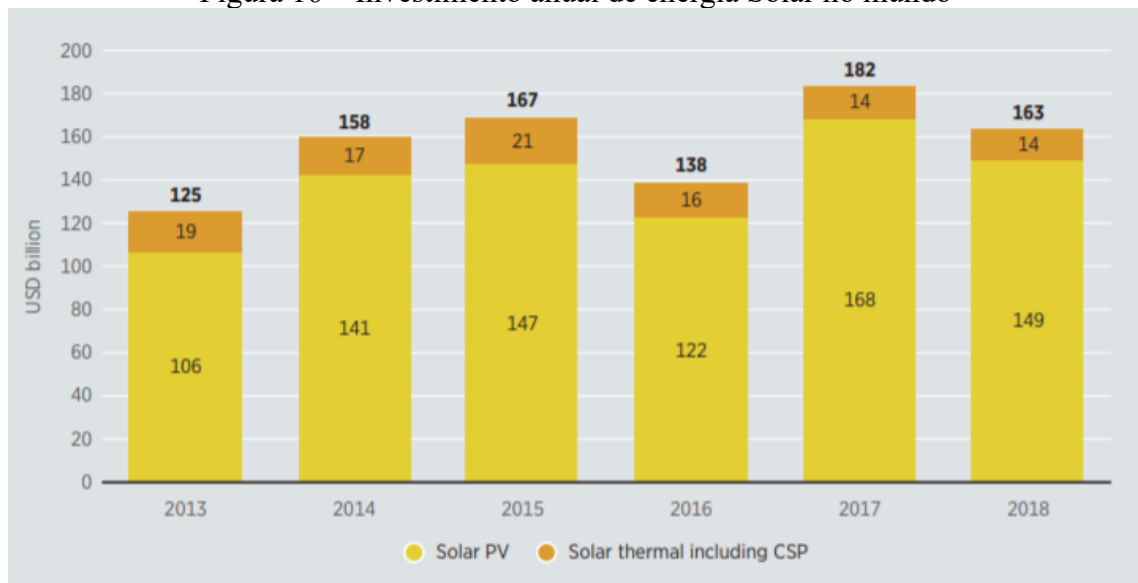


Fonte: IRENA, 2019.

Com o início da pandemia COVID-19, investimentos em energia renovável caíram 34% no primeiro semestre de 2020, em comparação com o mesmo período do ano anterior. Apesar de uma queda de investimento observada em 2018 para reduzir os custos de tecnologia, o total instalado capacidade de energia renovável continuou crescendo.

As tecnologias para aproveitamento da Energia solar fotovoltaica (PV) e da energia eólica onshore proporcionaram que estas fontes de energia elétrica consolidassem seu domínio em 2013-2018, atraindo, respectivamente, 46% e 29% dos investimentos mundiais em energia renovável durante o período de cinco anos. Investimentos térmicos solares (6%), incluindo energia solar concentrada (CSP) e solar sistemas de aquecimento, diminuíram gradualmente. Elas ficaram atrás da energia eólica offshore (7%), que detém a terceira maior participação de investimento entre as renováveis desde 2014 (IRENA, 2020).

Figura 16 – Investimento anual de energia Solar no mundo



Fonte IRENA, 2020.

Investimento em ativos solares, nomeadamente solar fotovoltaico e sistemas solares térmicos, incluindo Plantas CSP, representaram 52% do total financeiro fluxos de energia renovável entre 2013 e 2018. Após um crescimento considerável no investimento em energia solar tecnologias em 2017, a indústria experimentou uma queda nos volumes de investimento, de US \$ 182 bilhões caiu para US \$ 163 bilhões em 2018 (Figura 16). Isto ocorreu principalmente devido ao aumento da competição no setor solar industrial, consolidação do mercado solar, menor custos de tecnologia, bem como cortes em subsídios solares fazendo com que os valores médios de investimento diminuíssem (IRENA, 2020).

3.9.1 CAPEX e OPEX

A sigla CAPEX (*Capital Expenditure* - Despesas de Capitais) indica o valor total de custos associados à construção de uma usina, independente da fonte de energia (PEREIRA, 2020). Para análise de plantas CSP, cerca de 80% do LCOE está na fase inicial e os demais custos são para operação e manutenção ou para seguros (CASTRO, 2016).

Os principais gastos iniciais são:

- Preparação da área de instalação;
- Heliostatos;
- Sistema de receptores;
- Armazenamento térmico.

Tendo grande peso sobre o valor do LCOE de uma planta CSP, 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 (CASTRO, 2016).

O software utilizado neste trabalho (System Advisor Model – SAM) usa as variáveis da página Custos de Instalação para calcular o custo de investimento do projeto (Custo Capital Líquido) da eq. 1 e os custos operacionais anuais relatados no fluxo de caixa do projeto e usados para calcular as métricas de custo (TURCHI, 2010).

$$C_L = C_T + C_{FD} + C_{TFD} + R_0 \quad (1)$$

Onde,

C_L : Custo Capital Líquido (\$);

C_T : Custo Total de Instalação (\$)

C_{FD} : Custos de Fechamento de Dívida (\$)

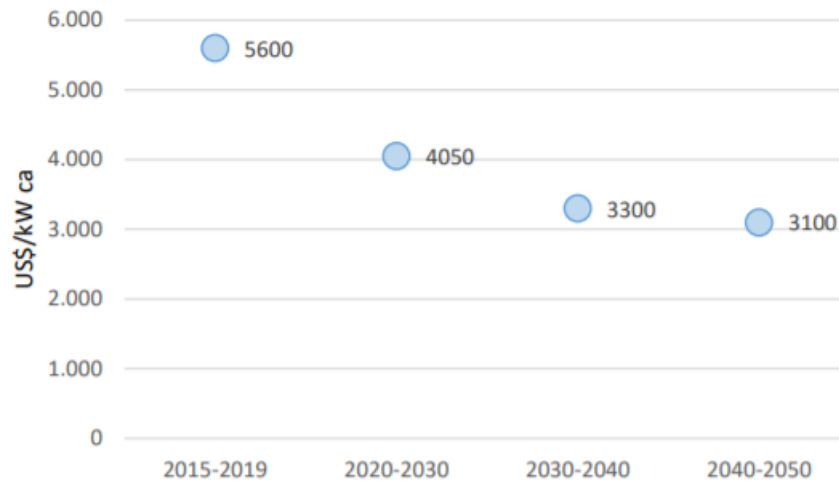
C_{TFD} : Custos Totais do Financiamento da Construção (\$)

R_0 : Reservas no ano zero (\$)

O SAM fornece as categorias em Custos de capital diretos e Custos de capital indiretos para ajudar a acompanhar os custos de instalação do projeto. Apenas o valor do Custo Total Instalado afeta os cálculos de fluxo de caixa, portanto, é possível atribuir custos de capital às diferentes categorias de custo da maneira que fizer sentido para a análise (TURCHI, 2010).

O aumento da eficiência do processo permite a redução de 20% no custo de investimento por kWh, e analisando o gráfico da Figura 17, o valor de investimento pode ser reduzido em até 19% na próxima década.

Figura 17 – Curva de custo de capital inicial para planta heliotérmica com armazenamento de 6 horas.



Fonte: PNE 2050

O OPEX identifica as despesas operacionais e investimentos em manutenção de equipamentos. O OPEX está discriminado em diversos grupos de despesas, quais sejam: custo de disponibilidade (taxa de conexão); seguros e garantias; aluguel de terreno; manutenção da usina; monitoramento (remoto); monitoramento (empresa de segurança); furtos, vandalismo e abaloamento e despesas administrativas (escritório e pessoal) (DE OLIVEIRA, 2020).

Os custos operacionais representam os gastos anuais com equipamentos e serviços que ocorrem após a instalação do sistema. O SAM permite inserir os custos operacionais de três maneiras: Fixo anual, fixo por capacidade e variável por geração. Os custos operacionais são relatados no fluxo de caixa do projeto nos Anos 1 e posteriores (TURCHI, 2010).

3.9.2 LCOE

A economia de um projeto de usina solar pode ser avaliada usando o modelo analítico LCOE, o qual corresponde à razão da soma de todo o custo acumulado durante a vida do projeto para as unidades de energia geradas durante a vida do projeto (NOGUEIRA, 2017). O LCOE real e nominal, cujas equações são apresentadas em (2) e (3), são calculados pelo software SAM, mas o LCOE nominal é o valor atual em dólares, enquanto o LCOE real é o valor constante em dólares.

$$LCOE_{real} = -C_i - \sum_{i=0}^T \left[\frac{O\&M_i + I_i}{(1+d_{nominal})^i} \right] / \sum_{i=0}^T \left[\frac{E_i}{(1+d_{real})^i} \right] \quad (2)$$

e

$$LCOE_{nominal} = -C_i - \sum_{i=0}^T \left[\frac{O\&M_i + I_i}{(1+d_{real})^i} \right] / \sum_{i=0}^T \left[\frac{E_i}{(1+d_{nominal})^i} \right] \quad (3)$$

onde,

C_i : Valor do investimento capital do projeto;

$O \& M_i$:é o custo de operação e manutenção;

I_i : é o custo do seguro que é pago anualmente durante a vida do projeto T e d é a taxa de desconto.

d_{real} : taxa de desconto real (taxa de desconto sem inflação);

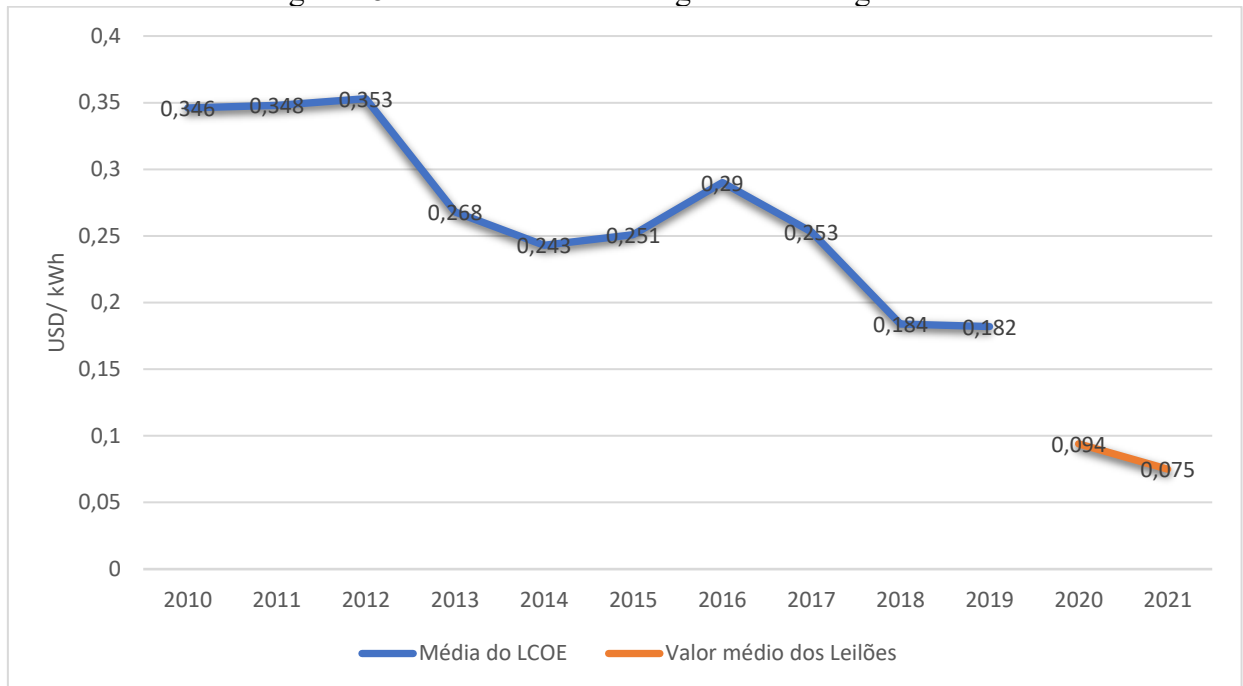
$d_{nominal}$: taxa de desconto nominal (taxa de desconto com a inflação);

T : período de análise em anos.

A usina termossolar tem alto custo de investimento inicial, fato responsável por grande composição do LCOE, já que possui cerca de quatro quintos do custo total do projeto (AGYE-KUM, 2020).

O valor médio do leilão em 2021 foi de 0,075 \$/kWh da geração de energia CSP. Este preço contabiliza uma redução do LCOE de 60% comparado a 2019. O gráfico da Figura 18 foi elaborado de acordo com os custos do LCOE médio de 2010 até 2019 e os outros anos de acordo com o valor médio dos Leilões (IRENA, 2021).

Figura 18 – Valor médio de energia da tecnologia CSP.

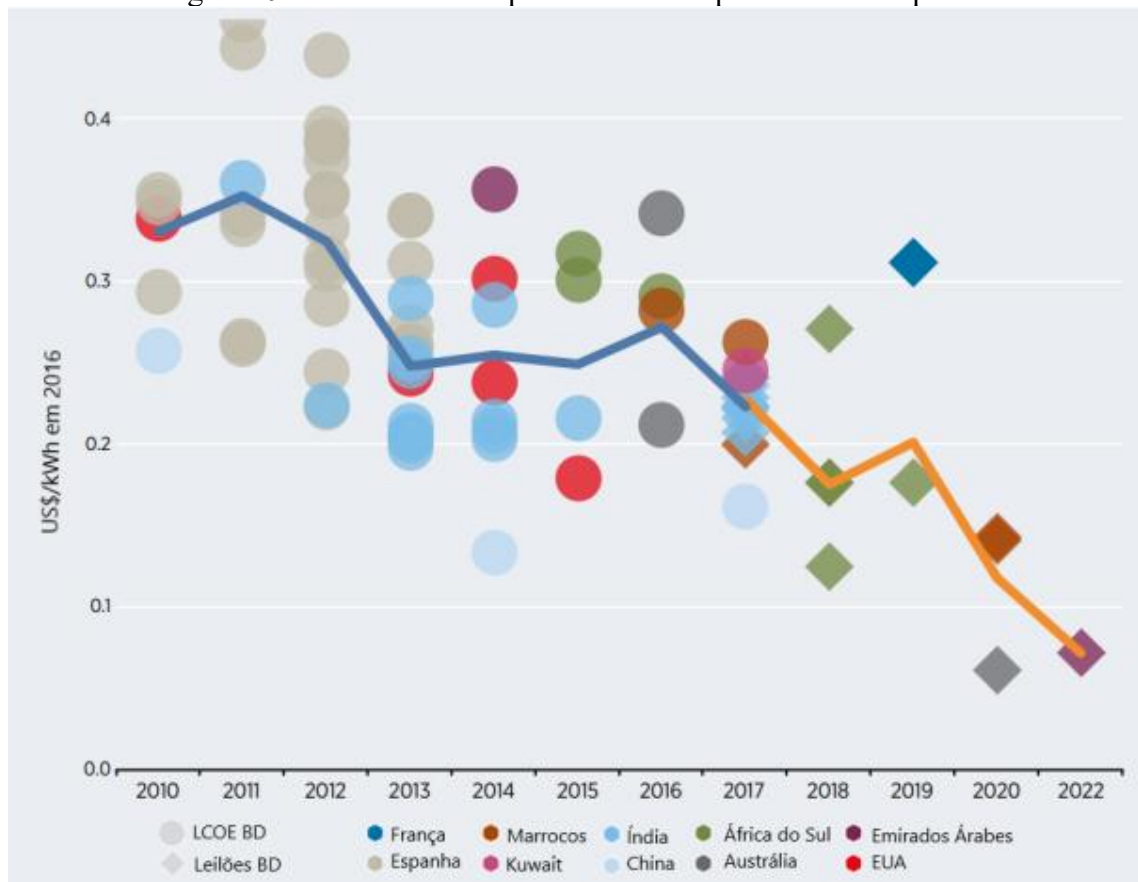


Fonte: Adaptado IRENA, 2021.

O custo de instalação de uma planta heliotérmica começa a ser competitivo quando o armazenamento instalado é suficiente para 6 horas ou mais. Embora esse crescimento dependa muito das configurações políticas de cada país e tenha caído lentamente, ainda é permanente a tendência de que os custos continuem diminuindo. O principal fator que influenciou esta queda foi o aumento da irradiância direta normal (DNI) dos locais onde as plantas foram instaladas, além da estagnação da Espanha na corrida do CSP e a construção e planejamento de novos empreendimentos em países com uma maior DNI. Portanto, o IRENA destaca que os efeitos da aprendizagem e as melhorias tecnológicas ainda não foram, portanto, o principal impulsionador das reduções de custos. Um outro ponto importante nessa melhoria foi o aumento do fator de capacidade das usinas principalmente por maiores capacidades de armazenamento e despacho (PASSOS, 2020).

No gráfico da Figura 19 é possível observar uma previsão de grande queda do LCOE para até 2022, chegando aos patamares, dentro de projetos na Austrália e Emirados Árabes Unidos, de aproximadamente 0,07 US\$/kWh (IRENA, 2020).

Figura 19 – Estimativa de queda do LCOE para diferentes países

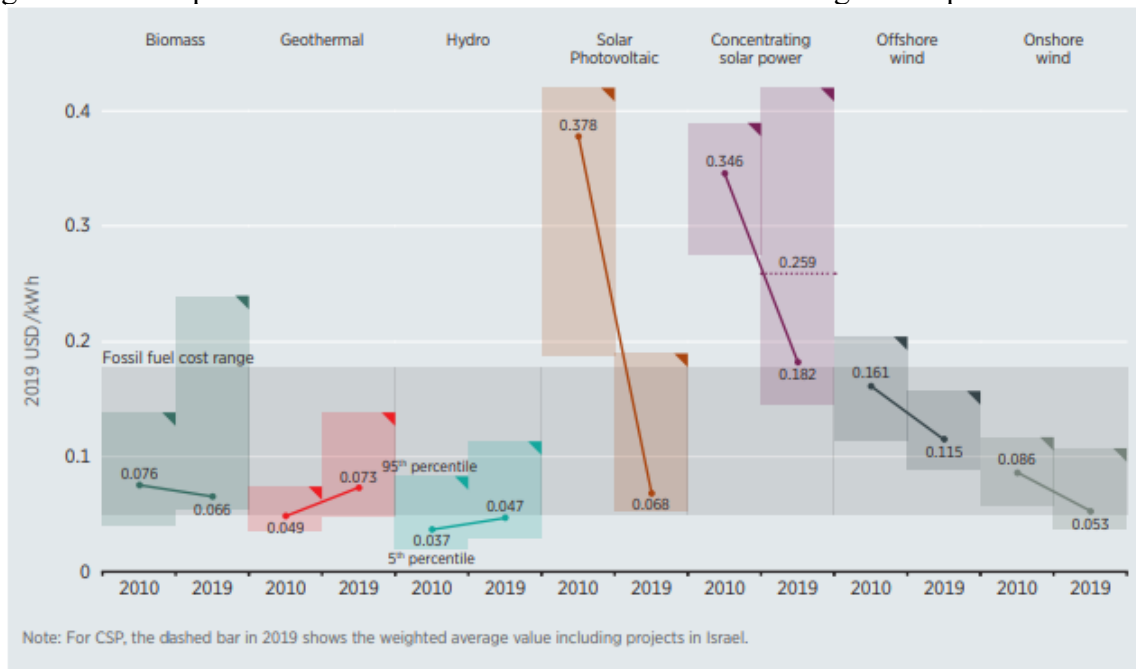


Fonte: IRENA, 2020

Na comparação entre as fontes da Figura 21, com este preço de energia projetado para 2022, a heliotérmica ainda ficaria atrás da eólica e das plantas fotovoltaicas de larga escala, posicionando-se bem no mercado global (PASSOS, 2020).

De acordo com os dados de custo mais recentes da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2021), a média ponderada global nivelada do custo da eletricidade (LCOE) de energia solar em escala de utilidade fotovoltaica (PV) caiu 82% entre 2010 e 2019, enquanto o de concentração de energia solar (CSP) caiu 47%, eólica onshore 39% e offshore vento 29% (Figura 20) (IRENA, 2020).

Figura 20 – Comportamento do LCOE de diferentes fontes de Energia num período de 9 anos

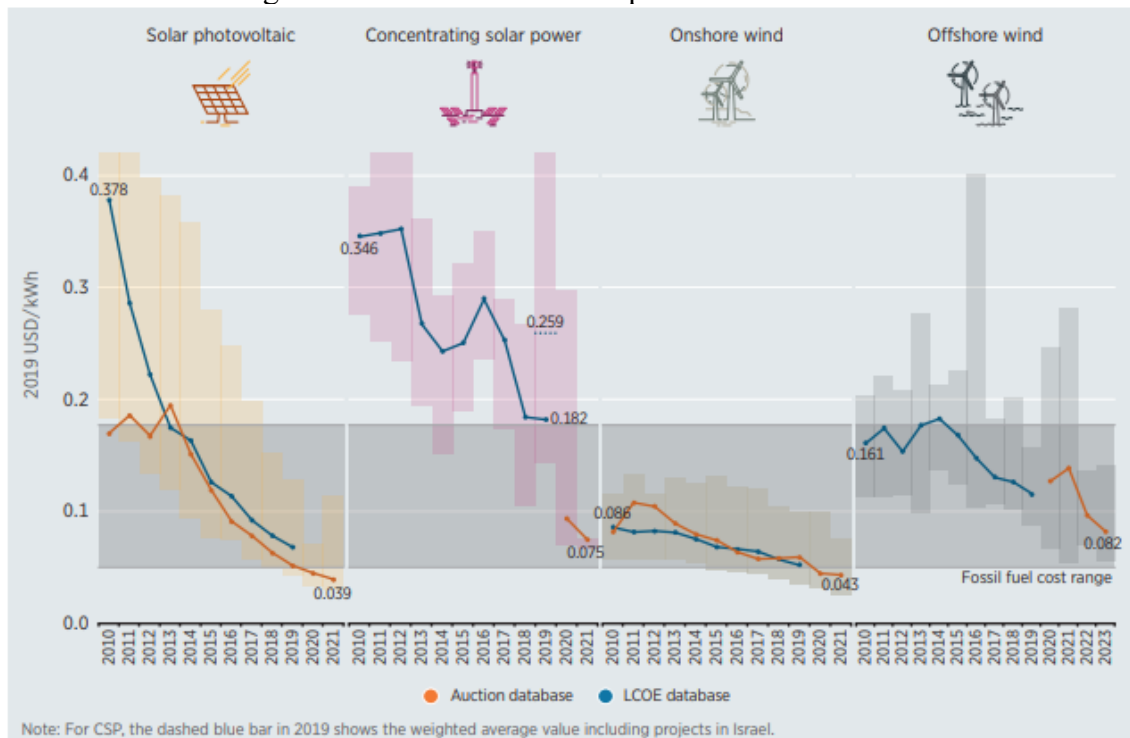


Fonte: IRENA, 2020.

Esses dados são para o ano de comissionamento. As linhas grossas são o valor LCOE médio ponderado global derivado do número de plantas comissionadas em cada ano. O LCOE em nível de projeto é calculado com um custo de capital médio ponderado real (WACC) de 7,5 para os países da OCDE e China e 10% para o resto do mundo. A banda única representa o custo de geração de energia por combustível fóssil, enquanto as bandas para cada tecnologia e ano representam as bandas do 5º e 95º percentil para projetos renováveis.

A tecnologia CSP está definida para uma mudança de etapa, com seu leilão médio global os preços devem cair 59% em relação aos valores de 2019, respectivamente. Com seus prazos de entrega mais longos, o instituto previu que o LCOE da tecnologia CSP (Figura 21) cairia para US \$ 0,075 / kWh em 2021 (IRENA, 2020).

Figura 21 – Estimativa LCOE para diferentes fontes.



Fonte: IRENA, 2020.

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 (IDELFONSO, 2019).

Ao calcular o LCOE, o modelo considera (ou seja, adiciona) os seguintes custos (ALY. et al, 2019):

- O investimento de capital do projeto; incluindo custos de equipamentos e mão de obra, custos de financiamento do período de construção, desenvolvimento de projetos e taxas de financiamento e impostos sobre vendas menos o tamanho da dívida (valor emprestado);
- Despesas operacionais; incluindo custos de operação e manutenção, pagamentos de seguros e impostos sobre a propriedade;
- Custos da dívida a prazo do projeto; incluindo pagamentos de principal e juros e financiamento da conta de reserva do serviço da dívida;
- Financiamento de reservas de desembolso; capital de giro, substituição de equipamentos e serviço da dívida;

- Responsabilidade tributária regional e estadual.

E considera (ou seja, subtrai) os seguintes benefícios (ALY. et al, 2019):

- Benefícios fiscais; incluindo depreciação, créditos fiscais, despesas dedutíveis, pagamentos de juros de dívidas dedutíveis;
- Juros ganhos em contas de reserva;
- Incentivos em dinheiro; incluindo incentivos baseados em investimento, baseados em capacidade e baseados em produção;
- Valor residual.

Porém:

- O LCOE não diferencia o momento do dia em que ocorre a geração de energia. Dessa forma, a energia gerada em qualquer hora do dia é valorada da mesma forma. O mecanismo traz riscos e exige nova gestão (DOWLING, 2017). Um exemplo é o das usinas eólicas que produzem energia durante a noite, quando os ventos são mais favoráveis e o preço da energia é baixo em função da pouca demanda da carga. Porém, durante o dia, quando o preço da energia atinge seu pico no começo da tarde por conta da alta demanda e da temperatura, os parques eólicos não têm muita capacidade de produção. Em um cenário de PLD horário, com aportes de garantias e liquidações financeiras diárias, isso pode provocar uma exposição financeira grande no mercado de curto prazo para os geradores eólicos (ECOM, 2019).
- Apesar de ser bastante usado internacionalmente, em estudos e discussões de política energética, o custo nivelado não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico. O custo nivelado não captura todos os benefícios e custos que podem advir com a operação desta tecnologia integrada a um sistema elétrico, que geralmente e, principalmente no caso brasileiro, é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão. Na verdade, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, existe atualmente uma preocupação no desenvolvimento de métodos mais adequados, capazes de ponderar os benefícios de cada tecnologia (SOARES, 2018).

3.9.3 Valor Presente Líquido

A medida do valor presente líquido é obtida pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa, previstos para cada período do horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento (desembolso de caixa) (ASSAF NETO, 2014). Uma das formas de analisar a rentabilidade do investimento da usina proposta é através do valor presente líquido (VPL). O valor presente líquido (VPL) é uma medida da viabilidade econômica de um projeto; em particular, um valor presente líquido positivo indica um projeto economicamente viável, enquanto um valor presente líquido negativo indica um projeto economicamente inviável. O VPL é determinado a partir da equação (4) (ABDELHADY, 2020):

$$VPL = \left[\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} \right] - \left[I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+K)^t} \right] \quad (4)$$

na qual:

FC_t = fluxo de caixa líquido de cada período;

K = taxa de desconto do projeto, representada pela rentabilidade mínima requerida;

I_0 = Investimento processado no momento zero;

I_t = valor do investimento previsto em cada período subsequente.

O LCOE tem superioridade sobre o VPL uma vez que este último não possui restrições quanto à escala do projeto, o VPL não é uma métrica adequada para comparar viabilidades de projetos com grandes diferenças em termos de escala. Isso ocorre porque os projetos de grande escala geralmente têm VPL maior em comparação com os de pequena escala, é por esta razão que o VPL não pode ser usado para relacionar satisfatoriamente os prós e contras de tais projetos. Este trabalho, portanto, utilizou mais o LCOE em sua análise econômica, embora o VPL também tenha sido avaliado (AGYEKUM, 2020)

3.9.4 Payback Descontado

O Payback descontado leva em consideração o valor do dinheiro no tempo. Contudo, mostra o tempo necessário para que os benefícios do projeto restitua o valor investido. Em outras palavras, expressa o período necessário para que as entradas de caixa se igualem ao que foi inicialmente investido, podendo ser considerado uma medida de risco do projeto. Neste trabalho, utiliza-se o Payback descontado, isto é, os fluxos de caixa descontados são avaliados e o valor do dinheiro no tempo é considerado (LIMA, 2013).

3.9.5 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno ou taxa interna de rentabilidade, de sigla TIR é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. No qual, se torna viável quando a TIR for maior que a taxa de atratividade (PADOVEZE, 2015).

4 METODOLOGIA

A simulação de funcionamento da usina foi realizada com apoio do software System Advisor Model (SAM) versão 2021.12.2 desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL). A escolha do local de implantação da planta se dá por possuir bons índices de radiação direta, favorecendo a produção de energia térmica e elétrica, além da empresa contar com uma usina hidrelétrica no local, área própria, segurança, manutenção, operação e conexão de rede com o sistema interligado nacional (SIN). Foi utilizado o modelo apresentado em (GAZOLI, 2018) sobre a usina Heliotérmica em Porto Primavera (Rosana-SP), principalmente ao inserir dados de entrada no SAM tais como, área, potência, tipo de fluido, tipo de coletor, tipo de sistema receptor, temperatura de operação do HTF. Sendo assim, os parâmetros técnicos foram praticamente os mesmos, com exceção do tipo de Armazenamento térmico, capacidade líquida e localidade, visto que o trabalho mencionado havia utilizado dados da cidade de Campo Grande - MS. Através desses dados é feita uma análise técnico econômica da instalação da Usina de tecnologia de calha cilindro parabólica na localidade.

O LCOE real foi usado no estudo por ser mais apropriado para análises de longo prazo (para contabilizar muitos anos de inflação ao longo da vida do projeto), enquanto o LCOE nominal poderia ser mais apropriado para análises de curto prazo (ALY. et al, 2019). O LCOE real é calculado de acordo com a Eq. (2).

Suposições:

- 1 – Os custos para implementação do projeto (CAPEX e OPEX) foram adotados através de valores sugeridos pelo Laboratório de Energias Renováveis (NREL), contabilizados em dólar (Turchi, 2019).
- 2 - Por mais que a venda da energia seja estipulada para o Brasil no ACL, foi cotizada em dólar, para facilitar os cálculos financeiros.
- 3 – A adequação da composição do preço de energia não considerou o PLD horário para esse estudo.
- 4 - Os consumos de energia parasitária no modelo incluem bombas de reforço de fluido de transferência de calor (HTF), bombas de água de alimentação, bombas de condensado e ventiladores diretos do resfriador de ar. Os consumos de energia das bombas intensificadoras de sal fundido e do sistema de rastreamento de eixo único do campo solar foram calculados como uma razão fixa (NREL).

4.1 Modelo para Análise técnica

Ressalta-se que a CESP escolheu a referida localização para construção da usina termosolar de Porto Primavera por se tratar de um terreno próprio com ótimos valores de DNI, facilidade de conexão e acesso à rede elétrica e sinergias com as operações que a empresa já possui na usina hidrelétrica (UHE) homônima à qual a planta termossolar ficará vizinha. Os parâmetros técnicos inseridos no System Advisor Model estão descritos na Tabela 1 (GAZOLI, 2018).

Tabela 1 – Descrição dos parâmetros técnicos

Parâmetros Técnicos	
DNI	O valor de radiação normal direta do ponto do projeto, usado para calcular a taxa de fluxo de massa projetada do fluido de transferência de calor para o dimensionamento do tubo coletor.
Temperatura HTF de entrada do circuito	A temperatura de HTF na entrada do circuito sob as condições do projeto. Atribuída pelo estudo do Gazoli.
Temperatura HTF de saída do circuito	A temperatura do HTF na saída do loop sob as condições do projeto. Atribuída pelo estudo do Gazoli. Durante a operação, o valor real pode ser diferente deste ponto de ajuste. Este valor representa a temperatura alvo para controle do fluxo de HTF através do campo solar e será mantido quando possível.
Área	A área total de captação de energia solar do campo solar em metros quadrados. Esta área é menor do que a área total da superfície do espelho. Atribuída pelo estudo do Gazoli.
Velocidade de redução do vento	Quando a velocidade do vento no arquivo meteorológico excede esse valor, os coletores no campo desfocam e o incidente de energia térmica no campo vai para zero para modelar o efeito dos coletores movendo-se para uma posição segura para evitar danos pelo vento. Quando a velocidade do vento cai abaixo da velocidade de redução do vento, a potência de campo retorna ao normal.

Energia térmica fornecida pelo campo	A saída de energia térmica do campo no projeto. Energia térmica de campo (MWt) = Energia solar múltipla × Ciclo de energia térmica (MWt)
Eficiência Térmica do Ciclo	A eficiência de conversão térmica em elétrica do ciclo de energia sob as condições de projeto.
Energia Térmica do Ciclo	A entrada de energia térmica do ciclo de energia no projeto. Energia térmica do ciclo, MWt = Potência bruta da turbina de projeto (MWe) ÷ Eficiência térmica do ciclo.
Volume de armazenamento do tanque	O volume do tanque de armazenamento, calculado da seguinte forma onde C é a capacidade térmica TES
	A capacidade térmica equivalente dos tanques de armazenamento, assumindo que o sistema de armazenamento térmico está totalmente carregado. Este valor não leva em consideração as perdas incorridas por meio do trocador de calor para sistemas de armazenamento indireto.
Capacidade Térmica TES	O SAM calcula o volume total do fluido de transferência de calor em armazenamento com base nas horas de armazenamento em plena carga e na capacidade de entrada térmica da turbina do projeto do bloco de energia. O volume total do fluido de transferência de calor é dividido entre o número total de tanques de forma que todos os tanques quentes contenham o mesmo volume de fluido e todos os tanques frios contenham o mesmo volume de fluido.
Densidade do Fluido TES	A densidade do fluido de armazenamento na temperatura do fluido, usada para calcular a massa total de fluido térmico necessária no sistema de armazenamento.
Volume de HTF disponível	O volume total de fluido de armazenamento em ambos os tanques de armazenamento.

O SAM calcula o volume total do fluido de transferência de calor em armazenamento com base nas horas de armazenamento em plena carga e na capacidade de entrada térmica da turbina do projeto do bloco de energia. O volume total do fluido de transferência de calor é dividido entre o número total de tanques de forma que todos os tanques quentes contenham o mesmo volume de fluido e todos os tanques frios contenham o mesmo volume de fluido.

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

Para estudo da tecnologia de calha cilindro parabólico com e sem armazenamento, foram definidos quatro casos:

- Caso A e C: Com armazenamento de 6 horas.
- Caso B e D: Sem armazenamento.

Os casos A e C, assim como os casos B e D, diferem entre si em relação ao modelo de análise econômica da maneira a seguir (Tabela 2).

Tabela 2 – Parâmetros de entrada nas simulações de geração elétrica no software SAM.

Localidade	Município	Rosana – SP
	Dados Meteorológicos	Rosana – SP (-22.48°, -52.95°)
Campo Solar	Fluido Térmico	Therminol – VP1
	Temperatura de entrada	260 °C
	Temperatura de saída	350 °C
	Área	5.850,00 m ²
	Temperatura Ambiente	24,9 °C
	Velocidade média do vento	1,2 m/s
	Energia térmica fornecida pelo campo	4,20 MWt

Coletores	Tipo	SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)	
Receptores	Tipo	Schott PTR70	
Bloco de Potência	Potência nominal de saída	0,5684 MWe	
	Eficiência do Ciclo Termodinâmico	35,6 %	
	Energia Térmica do Ciclo	1,63 MWt	
Armazenamento		Caso A e C	Caso B e D
	Capacidade	6 horas	Sem Armazenamento
	Tanques	2	0
	Volume de armazenamento	16697,7 m ³	0
	Capacidade Térmica TES	9,77528 MWht	0
	Densidade do Fluido TES	807,601 kg/m ³	0
	Volume disponível de HTF	206,58 m ³	0

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

Na parte do sistema de controle, na qual foram configurados os parâmetros dos sistemas de rastreamento, bombeamento do fluido, entre outros equipamentos de operação, foram mantidos os valores padrões do software.

4.2 Modelo de Análise econômica

A viabilidade econômica da usina proposta é analisada usando o SAM. A Tabela 3 apresenta os parâmetros de custo do modelo financeiro. As fórmulas mostradas nas Eqs (1), (2) são usadas para estimar o LCOE de tecnologias de energia renovável. Além do LCOE, o VPL, o TIR e o Payback descontado são analisados também, porém, o parâmetro em destaque será o LCOE, pela maior assertividade para esse tipo de análise.

Tabela 3 – Descrição dos parâmetros de custo diretos capitais.

Custo de Melhorias no Campo	Um custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à preparação do local e outros equipamentos não incluídos na categoria de custo de campo solar.
Custos Campo Solar	Um custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à instalação do campo solar, incluindo mão de obra e equipamento.
Custo do Sistema HTF	Um custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à instalação das bombas de fluido de transferência de calor e tubulação, incluindo mão de obra e equipamento.
Custo de Armazenamento	Custo por MWh térmico de capacidade de armazenamento para contabilizar despesas relacionadas à instalação do sistema de armazenamento térmico, incluindo equipamento e mão de obra.
Custo para “Fossil Backup”	Custo por megawatt elétrico de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar a instalação de um sistema de backup fóssil, incluindo equipamento e mão de obra. Foi desconsiderado no estudo.
Usina Elétrica	Custo por megawatt elétrico de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar a instalação de um sistema de backup fóssil, incluindo equipamento e mão de obra

Balanço da Planta	Custo por megawatt elétrico de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar custos adicionais.
Contingência	Uma porcentagem da soma das melhorias do local, campo solar, sistema HTF, armazenamento, backup fóssil e custos da usina de energia para contabilizar as incertezas esperadas nas estimativas de custo direto.
Custo Direto Total	A soma das melhorias, campo solar, sistema HTF, armazenamento, backup fóssil, custos da usina de energia e custos de contingência.

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

Tendo em vista o cenário proposto, tornou-se necessário a regulamentação da taxa de risco (reserva de contingência) a ser considerada nas contratações integradas, no âmbito do Regime Diferenciado de Contratações Públicas –RDC. Assim, em 20 de agosto de 2013, foi publicado o Decreto N.º 8.080/2013, que altera o Decreto N.º 7.581/2013, o qual regulamenta o RDC. Entre as alterações instituídas, foram inseridos os parágrafos 1º e 2º no artigo 75º, os quais preveem expressamente a possibilidade de inserção da taxa de risco (reserva de contingência) nos orçamentos estimados das contratações integradas. As simulações do modelo desenvolvido fornecem aos gestores responsáveis pela licitação dos empreendimentos do DNIT cenários de risco com a respectiva probabilidade de ocorrência, de forma que possam definir a taxa de risco que será utilizada em cada empreendimento (NEVES, 2013). Os outros custos inseridos nas Tabelas 4, 5 e 6 foram sugeridos pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) (TURCHI, 2019).

Tabela 4 – Custos Diretos Capitais

Custo de Melhorias no Campo	25,00 \$/m ²
Custo Campo Solar	150,00 \$/m ²
Custo do Sistema HTF	60,00 \$/m ²
Custo de Armazenamento	62,00 \$/kWh
Custo para “Fossil Backup”	0,00 \$/kWe
Usina Elétrica	910,00 \$/kWe
Balanço da Planta	90,00 \$/kWe
Contingência	10%

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

Tabela 5 – Custos de Capital Indiretos

EPC e custos do proprietário	12% do custo direto	EPC (engenheiro-procure-construct) e os custos do proprietário estão associados à concepção e construção do projeto.
Custos do terreno	0 \$/m ²	Custos associados à compra de terrenos/arrendamento de longo prazo. Foi desconsiderado no estudo.
Base de Imposto sobre Vendas	0% do custo direto	O valor total do imposto sobre vendas. Foi desconsiderado no estudo.

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

Tabela 6 – Custos de Operação e Manutenção

Custo fixo por capacidade	65 \$/kW – ano	Um custo anual fixo proporcional à capacidade nominal do sistema.
Custo variável por geração	4 \$/MWh	Um custo anual variável proporcional à produção elétrica anual total do sistema em megawatt-hora CA.

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

O preço de venda da energia produzida a ser vendida é o “PPA”, ele é responsável por trazer retorno ao projeto. No caso da análise econômica, os casos A, B, C e D apresentados anteriormente tem as seguintes configurações:

- Caso A e B: Fixou a TIR em 15% para o vigésimo ano do projeto.
- Caso C e D: O preço médio da energia negociado no ACL nos últimos 10 anos (Tabela 7), a média do PLD foi de R\$ 283,60/MWh. O valor foi disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Realizando o câmbio de 5,52 do dia 14 de janeiro de 2022, ou seja, 0,0514 \$/kWh (Banco Central, 2022).

Tabela 7 – Média do Preço do MWh na Região Sudeste

Ano	1º semestre	2º semestre	Média
2012	R\$114,48	R\$218,13	R\$166,31
2013	R\$286,14	R\$238,94	R\$262,54
2014	R\$677,72	R\$702,28	R\$690,00
2015	R\$388,32	R\$180,86	R\$284,59
2016	R\$53,42	R\$149,02	R\$101,22
2017	R\$236,37	R\$444,37	R\$340,37
2018	R\$285,90	R\$290,53	R\$288,21
2019	R\$207,12	R\$255,07	R\$231,10
2020	R\$125,59	R\$248,96	R\$187,28
2021	R\$255,70	R\$313,08	R\$284,39
Total	-	-	R\$283,60

Fonte: Elaborada pelo autor com dados da CCEE.

Por se tratar de uma fonte de energia renovável, esta é isenta dos Impostos de Renda Federal e Estadual. A taxa de inflação inserida foi calculada através da média de inflação dos últimos 21 anos no Brasil, considerada conservadora, levando-se em consideração a instabilidade político-econômica do Brasil (Banco Central, 2022).

O SAM usa a taxa de desconto real (Tabela 8) para calcular o valor presente (valor no ano um) dos valores em dólares no fluxo de caixa do projeto durante o período de análise e para calcular os custos anualizados (TURCHI, 2019).

O valor da taxa de desconto padrão é baseado em uma estimativa razoável para projetos de energia renovável nos Estados Unidos. Como as taxas de desconto são muito subjetivas e os desenvolvedores de projetos geralmente relutam em compartilhar informações sobre taxas de desconto, os documentos publicados sobre financiamento de energia renovável normalmente não incluem informações detalhadas sobre as taxas de desconto (TURCHI, 2019).

Tabela 8 – Parâmetros financeiros

Imposto de Renda Federal e Estadual	0%	A alíquota anual do imposto de renda federal e estadual se aplica ao lucro tributável e é usada para calcular os benefícios e obrigações fiscais do projeto. Foi desconsiderado para o estudo.
Taxa de Inflação	6,65%	Taxa de variação anual dos custos, normalmente baseada num índice de preços, expressa em percentagem. O SAM usa a taxa de inflação para calcular o valor dos custos nos anos dois e posteriores do fluxo de caixa do projeto com base nos valores em dólar do Ano Um que você especifica na página Custos Operacionais, página Parâmetros Financeiros, página Taxas de Eletricidade e página Incentivos.
Período de análise	25 anos	Número de anos abrangidos pela análise. Tipicamente equivalente à vida do projeto ou investimento. O período de análise determina o número de anos no fluxo de caixa do projeto (Wang, 2019).
Imposto sobre vendas	0%	O imposto sobre vendas é um imposto único que o SAM inclui no custo total instalado do projeto. Foi desconsiderado no estudo.

Assessed per-centage	100%	O valor avaliado da propriedade sujeita a impostos sobre a propriedade como uma porcentagem do custo total instalado do sistema especificado na página Custos de instalação. O SAM usa esse valor para calcular o valor da propriedade avaliada no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto.
Taxa real de Desconto	6,2%	Os resultados do modelo financeiro da SAM são muito sensíveis à entrada da taxa de desconto real. As métricas como valor presente líquido (VPL), custo nivelado e preço de PPA e taxa interna de retorno, são diretamente relacionadas a taxa de desconto (Turchi), 2019.
Debt Percent	0%	O tamanho da dívida como uma fração do custo instalado, ajustado para levar em conta os custos e taxas do projeto e os incentivos. Foi desconsiderado para esse estudo.
TIR os Casos A e B	15%	O TIR é a Taxa Interna de Retorno atribuída para o vigésimo ano de projeto.
Preço PPA Caso C e D	0,0514 \$/kWh	O preço da energia em dólares por kWh. Este é o preço que seria negociado como parte de um contrato de compra de energia.

Fonte: Elaborada pelo autor usando o SAM.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

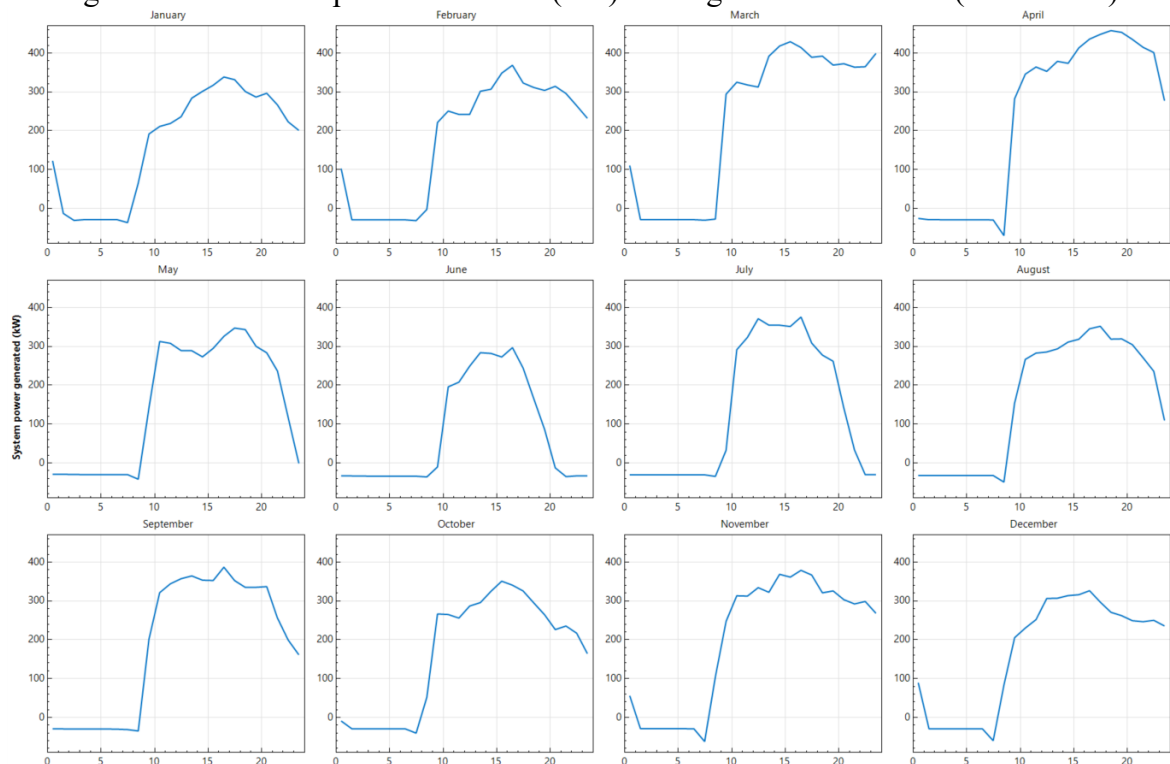
5.1 Análise Técnica

Nessa análise foram encontradas algumas equivalências entre os resultados do Caso A com o Caso C, já que para os dois foi considerado uma planta com armazenamento. Já nos Casos C e D foi considerado uma planta sem armazenamento térmico.

5.1.1 Caso A e C

Os gráficos da Figura 22 apresentam o perfil médio diário de potência elétrica gerada pela planta CSP com armazenamento de 6 horas para cada mês do ano. Os meses com maior intensidade de geração de eletricidade foram março e abril, por outro lado, meses que o DNI está mais alto, isso ocorre pelo fato de menor incidência de nuvens no período, portanto, a geração de energia acaba sendo maior. Outro ponto a ser analisado é que no mês de junho a intermitência na geração de energia é maior, devido as condições climáticas.

Figura 22 – Perfis de potência elétrica (kW) ao longo do ano da usina (Caso A e C).

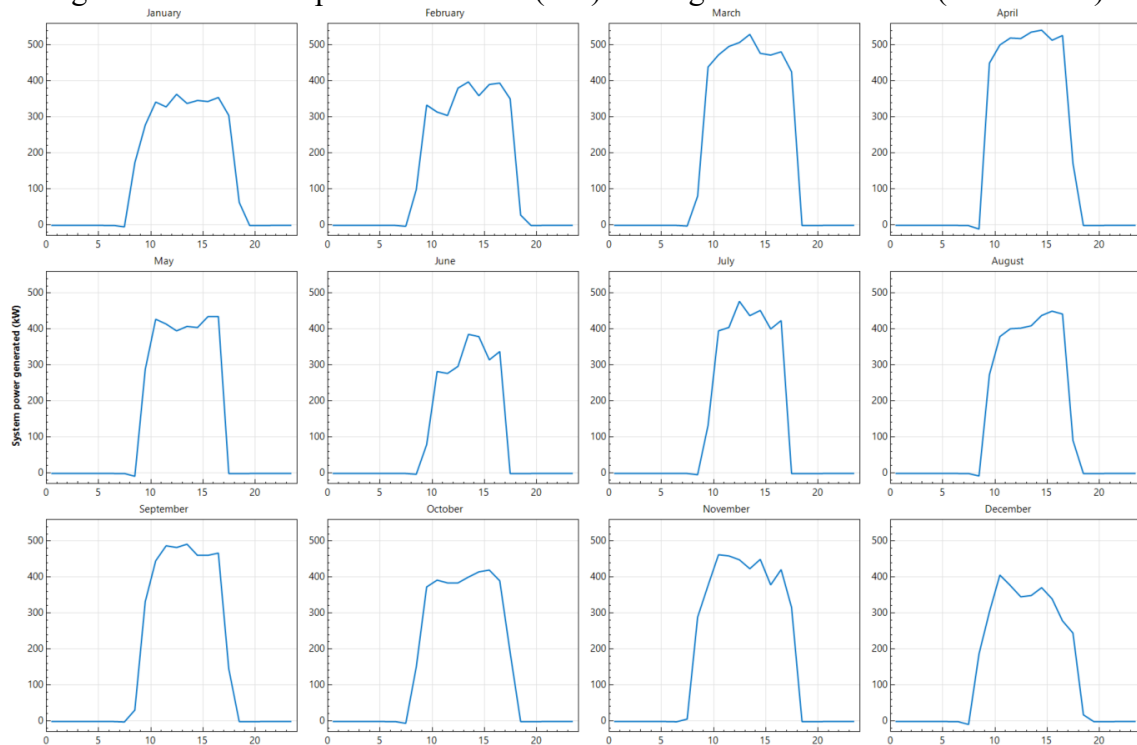


Fonte: System Advisor Model.

5.1.2 Caso B e D

Nos casos sem armazenamento o sistema de geração de potência teve maiores picos (Figura 23). Isso ocorreu por não haver forma de armazenar a energia, precedido de tal, a energia térmica foi submetida ao processo de conversão sem que fosse armazenada para horários que fosse mais interessante a conversão, tais como em horários de ponta, em que o PLD horário favorece a quem está produzindo energia.

Figura 23 - Perfis de potência elétrica (kW) ao longo do ano da usina (Caso B e D).



Fonte: System Advisor Model.

O comportamento da produção e consumo de energia também mudou conforme a presença ou ausência do sistema de armazenamento térmico. Os casos com o TES tiveram maior fator de capacidade, produção, consumo e energia líquida (Tabela 9).

Tabela 9 – Fator de capacidade, Energia: Produzida, Consumida e Líquidas nos Casos.

Casos	Fator de Capacidade	Energia Anual Consumida (kWh)	Energia Anual Produzida (kWh)	Energia Líquida Anual (kWh)
Caso A e C	29,6%	-167093	1638602	1471509
Caso B e D	25,1%	-21935	1270138	1248203

Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

5.2 Análise financeira

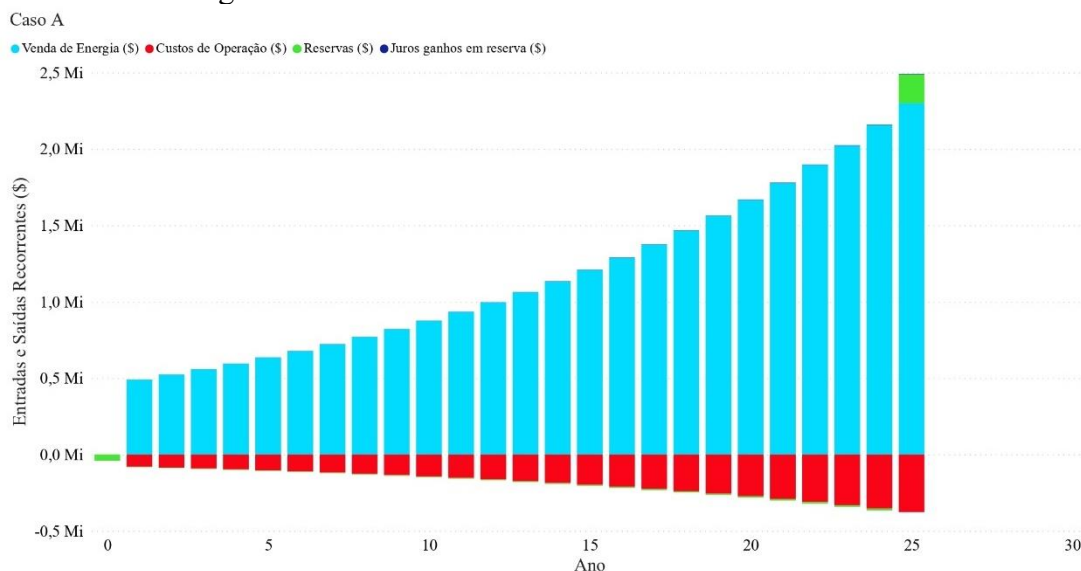
Todos os casos foram sujeitos a simulação de acordo com a vida útil de 25 anos sugerida pela NREL. Também foram atribuídas Entradas e Saídas recorrentes para o Fluxo de Caixa, nas Entradas foram considerados o Valor da Energia (\$) e Juros ganhos em reservas (\$), já nas Saídas foram o Custo de Operação (\$) e Reservas (\$) com exceção do último ano, em que teve o resgate das Reservas.

O ano “zero” da usina é o que sofre maior influência no projeto, por conta do Custo Capital Inicial. No decorrer dos 25 anos adotados, as entradas e saídas do fluxo de caixa que são respectivamente, a venda da energia e os custos de operação, podem ser analisados nos gráficos de VPL acumulado apresentados nas Figuras 25, 27, 29 e 31.

5.2.1 Caso A

Para o Caso A foi analisado o fluxo de receitas superiores ao fluxo de despesas recorrentes no gráfico da Figura 24. O Valor da Energia (\$) foi atribuído através da fixação da Taxa Interna de Retorno (TIR) em 15% no vigésimo ano. Com isso o preço da energia no primeiro ano foi 29,92 ¢/kWh, aplicada a uma correção de 6,65% ao ano de acordo com a inflação média no Brasil nos últimos 20 anos (BARBOSA, 2015).

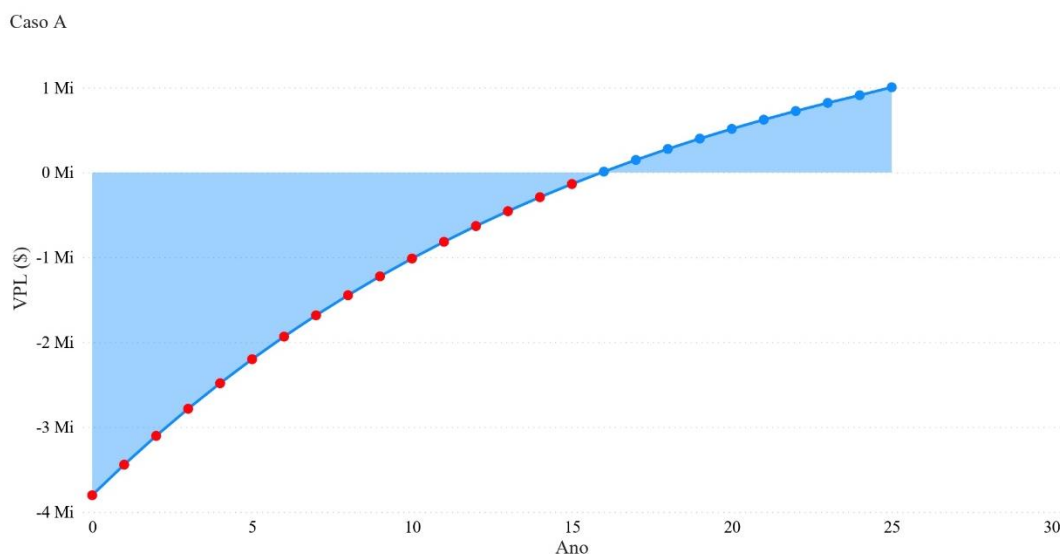
Figura 24– Gráfico das Entradas e Saídas Recorrentes Caso A.



Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

Para o Caso A ocorreu o Payback descontado a partir do 16º ano, no qual o VPL acumulado \$ 9.345,00 (Figura 25).

Figura 25– Gráfico do VPL Acumulado (\$) Caso A.

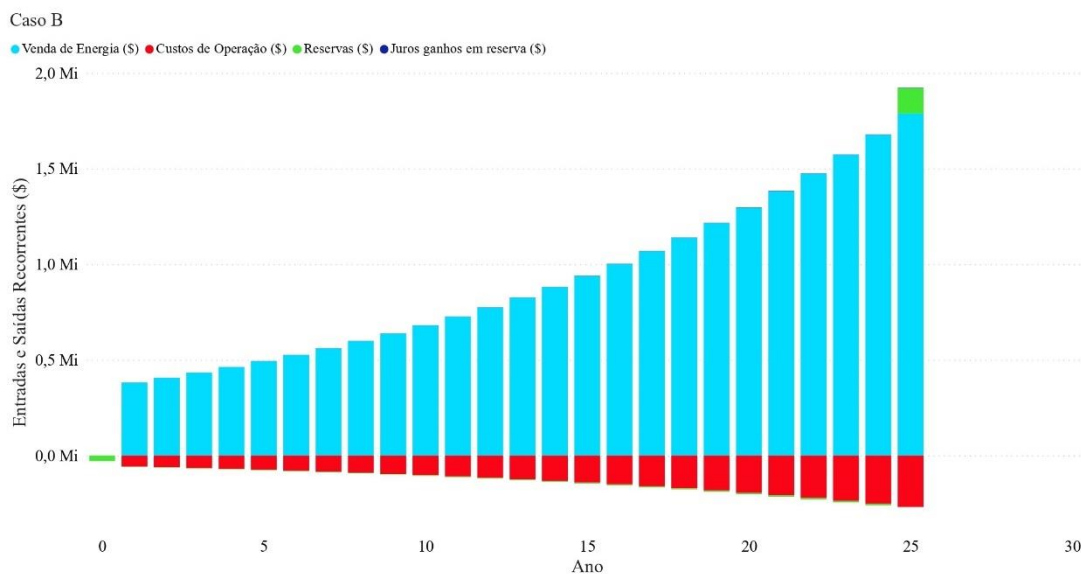


Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

5.2.2 Caso B

Para o Caso B também foi analisado o fluxo de receitas superiores ao fluxo de despesas recorrentes (Figura 26). O Valor da Energia (\$) também foi atribuído através da fixação da Taxa Interna de Retorno (TIR) em 15% no vigésimo ano. Com isso o preço da energia no primeiro ano foi 30,02 ¢/kWh, aplicada a uma correção de 6,65% ao ano de acordo com a inflação média no Brasil nos últimos 20 anos (BARBOSA, 2015).

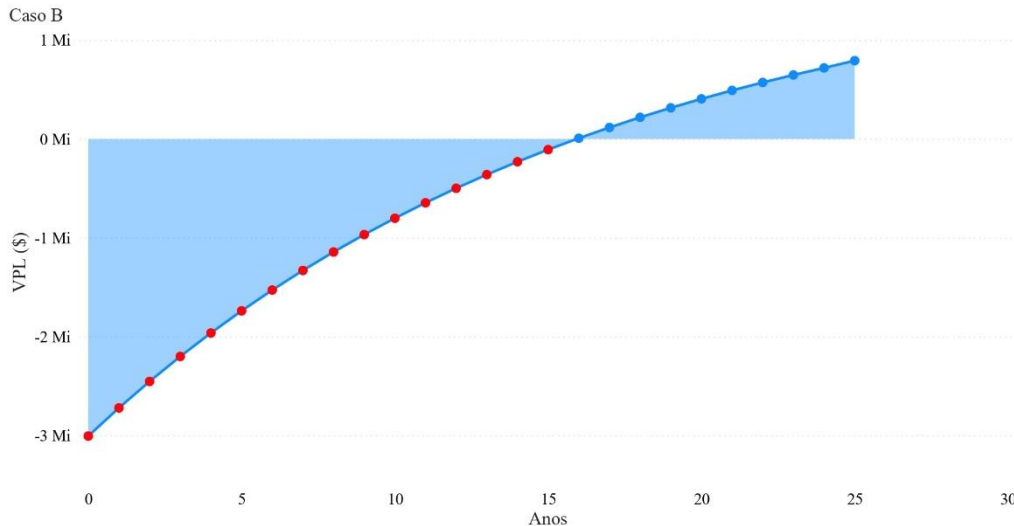
Figura 26 – Gráfico das Entradas e Saídas Recorrentes Caso B.



Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

Para o Caso B também ocorreu o Payback descontado a partir do 16º ano (Figura 27), porém com o VPL acumulado de \$ 7.390,00. Com isso, o retorno no caso sem o sistema de armazenamento térmico foi menor que o no caso com armazenamento.

Figura 27 – VPL Acumulado (\$) no Caso B.



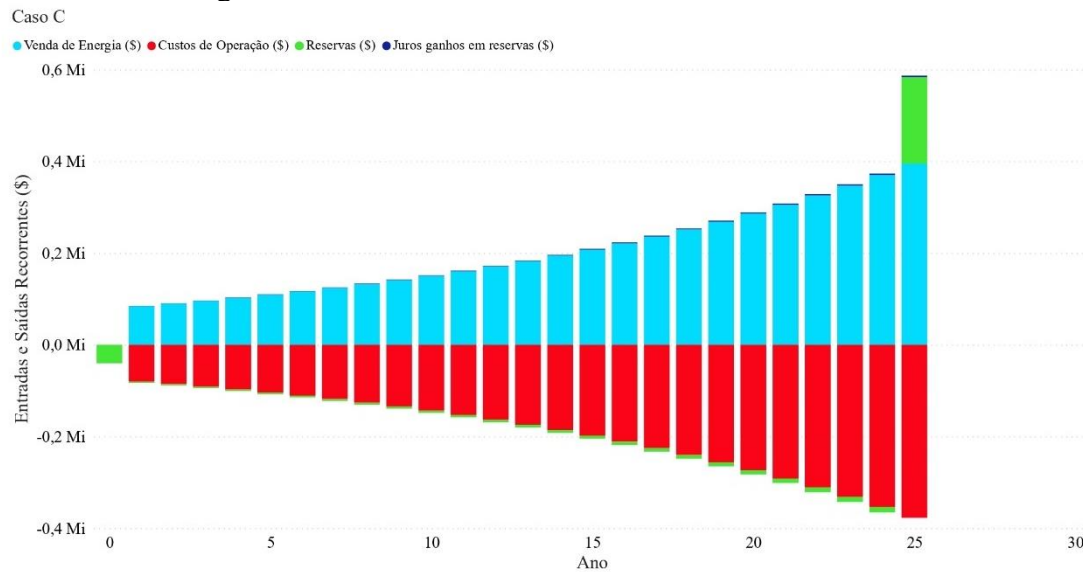
Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

5.2.3 Caso C

Nesse caso foi arremedado uma planta com sistema de armazenamento térmico como no Caso A, porém com o preço da energia determinado através do valor médio dos últimos 10 anos do MWh comercializado na Câmara de Comercialização de Energia 283,60 R\$/MWh com a taxa de câmbio de 5,52 do dia 14 de janeiro de 2022, ou seja, 0,0514 \$/kWh, sendo corrigida anualmente pela mesma taxa dos outros casos.

Foi verificado no gráfico da Figura 28 que os valores das receitas recorrentes ficaram muito próximas com as despesas, com destaque para o último ano do projeto, em que as reservas foram resgatadas.

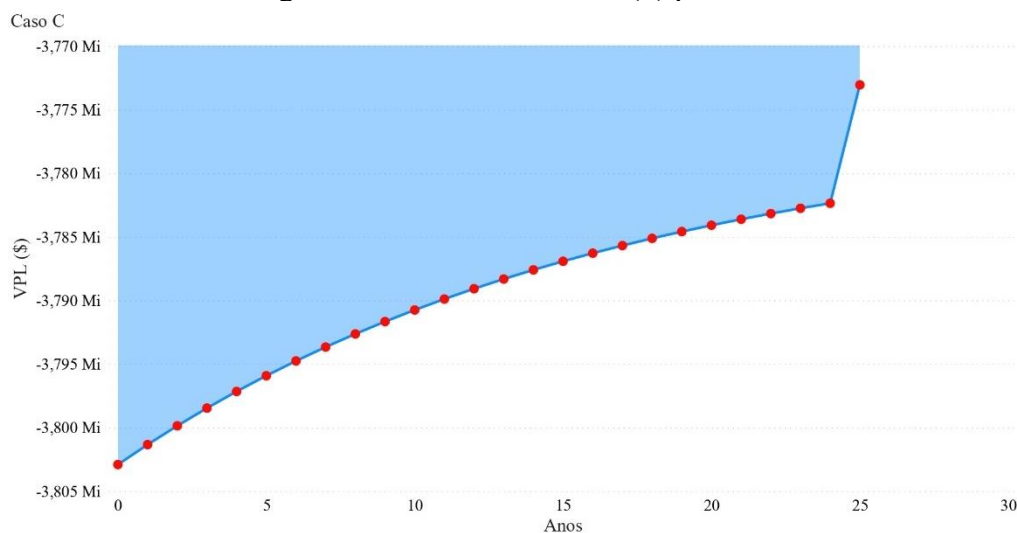
Figura 28 – Gráfico das Entradas e Saídas Recorrentes Caso C.



Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

Para o Caso C, não houve obtenção do Payback descontado, observado o comportamento do gráfico da Figura 29, ocorreu uma diluição ao longo da vida útil do projeto, porém, não foi possível a obtenção do retorno, com a TIR de -10,27% no final do projeto.

Figura 29 – VPL Acumulado (\$) para o Caso C.



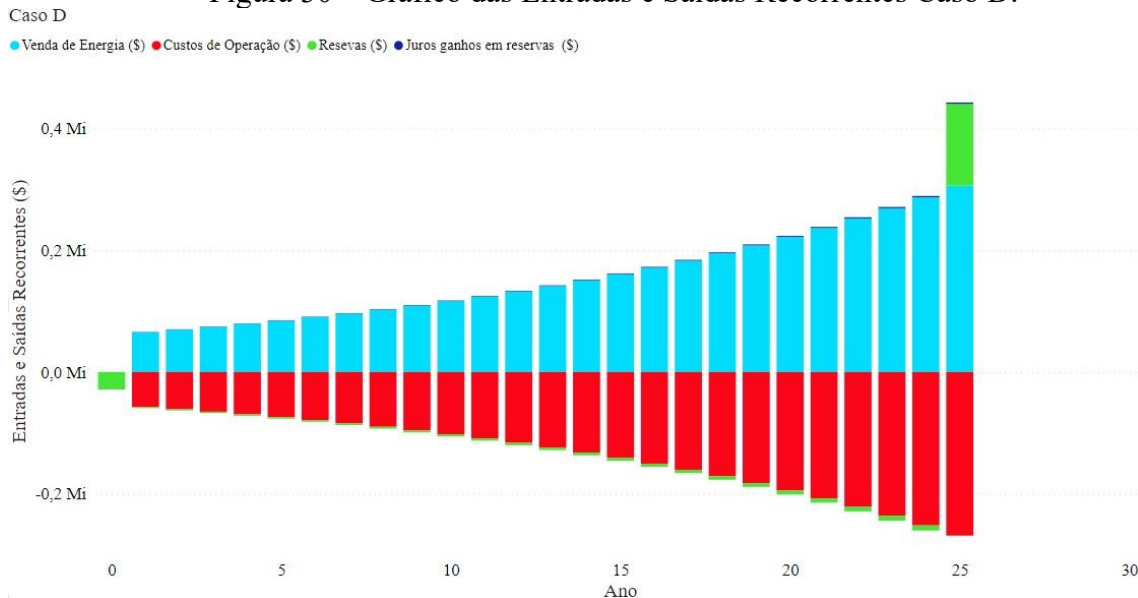
Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

5.2.4 Caso D

Nesse caso foi arremedado uma planta sem sistema de armazenamento térmico como no Caso B, porém com o preço da energia determinado através do mesmo método que o Caso C, ou seja, 0,0514 \$/kWh, sendo corrigida anualmente pela mesma taxa dos outros casos.

Nesse caso os Custos de Operação (\$) da Figura 30 foram menores que no Caso C (Figura 28), pela compra de eletricidade para operação da planta, precedido de tal, a compra de energia é maior para usinas com sistema de armazenamento térmico.

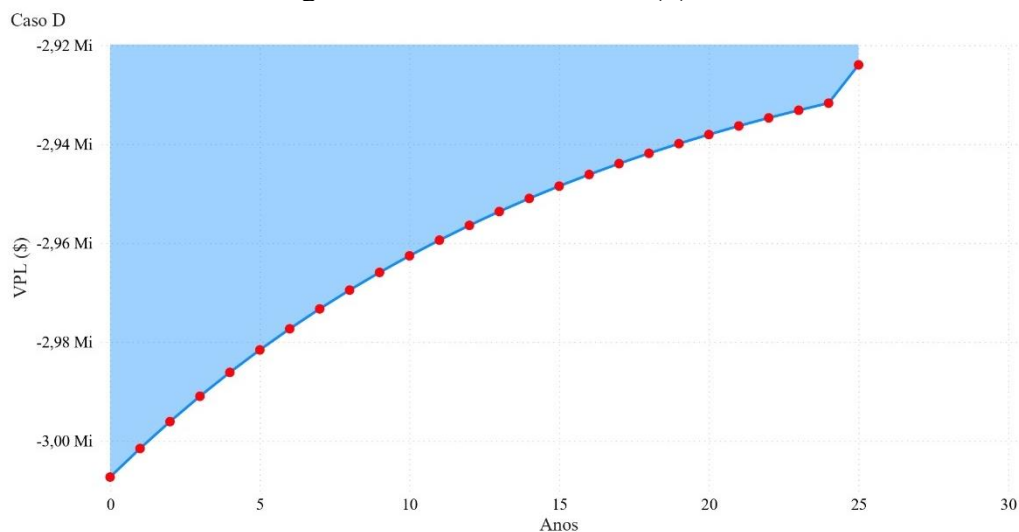
Figura 30 – Gráfico das Entradas e Saídas Recorrentes Caso D.



Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

Portanto, a amortização da dívida (Figura 31) foi maior que no Caso C. Mesmo que o exemplo com sistema de armazenamento tenha tido maior Venda de Energia (\$), o Caso D teve menor Custo de Operação (\$) determinante, ainda que não tenha obtido o Payback descontado, com a TIR no final do projeto em -8,85%.

Figura 31 – VPL Acumulado (\$) no Caso D.



Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do SAM.

5.3 Comparativo com usinas termossolares em operação em outras localidades

As plantas heliotérmicas tem a característica de ocuparem grandes áreas, a Termosol 50 na Espanha tem tamanho equivalente a 89 campos de futebol contra 1 da planta de Primavera – SP (Solar Paces, 2020). Outro fator importante para essa tecnologia são os recursos solares disponíveis no local, para que tenha alto desempenho o DNI anual mínimo indicado é 1900 kWh/m² (Parrado, 2016). A intensidade do DNI tem importante influência para produção tecnô-econômica dos sistemas e pode ser correlacionado pelo custo nivelado de energia (LCOE), tal como apresentado na Tabela 10, na qual pode-se observar que o menor LCOE foi em Nevada (EUA), local com maior irradiação direta anual. Além do LCOE, uma outra forma de comparar Plantas de geração de energia é através Custo capital por capacidade (\$/kW), no qual foi verificado que os projetos sem sistema de armazenamento possuem esse custo menor do que em projetos com armazenamento.

Tabela 10 – Comparação dos Casos modelados com as Plantas CSP operacionais.

Nome do Projeto	Termosol 50	Nevada So-lar One	Fraudes 1	Caso A e C	Caso B e D
País, ano de início	Espanha, 2017	(NV) EUA, 2015	Emirados Á-rabes Uni-dos, 2012	Primavera – SP	Primavera – SP
DNI Anual do Local (kWh/m ²)	2.077	2.606	1.934	2.318	2.318
Área do Campo So-lar (m ²)	523.200	357.200	627.840	5.850	5.850
Tecnologia CSP	Calha Para-bólica	Calha Para-bólica	Calha Para-bólica	Calha Para-bólica	Calha Para-bólica
Capacidade Líquida (MW)	50	72	100	0,57	0,57
Técnica de resfriamento	Resfriamento úmido	Resfriamento úmido	Resfriamento a seco	Resfriamento a seco	Resfriamento a seco
Capacidade de armazenamento térmico (horas)	7,5	0,5	Nenhum	6	Nenhum
Fator de capacidade	0,4	0,21	0,24	0,296	0,251
LCOE (\$/kWh)	0,28	0,2	0,27	0,23	0,23
Custo de capital por capacidade (\$/kW)	11.756,30	4.384,70	6.483,20	6.690,55	5.290,87

Fonte: Elaborada pelo Autor com uso do Solar Paces.

Uma das variáveis determinantes para que o projeto tenha retorno dos investimentos é o preço de venda da energia (PPA). Nos casos C e D em que o preço foi fixado em 5,14 ¢/kWh para que fosse equiparado ao preço comercializado no Mercado Livre de energia elétrica, devido a essa atribuição o projeto não se paga ao longo da sua vida útil, diferente do Caso A e B

e aos da literatura comparada, em ambos foram cravados uma taxa interna de retorno para o vigésimo ano do projeto. Portanto, o preço da venda de energia se tornou maior que o comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Apesar do maior custo de capital no Caso A por conta do sistema de armazenamento, o preço da energia a ser vendida pode ser menor que no Caso B (Tabela 11), mesmo sem considerar os custos da energia com base no PLD horário.

O custo nivelado da energia dos casos modelados ficou bem próximo uns aos outros, e menores que os da literatura comparada. O LCOE real dos modelos de Navrongo e Tamale do estudo do Agyekum foram, respectivamente, 25,83 ¢/kWh e 28,6 ¢/kWh contra 23,18 ¢/kWh do Caso A, entretanto, todos os casos tiveram esse parâmetro maior que o médio de 2019 de 18,20 ¢/kWh (IRENA, 2020).

Tabela 11 – Comparação dos Casos modelados com o estudo do Agyekum.

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Navrongo	Tamale
Capacidade Líquida (MW)	0,57	0,57	0,57	0,57	100	100
Armazenamento	6 h	0h	6 h	0 h	12 h	12 h
LCOE real (¢/kWh)	23,18	23,17	23,18	23,17	25,83	28,60
LCOE nominal (¢/kWh)	40,35	40,34	40,35	40,34	30,72	34,01
PPA no início do projeto (¢/kWh)	29,92	30,02	5,14	5,14	21,70	24,25
PPA real (¢/kWh)	28,06	28,15	4,82	4,82	26,03	28,81
TIR estipulada	15%	15%	-	-	11%	11%
Ano da TIR estipulada	20	20	-	-	20	20
Valor Presente Líquido (\$)	1.003.215	792.639	-3.773.041	-2.923.953	3.633.594	3.633.971
Taxa Interna de retorno no final do projeto	16,10%	16,10%	-10,27%	-8,15%	12,77	12,77%
Custo de capital por capacidade (\$/kWh)	6.690,55	5.290,87	6.690,55	5.290,87	6.419,20	6.418,73

Fonte: Elaborada pelo Autor com o estudo do Agyekum.

6 CONCLUSÃO

As usinas Heliotérmicas operam por um ciclo térmico que se assemelha à produção de termelétricas convencionais, porém, com utilização da radiação solar como fonte de combustível adversamente de combustíveis fósseis. A geração de energia a partir dessa fonte vem crescendo ao longo dos anos, através da necessidade de diversificar e renovar a matriz elétrica global.

Uma das particularidades da tecnologia CSP em relação a outras fontes de energia renovável é a possibilidade do armazenamento da energia, possibilitando o despacho parcial de energia quando desejado. Isso ocorre pelo fato da planta se beneficiar da radiação solar disponível para aquecer um fluido, como ocorre em plantas com tanque para isolamento térmico, que é acionado conforme a demanda determinada.

O local escolhido para o estudo apresentado neste trabalho possui a vantagem na disposição de redes elétricas (Alta Tensão) nas proximidades, terreno próprio com topografia ideal para implementação da Usina e alta qualidade no recurso Solar disponível. Com base nesses critérios foram implementados 4 casos de estudo para geração Heliotérmica de tecnologia Calha Cilindro Parabólica, os quais foram modelados utilizando o System Advisor Model (SAM). Através do software foi possível determinar diferentes características para cada modelo para avaliar a implementação da tecnologia em Rosana – SP.

Foram averiguadas duas possibilidades diferentes de Projeto, uma com Sistema de Armazenamento térmico para 6 horas e a outra com ausência desse sistema. Com isso, foi observado um comportamento diferente na produção de energia, tal que, os sistemas com armazenamento tiveram maior regularidade, relacionado à maior segurança de abastecimento de energia à rede. Além de que o sistema com armazenamento teve 223,31 MWh mais energia líquida anual produzida em comparação com o sem armazenamento. Além da diferença por conta do sistema de armazenamento, também foram adicionadas variáveis diferentes para análise econômica dos Casos. O Caso A foi o mais eficiente, pela maior produção de energia, e menor preço para comercialização de energia (PPA) 29,92 ¢/kWh no primeiro ano, a qual foi aplicada uma correção de 6,65% ao ano, porém o Caso B teve retornos de receita na mesma proporção, precedido de tal, foram os que mais se destacaram no estudo.

Nos estudos financeiros, nos quais o preço da energia vendida foi atrelado ao preço médio de energia comercializado no ACL (5,14 ¢/kWh), não ocorreu o Payback descontado. Entretanto, os dois casos não tiveram retorno do investimento realizado, pelo fato do preço de

venda de energia (PPA) adotado. Porém, o sistema sem armazenamento (Caso D) teve maior amortização da dívida que no sistema com armazenamento (Caso C), isso se deu pelo maior custo de operação na Planta C, principalmente na compra de energia por consumo parasitário, precedido de tal, o fluxo de caixa anual no Caso D foi mais significativo.

Em relação à comparação dos projetos modelados com projetos em operação em diversas localidades, a capacidade líquida das usinas em operação escolhidas é de 88 a 176 vezes maior. Além da dimensão dos projetos, na comparação entre eles pela escolha do local pelo DNI Anual, a do projeto simulado só fica atrás da planta em Nevada. Porém, todos ficam acima do mínimo de 1900 kWh/m² definido pela literatura. Na comparação financeira, o custo nivelado de energia (LCOE) foi de aproximadamente 0,23 \$/kWh para os casos simulados, e estes foram os casos com maior LCOE dentre os analisados, atrás apenas do projeto da Espanha e dos Emirados Arabes Unidos, com LCOE iguais a 0,28 \$/kWh e 0,27 \$/kWh, respectivamente, valores esses diretamente relacionados com a Irradiação Direta Anual naquelas localidades.

Dos modelos realizados, os que tiveram retorno financeiro foram os Casos A e B, nos quais o Payback descontado ocorreu no 16º ano e taxa interna de retorno (TIR) de 16,10% no último ano de projeto. Ao comparar com a literatura, os LCOE dos modelos foram menores que os de Navrongo e Tamale (AGYEKUM, 2020), respectivamente, 25,83 ¢/kWh e 28,6 ¢/kWh contra 23,18 ¢/kWh do Caso A. Entretanto, todos os casos tiveram esse parâmetro maior que o LCOE médio de 2019 (18,20 ¢/kWh) estipulado pelo IRENA. Contudo, o Caso A foi definido como o mais atrativo entre os simulados, por possuir o Preço de venda da energia (PPA) mais competitivo que o do Caso B, além da vantagem de poder armazenar a energia para momentos que o PLD horário seja mais atrativo para o gerador.

O custo da tecnologia CSP ainda é alto comparado às outras fontes, além de depender da importação de equipamentos para a construção, precedido de tal, o câmbio se torna um fator determinante para a tecnologia ser difundida no Brasil, visto que o LCOE real das simulações é mais alto que o LCOE médio atual no mundo para tecnologia CSP. Entretanto, com a previsão de redução de custos dos equipamentos e fabricação nacional, seriam necessários novos estudos para análise de viabilidade.

7 APRIMORAMENTOS FUTUROS

O trabalho realizado no SAM conseguiu atender aos objetivos deste estudo. Entretanto, dada a complexidade do SIN e do modelo utilizado, existem melhorias possíveis de serem incorporadas em trabalhos futuros, como por exemplo adotar abordagem que vise o PLD horário para análise completa, com fim de otimizar a simulação, e observar o comportamento dos resultados da usina quando ela estiver em operação para fazer um paralelo com o trabalho.

8. REFERÊNCIAS:

ADOLFO, C. MODELAGEM NUMÉRICA DE TANQUES DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO APLICADA A SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO POR ADSORÇÃO. JOÃO PESSOA: UFPB - Campus I, 2015.

ABDELHADY, S. Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). *Renewable Energy*, 168, 332–342. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.074>, 2020.

AGYEKUM, E. B., & Velkin, V. I. Optimization and techno-economic assessment of concentrated solar power (CSP) in South-Western Africa: A case study on Ghana. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 40(100763), 100763, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100763>

ALVES, José Eustáquio Diniz. *Eficiência Energética*. Rio de Janeiro: Konrad Adenauer Stiftung, 2014.

ALY, A. et al. Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania. *Renewable Energy*, 135, 1224–1240, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.065>

Assaf Neto. A. *FINANÇAS CORPORATIVAS E VALOR* / Alexandre Assaf Neto - 7.ed. - São Paulo. Atlas, 2014.

Banco Central do Brasil. (2022.). Gov.br. Acesso em 14 de janeiro de 2022, do <https://www.bcb.gov.br/>

Banco de Dados de Projetos de Energia Solar Concentrada (SolarPACES - Solar Power and Chemical Energy Systems) (2020): Acessado: 15 de janeiro de 2022. Disponível a partir de: <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/index.cfm>

BARBOSA, L. K. P. ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA DE DIFERENTES SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM BASE NO PROJETO JAÍBA SOLAR. Universidade de Brasília, 2015.

BRUNO, F. M. R.; FRAGA, J. M. L. A CRISE CLIMÁTICA, O ACORDO DE PARIS E AS PERSPECTIVAS SOBRE O AQUECIMENTO GLOBAL APÓS A (DES)REGULAMENTAÇÃO AMBIENTAL DE WASHINGTON. *Revista Aurora*, v. 11, n. 1, p. 23–48, 2018.

CASTRO, G. M. AVALIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA PROVENIENTE DE USINAS HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. UFRJ, 2015.

CASTRO, L. C. E. ANÁLISE COMPARATIVA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM DIFERENTES REGIÕES BRASILEIRAS. BRASÍLIA: FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2016.

COSTA, S. P. L. *Armazenamento de Energia Térmica Através de Materiais de Mudança de Fase*. Porto: Faculdade de Engenharia do Porto, 2014.

CSP projects around the world, 2021. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>> Acesso em: 10 dezembro de 2021.

CUNHA, G. H. B. MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL NO ATP DE UM SISTEMA DOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE DE BAIXA TENSÃO. UBERLÂNDIA: UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, 2013.

CUNHA, P. Energia Heliotérmica: Uma Nova Aposta. Cenários Energia – Solar, 2021. <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/energia-heliotermica-uma-nova-aposta/>

DA SILVA, A. H. M., & Neto, A. C. Modelagem de uma Planta Heliotérmica CSP com Armazenamento de Calor e Hibridização para Petrolina. Revista De Engenharia E Pesquisa Aplicada, 4(2), 21-32, 2019. <https://doi.org/10.25286/rep.v4i2.957>

DE ARAÚJO, A. K. A. Modelagem Transiente do Armazenamento Térmico em Sistemas CSP. Natal: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2017.

DE OLIVEIRA, F. B. R. ENVELOPE No 02 -DOCUMENTOS DA PROPOSTA ECONÔMICA E GARANTIA DA PROPOSTA, 2020. <https://www.pi.gov.br/wp-content/uploads/2021/08/ANEXO-III.A-PLANO-DE-N%C3%89G%C3%93CIO-DA-CONCESSION%C3%81RIA-SPE-BRENGEPAR.pdf>

DE OLIVEIRA ALVES, L. Avaliação de um Sistema de Condicionamento Solar Para um Complexo de Ensino Universitário. Rio de Janeiro: UFRJ, 2020.

DIAS, M. A; PEREIRA. H. V; COELHO, R. UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA ATRAVÉS DE CONCENTRADOR SOLAR PARABÓLICO. 2015.

DOWLING, A. W., Zheng, T., & Zavala, V. M. (2017). Economic assessment of concentrated solar power technologies: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 72, 1019–1032. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.006>

ECOM. (2019, July 31). Data para implementar o PLD horário pode ser adiada de novo. E-com Energia. <https://www.ecomenergia.com.br/blog/data-para-implementar-o-pld-horario-pode-ser-adiada-de-novo/>

FERNANDES, M. B. ESTUDO DA TECNOLOGIA DE CONCENTRADOR SOLAR: MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM PLANTA PILOTO TERMOSSOLAR DO TIPO CILINDRO-PARABÓLICO. Araranguá: UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, 2019.

FORNARI, C. I. UNIDADE DE MONITORAMENTO AMBIENTAL PARA O ESTUDO DA IRRADIANCIA SOLAR E SENSORES. São José dos Campos: INPE, 2013.

FRANCO, A. C. A. PLATAFORMA DE SUPERVISÃO PARA A INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA. CURITIBA: INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO, 2019.

GAZOLI, J. R. et al. DIMENSIONAMENTO BÁSICO DO CAMPO SOLAR DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICO DA USINA TERMOSOLAR PORTO PRIMA-VERA. Gramado: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018

GOUVÊA, A. R., & de Abreu Azevedo., G. F. M. Potencial de desenvolvimento da fonte heli-otérmica no Brasil, 2021.

HACHICHA, A. A. et al. A review study on the modeling of high-temperature solar thermal collector systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 112, p. 280–298, 2019.

IEA. Concentrated solar power generation in the Net Zero Scenario, 2000-2030. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/concentrated-solar-power-generation-in-the-net-zero-scenario-2000-2030>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2021.

ILDEFONSO, L. F. N. Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo Calha Parabólica de 100 MWe. Belo Horizonte: UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, 2019.

INCENTIVESOLAR. Geração distribuída: o que é importante você saber! Disponível em: <<https://incentivesolar.com.br/geracao-distribuida/>>. Acesso em: 9 de dezembro de 2021.

IRENA and CPI (2020), Global Landscape of Renewable Energy Finance, 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2021). Global LCOE and Auction values. (n.d.). Retrieved January 10, 2022, from <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-LCOE-and-Auction-values>

IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JARAMILLO, O. A. et al. Parabolic trough concentrators for low enthalpy processes. *Renewable energy*, v. 60, p. 529–539, 2013.

KLEIN, Sharon J.W; Edward S. Rubin. Life cycle assessment of greenhouse gas emissions, water and land use for concentrated solar power plants with different energy backup systems, *Energy Policy*, 2013.

LIMA, J.D.; Scheitt, L.C.; Boschi, T. De F.; Silva, N.J. da; Meira, A.A. de; Dias, G.H. Propostas de ajuste no cálculo do payback de projetos de investimentos financiados. Página 166, 2013.

LODI, C. PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO A TECNOLOGIA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

LÓPEZ, M. J. Cerro Dominador, propriedade da EIG, inaugura planta de energia solar concentrada (CSP) no Chile, 2021. Disponível em: <<https://www.businesswire.com/news/home/20210608006150/pt/>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2021.

MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; PEREIRA, E. B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. *Energy Policy*, v. 48, p. 640– 649, 2012.

MOREIRA, J. R. S.; HERNANDEZ NETO, A. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. LTC, 2021.

NASCIMENTO, Gabriela Soares do. TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO PARA USINAS HELIOTÉRMICAS. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, Não use números Romanos ou letras, use somente números Arábicos., 2020, Fortaleza. Conversão Térmica com Concentradores. Fortaleza: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Produção, 2020. p. 1-11.

NOGUEIRA, R. M. VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA HELIOTÉRMICA EM SANTA CATARINA. Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

NEVES, C. E. V., Rodrigues, I. A., & Porto, M. C. Guia de Gerenciamento de Riscos de Obras Rodoviárias - Fundamentos. Ministério dos Transportes. Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes. Diretoria Executiva - Gerência de Riscos, 2013.

PADOVEZE, Clóvis Luís. Controladoria estratégica e operacional: conceitos, estrutura, aplicação / Clóvis Luís Padoveze. – 3. Ed. Rev. E atual. – São Paulo: Cengage Learning, 2015.

PARRADO, C; Girard, A; Simon, F; Fuentealba, E. 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert Chile. *Energy*, 1 (94) (2016), pp. 422-430, 2016.

PASCHOALOTTO, L. A. C. METODOLOGIA DE SUPORTE À TOMADA DE DECISÃO EM PROJETOS DE USINAS TERMOSOLARES ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO GEOESPACIAL. CURITIBA: INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO, 2018.

PASSOS, E. S.; FRAGOSO, M. R. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA USINA HELIOTÉRMICA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. CURITIBA: UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ CÂMPUS DE CURITIBA CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA, 2020.

PEREIRA, J. LCOE de sistemas fotovoltaicos: Como e por que calcular? Solaredge.com, 2020. <https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/lcoe-sistemas-fotovoltaicos-como-calcul>lar

REVE. Concentrated solar power had a global total installed capacity of 6,451 MW in 2019. Disponível em: <<https://www.evwind.es/2020/02/02/concentrated-solar-power-had-a-global-total-installed-capacity-of-6451-mw-in-2019/73360>>. Acesso em: 10 dezembro de 2021.

RIBEIRO, B. L. C.; DA SILVA, D. P. DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E O USO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL, 2014. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/bitstream/riufs/7820/2/DesenvolvimentoEnergiasRenovaveis.pdf>>. Acesso em: 23 de novembro de 2021.

RIGAMONTI, R. Ações em tecnologia e inovação para um futuro em transição energética.

Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=An1aDyJaEPY>>. Acesso em: 14 de dezembro de 2021.

SANTAMARTA, J. The cost of Concentrated Solar Power declined by 16%. HELIOSCSP, 2021. Acesso em: 04 de janeiro de 2022. from <https://helioscsp.com/the-cost-of-concentrated-solar-power-declined-by-16/>

SANT'ANNA, A. Projeto inédito desenvolvido por FURNAS permitirá geração de energia elétrica a partir de sistema solar heliotérmico, 2021. Disponível em: <<https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1627>>. Acesso em: 13 de dezembro de 2021.

SECUNDES, U. U. et al. UTILIZAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS NA GERAÇÃO SOLAR HELIOTÉRMICA. Gramado: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

SOARES, J. B., OLIVEIRA, L. B., et al (2018). Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica.

SOLARGIS. Disponível em: <https://www.researchgate.net/figure/Figura-8-Mapa-mundial-com-indices-de-radiacao-direta-Fonte-Teodo_fig2_330950905>. Acesso em: 25 de novembro de 2021.

TEODOSIO, M. G. D. [UNIFESP]. Informações de recurso solar para projetos de aproveitamento energético. 2021.

TURCHI, C; Mehos, M; Ho, C.K; Kolb, G.J. Current and future costs for parabolic trough and power tower systems in the US market. Renew Energy, 2010.

TURCHI, Craig S. et al. CSP Systems Analysis – Final Project Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-72856, 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72856.pdf>.

VIEIRA, L. S. R.; GUIMARÃES, A. P. C.; LISBOA, P. A. Energia solar heliotérmica. Renováveis, p. 8, jul. 2018.

WANG, A., Han, X., Liu, M., Yan, J., & Liu, J. (2019). Thermodynamic and economic analyses of a parabolic trough concentrating solar power plant under off-design conditions. Applied Thermal Engineering, 156, 340–350. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.062>

WIRZ, M. et al. Potential improvements in the optical and thermal efficiencies of parabolic trough concentrators. Solar energy (Phoenix, Ariz.), v. 107, p. 398–414, 2014.

ZAYED, M. E., Zhao, J., Li, W., Elsheikh, A. H., Zhao, Z., Khalil, A., & Li, H. Performance prediction and techno-economic analysis of solar dish/stirling system for electricity generation. Applied Thermal Engineering, 164(114427), 114427, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114427>