



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

RESULTADOS EXERGONECONÔMICOS E  
EXERGOAMBIENTAIS DE PLANTA DE POTÊNCIA  
INTEGRADA A TORRE SOLAR E HELIOSTATOS

JONATHAN LEANDRO BRANDO DE AZEVEDO  
NATAL- RN, 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

RESULTADOS EXERGOECONÔMICOS E  
EXERGOAMBIENTAIS DE PLANTA DE POTÊNCIA  
INTEGRADA A TORRE SOLAR E HELIOSTATOS

JONATHAN LEANDRO BRANDO DE AZEVEDO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como parte dos requisitos para a obtenção do título de **MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA**, orientado pelo Prof. Dr. Eduardo José Cidade Cavalcanti.

NATAL - RN

2019

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Sistema de Bibliotecas - SISBI  
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Azevedo, Jonathan Leandro Brando de.

Resultados exergoeconômicos e exergoambientais de planta de potência integrada a torre solar e heliostatos / Jonathan Leandro Brando de Azevedo. - 2019.

85f.: il.

Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de pós-graduação em engenharia mecânica, Natal, 2020.

Orientador: Dr. Eduardo José Cidade Cavalcanti.

1. Exergia - Dissertação. 2. Exergoeconomia - Dissertação. 3. Exergoambiental - Dissertação. 4. Campo solar - Dissertação. 5. Planta de potência - Dissertação. I. Cavalcanti, Eduardo José Cidade. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621

RESULTADOS EXERGONECONÔMICOS E  
EXERGOAMBIENTAIS DE PLANTA DE POTÊNCIA  
INTEGRADA A TORRE SOLAR E HELIOSTATOS

JONATHAN LEANDRO BRANDO DE AZEVEDO

Dissertação **APROVADA** pelo Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Mecânica (PPGEM) da Universidade Federal do Rio  
Grande do Norte

Banca Examinadora da Dissertação

Prof. Dr. Eduardo José Cidade Cavalcanti \_\_\_\_\_

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - Orientador

Prof.<sup>a</sup> Dra. Andrea Oliveira Nunes \_\_\_\_\_

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - Avaliadora Externa ao Programa.

Prof.<sup>a</sup> Dra. Monica Carvalho \_\_\_\_\_

Universidade Federal da Paraíba - Avaliadora Externa à Instituição.

NATAL, 06 de dezembro de 2019.

## **Agradecimentos**

Agradeço ao suporte e a ajuda do meu orientador, Eduardo José Cidade Cavalcanti, durante o desenvolvimento desse trabalho.

Meus agradecimentos a Janderson por ter me ajudado a entrar no programa de mestrado e por ter sido companheiro na graduação e em tantos outros momentos, pessoais e profissionais.

Agradeço também a minha família, amigos e namorada que acreditam e esperam coisa boas de mim.

Azevedo, J. L. B. **Resultados exergoeconômicos e exergoambientais de planta de potência integrada a torre solar e heliostatos**. 2019. 85 p. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2019.

## **Resumo**

A crescente demanda por geração de energia faz com que a busca por formas mais eficientes de produzir eletricidade, com menores custos e menores impactos ambientais, seja frequente entre as linhas de pesquisa. Esse trabalho analisou um ciclo de conversão de potência utilizando energia solar captada por meio de heliostatos e receptor de torre solar. O sistema de armazenamento de energia da planta foi dimensionado para manter a geração de energia elétrica 24 horas por dia e comparado ao mesmo ciclo operando 12 horas por dia. A simulação utiliza o parâmetro de radiação direta normal em Natal-RN com o objetivo de estudar o comportamento do ciclo na região. O modelo matemático foi desenvolvido no software EES e utilizou a metodologia SPECO. Os componentes do ciclo foram avaliados de acordo com análise exérgica, exergoeconômica e exergoambiental. O sistema solar foi responsável pelas maiores taxas de destruição de exergia e pior eficiência exérgica. Os resultados indicam que manter o ciclo funcionando por mais horas reduz potência e eficiência no ciclo e eleva o custo e o impacto ambiental da eletricidade. O custo específico da eletricidade variou entre 48,61 US\$/GJ e 85,80 US\$/GJ, para 12 h e 24 h de funcionamento, respectivamente. Comparado a outros ciclos, o impacto ambiental da eletricidade obtido nesse trabalho foi o menor: 0,54 mPt/kWh e 0,95 mPt/kWh para 12 h e 24 h de funcionamento, respectivamente. A abordagem exergoeconômica apontou os componentes críticos no ponto de vista econômico, enquanto a avaliação exergoambiental indicou os componentes críticos no ponto de vista ambiental.

Palavras-chave: exergia, exergoeconomia, exergoambiental, campo solar, planta de potência.

Azevedo, J. L. B. **Exergoeconomic and exergoenvironmental results of a solar power tower plant**. 2019. 85 p. Master's Dissertation in Mechanical Engineering - Federal University of Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2019.

## **Abstract**

The growing demand for power generation makes the search for more efficient ways to produce electricity, with lower costs and lower environmental impacts, be frequent among the research lines. This work analyzed a power conversion cycle using solar energy captured by heliostats and solar tower receiver. The thermal energy storage system has been sized to maintain electricity generation 24 hours a day and compared to the same cycle operating 12 hours a day. The simulation uses the normal direct radiation parameter in Natal-RN to study the cycle behavior in the region. The mathematical model was developed in the EES software and used the SPECO methodology. The cycle components were evaluated according to exergetic, exergoeconomic and exergoenvironmental analysis. The solar system was responsible for the highest rates of exergy destruction and worst exergy efficiency. The results indicate that keeping the cycle running longer hours reduces cycle power and efficiency while the cost and environmental impact of electricity increases. The specific cost of electricity ranged from 48.61 US\$/GJ to 85.80 US\$/GJ for 12 h and 24 h operation, respectively. Compared to other cycles, the environmental impact of electricity obtained in this work was the lowest: 0.54 mPt/kWh and 0.95 mPt/kWh for 12 h and 24 h operation, respectively. The exergoeconomic approach pointed out the critical components from the economic point of view, while the exergoenvironmental assessment indicated the critical components from the environmental point of view.

Keywords: exergy, exergoeconomy, exergoenvironmental, solar field, power plant.

## Lista de abreviaturas e siglas

AA1	Alimentador de Água Fechado 1
AA2	Alimentador de Água Fechado 2
BA1	Bomba de Água 1
BA2	Bomba de Água 2
BSF	Bomba de Sal Fundido Frio
BSQ	Bomba de Sal Fundido Quente
CCHP	Ciclo combinado de aquecimento e potência
Cond	Condensador
CRF	Fator de recuperação de capital
CRO	Ciclo Rankine orgânico
CSH	Campo Solar de Heliostatos
CSP	Sistemas de energia solar concentrada
Dea	Desaerador
DNI	Irradiação direta normal
EVA	Evaporador
Geot	Geotérmico
Ger	Gerador elétrico
HTF	Fluido de transferência de calor
PA	Pré Aquecedor
RA	Ré Aquecedor
Rank	Ciclo Rankine
Rec	Receptor da torre solar
SA	Super Aquecedor
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SPECO	Specific Exergy Costing
TAP	Turbina de Alta Pressão
TBP	Turbina de Baixa Pressão
TSF	Tanque de Sal Frio
TSQ	Tanque de Sal Quente
TV	Turbina a vapor



## Lista de símbolos

$A_{hel}$	Área de espelho do heliostato [m <sup>2</sup> ]
$b$	Impacto ambiental específico por unidade de exergia [mPt/GJ ou mPt/kWh]
$\dot{B}$	Taxa de impacto ambiental [mPt/h]
$c$	Custo específico por unidade de exergia [US\$/GJ]
$\dot{C}$	Taxa de custo [US\$/h]
$\dot{E}$	Taxa de exergia [kW]
$e_f$	Exergia física [kJ/kg]
$f$	Fator exergoeconômico [%]
$f_b$	Fator exergoambiental [%]
$h$	Entalpia [kJ/kg]
$i$	Taxa de juros [%]
$\dot{m}$	Vazão mássica [kg/s]
$n_{ano}$	Número de anos de operação
$n_h$	Número de horas anuais de operação
$N_{hel}$	Número de heliostatos
$P$	Pressão [kPa]
$\dot{Q}$	Taxa de calor [kW]
$r$	Diferença relativa de custo [%]
$r_b$	Diferença relativa de impacto ambiental [%]
$s$	Entropia [kJ/kgK]
$T$	Temperatura [°C]
$\dot{W}$	Potência [MW]
$Y$	Impacto ambiental do componente [mPt]
$\dot{Y}$	Taxa do impacto ambiental do componente [mPt/h]
$Z$	Custo de aquisição do componente [US\$]

$\dot{Z}$   
[US\$/GJ]

Taxa do custo de aquisição do componente

### Subscritos

0	Ambiente ou estado de referência
D	Destruída
e	Referente a eletricidade
entra	Entrada de volume de controle
f	Combustível
p	Produto
rec	Referente ao receptor
sai	Saída de volume de controle
sol	Referente ao sol

### Sobrescritos

PF	Formação de poluentes
----	-----------------------

### Símbolos gregos

$\varepsilon$	Eficiência exergética
$\eta_{att}$	Eficiência devido a atenuação atmosférica
$\eta_{int}$	Eficiência devido a interceptação ou desfocagem
$\eta_{ref}$	Eficiência devido a refletividade
$\eta_{cos}$	Eficiência devido ao efeito cosseno
$\eta_{sb}$	Eficiência devido ao sombreamento e bloqueio
$\eta_{CSH}$	Eficiência do campo solar de heliostatos
$\eta_{rec}$	Eficiência do receptor solar
$\phi$	Fator de manutenção

## Sumário

1	Introdução.....	1
2	Objetivos.....	5
3	Revisão Bibliográfica .....	6
3.1	Energia solar: tipos de coletores e tecnologias heliotérmicas .....	6
3.2	Componentes de planta de potência integrada a torre solar e heliostatos.....	11
3.2.1	Campo solar de heliostatos .....	11
3.2.2	Receptor central de torre solar .....	16
3.2.3	Sistema de armazenamento de energia .....	18
3.2.4	Bloco de potência .....	20
3.3	Pesquisas e análises em ciclos termodinâmicos .....	21
4	Metodologia .....	29
4.1	Descrição do sistema .....	29
4.2	Análise energética e exérgica .....	33
4.3	Análise Exergoeconômica.....	38
4.4	Análise Exergoambiental.....	43
5	Resultados e Discussões.....	48
5.1	Resultados energia solar.....	48
5.2	Resultados exérgicos .....	49
5.3	Resultados exergoeconômicos .....	53
5.4	Resultados exergoambientais .....	64
5.5	Análise de Sensibilidade .....	73
6	Conclusões .....	75
7	Referências.....	77
8	Apêndices .....	83
8.1	Apêndice A – Equações para custo de equipamentos .....	83

8.2 Apêndice B – Equações para o impacto ambiental dos equipamentos

.....83

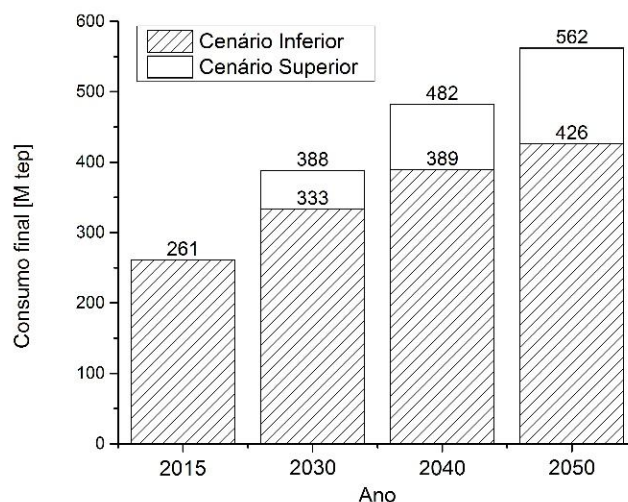
## 1 Introdução

É estimado um aumento de 50% da população até o ano de 2050. Diante deste cenário, é imprescindível garantir o atendimento de um contingente quantitativo crescente de população neste período atrelado à crescente demanda de serviços de maior qualidade gerada pelo crescimento da renda per capita (EPE, 2018).

A demanda brasileira por energia final foi avaliada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018) a partir de uma estimativa do comportamento entre os anos de 2015 e 2050. O crescimento na demanda por energia foi significativo para ambos os casos avaliados: o cenário inferior que apresenta um crescimento econômico com taxa média de PIB nacional de 1,6% ao longo dos anos avaliados e o cenário superior que estima taxa média de 3%, caracterizado pelo atendimento de elevada demanda por energia.

A figura 1, extraída do documento da EPE (2018) apresenta um gráfico em que é possível conferir o crescimento da demanda por energia no Brasil em ambos os cenários, superior e inferior, em megatonelada equivalente de petróleo (M tep). Para os dois cenários, a crescente demanda por energia foi evidenciada.

Figura 1 – Expectativa do aumento da demanda de energia no Brasil entre os anos de 2015 e 2050.



Fonte: Adaptada de EPE (2018)

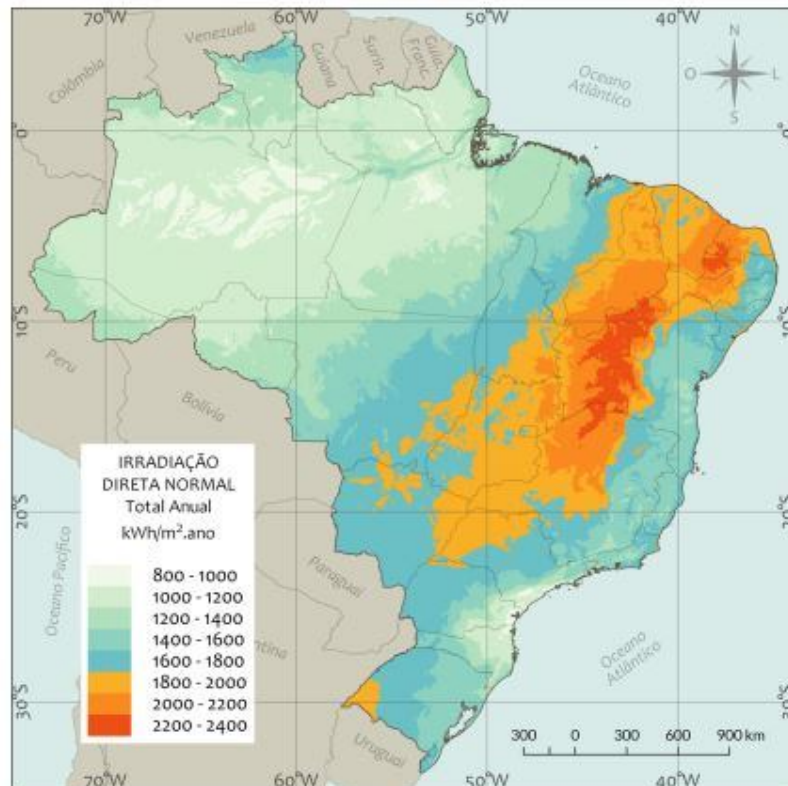
Segundo a EPE (2018), uma das alternativas para atendimento da demanda de energia elétrica é o aproveitamento de energias renováveis, entre elas a energia solar. Qoaidar, Thabit e Kiwan (2017), ressaltam que as energias renováveis estão ganhando importância devido à crescente escassez de combustíveis fósseis, às mudanças climáticas em andamento e, por último, aos riscos que acompanham o uso de energia nuclear. Nesse mercado, as usinas térmicas solares oferecem potencial para produção de eletricidade e apresentam soluções sustentáveis com utilização de combustível infinito na natureza e menos impactos ambientais associados a conversão de energia elétrica.

Exemplo de tecnologia com fonte de energia renovável, a tecnologia heliotérmica é um processo de uso do acúmulo do calor proveniente dos raios solares para a geração de energia elétrica de forma indireta, pois primeiramente essa energia é transformada em energia mecânica antes de ser convertida em energia elétrica (PEREIRA et al., 2017).

De forma distinta às outras fontes de energia, a energia do sol é variável ao longo do dia e apresenta uma variabilidade diretamente ligada a condições meteorológicas locais e fatores astronômicos relacionados ao movimento orbital e de rotação da Terra (PEREIRA et al., 2017). Sendo assim, informações confiáveis sobre o comportamento das variabilidades em uma região são imprescindíveis para o desenvolvimento e aplicação de projetos solares.

Pereira et al. (2017) destaca a região do semiárido nordestino como a mais promissora para a aplicação de energia solar heliotérmica no Brasil. Pois, a região é a que apresenta melhores taxas de radiação direta solar durante o ano, baixas nebulosidades e a menor variabilidade de energia solar entre todas as regiões brasileiras. Uma vez que a concentração de energia solar térmica só ocorre com a radiação direta solar a figura 2 apresenta um mapa do total anual de irradiação solar direta normal utilizada por Pereira et al. (2017) para destacar as áreas com maior potencial de aproveitamento de energia solar térmica concentrada.

Figura 2 – Mapa da irradiação direta normal total anual no Brasil.



Fonte: Pereira et al. (2017)

Entre as tecnologias heliotérmicas, a tecnologia de receptor central em torre solar se apresenta como a mais promissora devido às melhorias de desempenho esperadas e reduções de custos associadas às inovações tecnológicas, em um futuro próximo, dos três principais subsistemas: os heliostatos, o receptor e o bloco de potência (BEHAR; KHELLAF; MOHAMMEDI, 2013).

Dados levantados por Behar, Khellaf e Mohammadi (2013), estimam que cerca de 30% dos estudos publicados sobre receptores centrais de torre solar são relacionados aos sistemas de conversão de potência integrada. Outros pontos de interesse são os heliostatos e sua distribuição, cavidade dos receptores, receptores volumétricos e sistemas de controle e seguimento.

Quanto a análise de sistemas de conversão de potência, resultados exergoeconômicos são aqueles que combinam análise de exergia com princípios econômicos para fornecer informações cruciais para o desenvolvimento e operação de sistemas economicamente mais efetivos (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996). Enquanto a finalidade de obter e avaliar resultados exergoambientais está na

intenção de incorporar critérios de sustentabilidade aos processos de conversão de energia (CAVALCANTI, 2016). Assim, além da avaliação de processos mais eficientes a baixo custo, também há a avaliação de processos associados a baixos impactos ambientais. A motivação das metodologias aplicadas nesse trabalho é melhorar o sistema de conversão de energia.

Portanto, esse trabalho tem como objetivo avaliar a aplicação de um ciclo de potência integrado a torre solar e heliostatos. Os dados referentes à radiação solar utilizados no modelo matemático desenvolvido foram mensurados para a cidade de Natal-RN, por causa da intenção em reproduzir o comportamento desse ciclo aplicado na região do nordeste brasileiro. A metodologia aplicada por essa pesquisa utiliza a análise exérgica, exergoeconômica e exergoambiental para avaliar os parâmetros obtidos para o ciclo de potência e comparar os resultados atingidos com os resultados obtidos em análises de outros autores. Os equipamentos com maior potencial de melhoria para o sistema termodinâmico, do ponto de vista econômico e ambiental, foram identificados e discutidos.



## 2 Objetivos

O objetivo geral dessa dissertação é analisar um ciclo de potência auxiliado por um sistema solar, aplicado na região nordeste do Brasil, sobre o ponto de vista exergético, exergoeconômico e exergoambiental.

Os objetivos específicos são:

- Conhecer o comportamento de um campo solar com heliostatos;
- Realizar balanço de massa, energia, exergia, exergoeconômico e exergoambiental;
- Avaliar a destruição de exergia e eficiência exergética dos componentes do ciclo;
- Calcular o custo e o impacto ambiental específicos do produto do ciclo;
- Comparar resultados de custo e impacto específico com os obtidos por outros autores; e
- Identificar os componentes do sistema com o maior potencial de melhoria, de acordo com metodologia exergoeconômica e exergoambiental.

### 3 Revisão Bibliográfica

Nesta seção serão abordados os temas referentes à energia solar, componentes da planta de potência integrada a torre solar e heliostatos e estudos em ciclos de potência integrados a sistemas solares utilizando as metodologias utilizadas nesse trabalho.

#### 3.1 Energia solar: tipos de coletores e tecnologias heliotérmicas

O componente principal de um sistema solar é o coletor solar. Existem basicamente dois tipos de coletores solares: coletores não concentradores possuem a mesma área de interceptação e absorção de radiação solar, enquanto coletores concentradores usualmente têm superfícies que interceptam e refletem a radiação solar em uma área menor, receptor, aumentando a densidade do fluxo de radiação. (KALOGIROU, 2009).

Os sistemas de coletores solares não concentradores utilizam a energia do sol para aproveitamento da energia térmica. São utilizados em aplicações que requerem temperaturas moderadas, por volta de 100°C, e suas aplicações são basicamente aquecimento de água para utilização domiciliar, aquecimento para processos industriais, secagem, controle térmico de ambientes, etc. (STINE; GEYER, 2001)

Stine e Geyer (2001) observam que a concentração de energia solar se torna necessária à medida que as aplicações deixam de ser sistemas de aquecimento e passam a ser sistemas termodinâmicos para produção de eletricidade, onde as temperaturas do fluido aquecido pela energia solar necessitam ser mais elevadas. Requisitos de precisão e qualidade ótica são variáveis importantes para os coletores solares concentradores e para garantir altos valores de concentração solar esse tipo de concentrador é projetado para "seguir" a posição do sol de modo que a radiação solar seja sempre direcionada para o receptor.

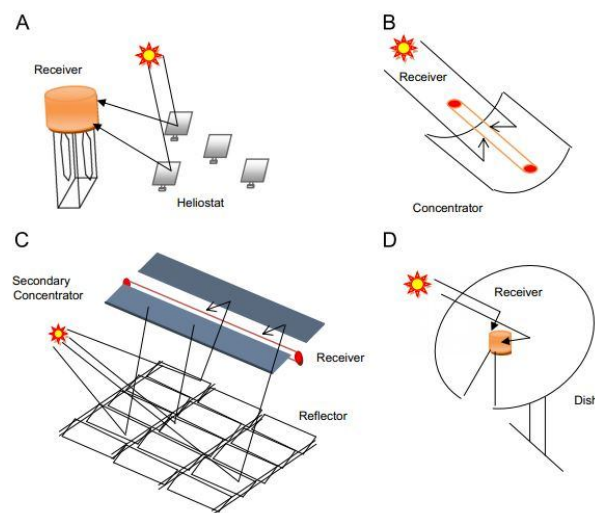
Vantagens na utilização de coletores concentradores são listadas por Kalogirou (2009): fluidos de trabalho alcançam maiores temperaturas e logo maiores eficiências termodinâmicas; a eficiência termodinâmica é maior devido a pequena área de perda de calor em relação a área do receptor; devido à área relativamente pequena do receptor por unidade de energia solar coletada, o tratamento seletivo da

superfície e o isolamento a vácuo para reduzir as perdas de calor e melhorar a eficiência do coletor são economicamente viáveis; e o custo por unidade de área da superfície de coleta solar é menor que o de um coletor de placas planas não concentrador.

De acordo com Pereira et al. (2017), as tecnologias que utilizam concentradores solares são comumente reconhecidas pelo mundo pelo termo “*Concentrated Solar Power (CSP)*”. No Brasil os termos mais utilizados são: energia solar térmica concentrada ou somente energia heliotérmica.

O trabalho de Behar, Khellaf e Mohammedi (2013) comenta como os concentradores solares ainda são divididos em dois subgrupos: os de concentração linear e os de concentração bidimensional. As tecnologias que utilizam a concentração linear são os coletores parabólicos e os coletores Fresnel. A concentração, nesse caso, ocorre em uma linha onde há o dispositivo absorvedor de energia. A concentração bidimensional concentra os raios solares em um ponto permitindo temperatura de trabalho mais elevada e conseqüentemente obtendo maiores eficiências termodinâmicas. Os discos concentradores e as torres solares com receptor central são as tecnologias mais utilizadas para essa aplicação. Na figura 3 há um desenho esquemático para cada uma das quatro tecnologias que utilizam concentradores solares citadas anteriormente.

Figura 3 – Sistemas solares. A) Receptor central de torre solar. B) Calhas parabólicas. C) Fresnel. D) Discos parabólicos.



A tabela 1 mostra uma comparação entre as principais tecnologias CSP.

Tabela 1 – Tabela de comparação entre as tecnologias heliotérmicas.

	Refletores Parabólicos	Refletores Lineares Fresnel	Discos Parabólicos	Sistemas de Receptor Central
Aplicações	Centrais ligadas à rede elétrica; Maior unidade comercial construída: 80 MW.	Centrais ligadas à rede elétrica; Maior unidade comercial construída: 5 MW.	Sistemas singulares, aplicações remotas ou centrais ligadas à rede elétrica; Maior unidade comercial construída: 25 kW/unidade.	Centrais ligadas à rede elétrica; Maior unidade comercial construída: 20 MW.
Vantagens	Disponível comercialmente há 25 anos; Eficiência anual de conversão solar/elétrica comprovada comercialmente; Custos de operação e manutenção comprovados comercialmente; Centrais híbridas comprovadas; Capacidade de armazenamento térmico.	Menores custos materiais; Menores custos de operação e manutenção; Menor custo de energia elétrica; Possível criação de centrais híbridas; Bom aproveitamento do terreno.	Possível produção em massa permitirá baixar os custos; Eficiência de conversão muito elevada (30%); Modularidade; Possibilidade de funcionamento híbrido; Não necessita de água; Não necessita de terreno plano.	Boas perspectivas de médio prazo para eficiências de conversão solar/elétrica elevadas; Possibilidade de atingir temperaturas superiores a 1000°C; Armazenamento térmico a temperaturas elevadas; Possibilidade de criar centrais híbridas; Não necessita de terreno plano.
Desvantagens	Temperaturas de operação limitadas a 400°C (com fluido de transferência de calor); Necessita de água; Necessita de terreno plano.	Temperaturas de operação mais baixas; Baixa eficiência de conversão solar/elétrica; Necessita de água; Necessita de terreno plano; Tecnologia com entrada recente no mercado elétrico.	Falta de armazenamento térmico; Motores híbridos ainda estão em fase de desenvolvimento; Problemas de integração na rede elétrica; Tecnologia com entrada recente no mercado elétrico.	Os valores de produção anuais e os custos de operação e manutenção ainda não estão completamente provados em aplicação comercial.

Fonte: Adaptado de Eustáquio (2011).

De acordo com Behar, Khellaf e Mohammedi (2013), os receptores centrais apresentam o maior potencial para desenvolvimento entre as quatro tecnologias. A

tecnologia de calhas parabólicas apresenta o menor risco de investimento pois seu uso comercial já é dito como provado enquanto os receptores centrais estão em fase de comprovação comercial e as outras tecnologias ainda se encontram em fases iniciais de desenvolvimento e demonstração.

Behar, Khellaf e Mohammedi (2013) destaca como vantagem competitiva, em relação as outras tecnologias heliotérmicas, as altas temperaturas de operação que as torres solares podem atingir: acima de 1000 °C. Embora os discos parabólicos, os quais concentram a energia solar em um único receptor, atinjam temperaturas ainda maiores, o seu desenvolvimento ainda está em estágio de demonstração e sua capacidade de produção atual em MW é muito menor em comparação a torre solar. A capacidade de produção dos discos parabólicos é de 0,01 a 0,025 MW enquanto a produção típica de uma planta com receptor central está entre 10 e 200 MW. As torres solares possuem facilidade para a integração de sistemas híbridos e por ser uma tecnologia em desenvolvimento tem um ótimo potencial para redução de custos e aprimoramento de eficiência.

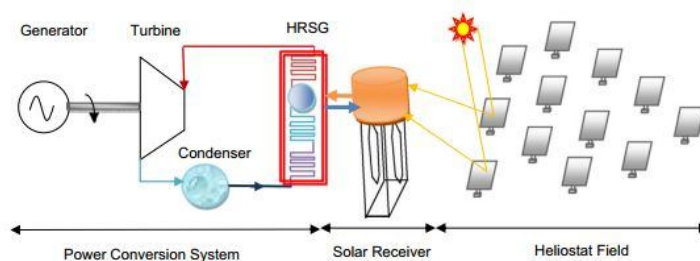
Para validar a afirmação de que as torres solares têm se mostrado promissoras e há potencial em seu desenvolvimento, Pereira et al. (2017) utiliza como exemplo o fato da usina Gemasolar na Espanha ter tido seu uso comercial comprovado com a produção de energia elétrica por 24 horas seguidas. A utilização por horas seguidas mesmo em períodos de nebulosidade ou ausência de sol é um grande diferencial da geração heliotérmica de eletricidade. Isso foi alcançado devido a possibilidade de armazenamento de energia com óleos ou sais fundidos para alimentação do sistema de potência quando não há radiação direta solar instantânea.

O sistema de receptor central em torres solares utiliza um campo solar com centenas ou milhares de heliostatos, controlados por computadores, seguindo individualmente o sol, em dois eixos, e focando a radiação solar no receptor que se encontra no alto da torre solar (BEHAR; KHELLAF; MOHAMMEDI, 2013). De acordo com Falcone (1986), o campo solar de heliostatos é localizado ao redor da torre ou disposto em um lado dela (para o hemisfério norte os heliostatos devem estar a norte da torre e para o hemisfério sul, eles devem estar no lado sul da torre). No receptor, a radiação é convertida em calor e transferida para o fluido de transferência

de calor. Esse fluido pode ser utilizado para alimentar um gerador de vapor ou um bloco de potência.

A configuração básica de uma planta de potência de torre solar é apresentada na figura 4. Estão destacados os três principais subsistemas, de acordo com Behar et al. (2013), o campo de heliostatos, receptor e o sistema de conversão de potência.

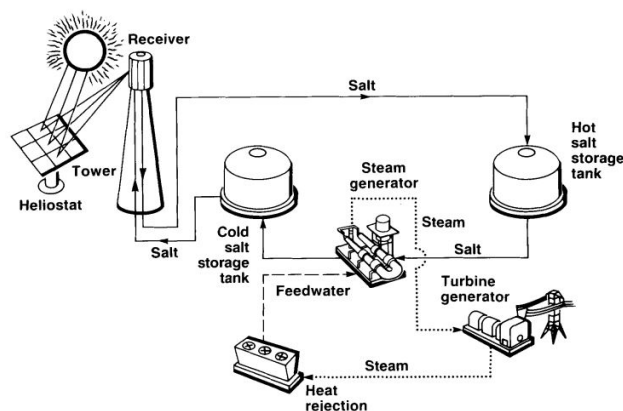
Figura 4 – Esquema conceitual básico de planta de potência com torre solar e heliostatos.



Fonte: Behar, Khellaf e Mohammedi (2013)

Sendo o sistema de armazenamento de energia uma importante vantagem desse tipo de tecnologia, o fluido de transferência de calor pode ser armazenado em tanques para utilização posterior em casos de dias nublados ou períodos sem sol. A figura 5, apresenta o esquema de um ciclo de potência com torre solar e heliostatos que possui sistema de armazenamento de energia utilizando sal fundido como fluido de transferência de calor. Embora existam outras configurações para o sistema de armazenamento e outros tipos de fluidos de transferência de calor, essa foi a configuração básica do ciclo analisado nesse trabalho.

Figura 5 – Esquema de planta de potência com SAE, torre solar e heliostatos.



Fonte: Falcone (1986).

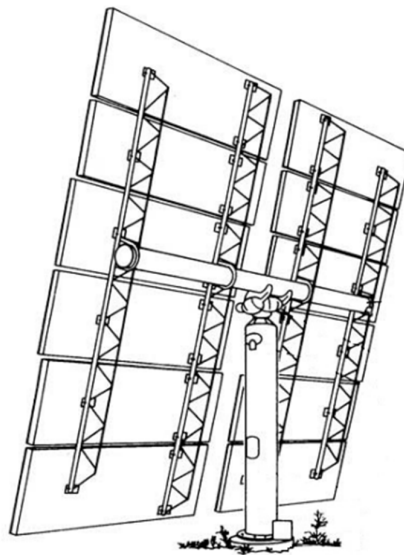
### 3.2 Componentes de planta de potência integrada a torre solar e heliostatos

Esta seção apresenta com mais detalhes alguns dos componentes que compõe uma planta de geração de potência integrada a um campo solar de heliostatos e torre solar.

#### 3.2.1 Campo solar de heliostatos

Os principais componentes de um heliostato são o conjunto de espelhos, a estrutura de suporte e o sistema de seguimento do sol em dois eixos. O material utilizado na superfície dos heliostatos mais modernos é o vidro espelhado fino com baixo teor de ferro para uma maior refletividade, maior resistência a oxidação e melhor durabilidade (STINE; GEYER, 2001). A figura 6 demonstra o esquema de um heliostato utilizado na usina “Solar One”. A usina “Solar One” foi a primeira planta de potência com torre solar construída para demonstração em larga escala (KALOGIROU, 2009).

Figura 6 – Representação de heliostato.



Fonte: Stine e Geyer, 2001.

Os heliostatos de um sistema solar podem representar cerca de 40% do custo de uma central de torre solar (COLLADO; GUALLAR, 2013). Dessa forma o seu custo deve ser o mais baixo possível para que a geração de eletricidade seja competitiva em relação a usinas convencionais.

De acordo com Stine e Geyer (2001), os heliostatos aplicados em sistemas solares se caracterizam por ser de grandes dimensões ou de pequenas dimensões. Os de maior dimensão possuem área espelhada variando entre 60 e 120 m<sup>2</sup>. Estima-se que o aumento dessa área possa fazer com a que a necessidade de número de heliostatos diminua e assim o custo devido ao sistemas de seguimento seja menor. Por sua vez, os heliostatos de pequenas dimensões possuem cerca de 10 m<sup>2</sup> de área espelhada e conseqüentemente exigem sistemas de seguimento menos custosos. Os menores custos para instalação dos heliostatos de pequeno porte podem representar uma redução de 16% em relação aos custos dos heliostatos de maior dimensão. A usina “*Sierra SunTower*”, na figura 7, é um exemplo de aplicação desses heliostatos de menor porte.

Figura 7 – Usina “*Sierra Sun Tower*” com heliostatos de pequena dimensão.



Fonte: Stine e Geyer, 2001.

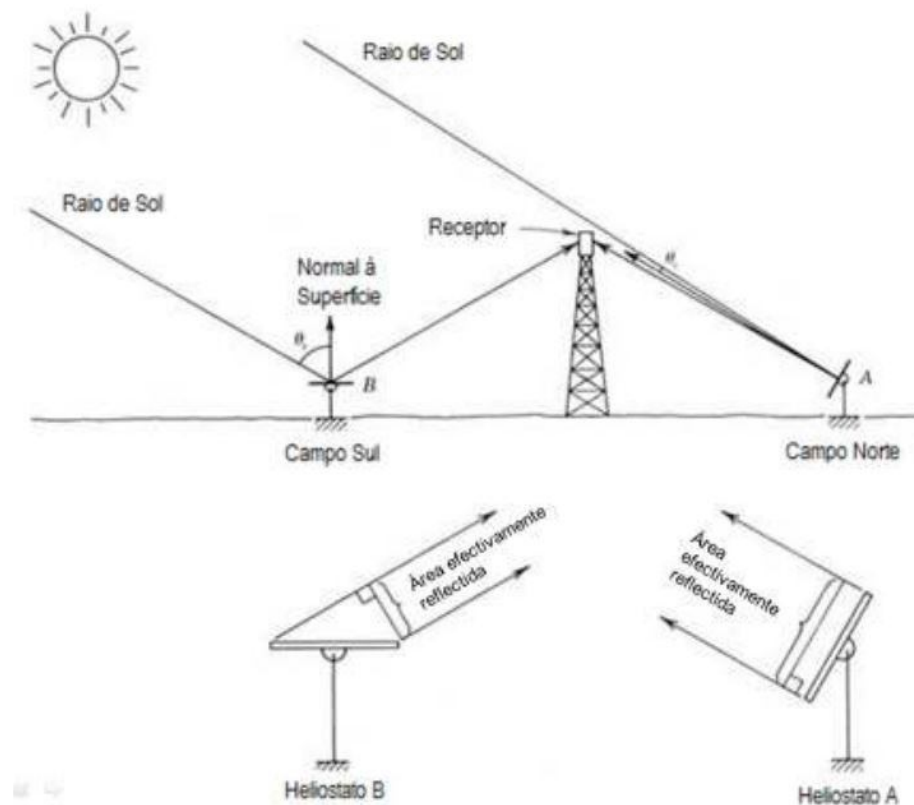
A eficiência de um campo de heliostatos é definida a partir dos mecanismos de perda de energia, parâmetros que são levados em conta para o projeto do campo solar. Os mecanismos de perda representam a quantidade de energia proveniente do sol que é perdida antes de atingir o receptor e definem a eficiência ótica do campo de heliostatos. Para a eficiência ótica são consideradas as perdas: por efeito cosseno, por sombreamento e bloqueio, por atenuação atmosférica, por desfocagem e por refletividade do heliostato.

Stine e Geyer (2001) afirmam que o principal mecanismo de perda a ser considerado em um campo é a perda devido ao efeito cosseno. Esta eficiência depende da posição do sol e da posição do heliostato em relação ao receptor. É o



ângulo formado entre os raios solares e a componente normal da superfície dos heliostatos. Como a posição do sol varia com o tempo e cada heliostato de um campo está localizado em uma posição diferente, a eficiência devido ao efeito cosseno vai variar com o tempo e posição do sol para cada instante. A figura 8 representa o efeito cosseno em dois heliostatos distintos. O primeiro tem maior perda de energia devido a posição que precisa assumir para refletir os raios solares, enquanto o segundo apresenta menor perda pois sua normal está praticamente na direção do receptor.

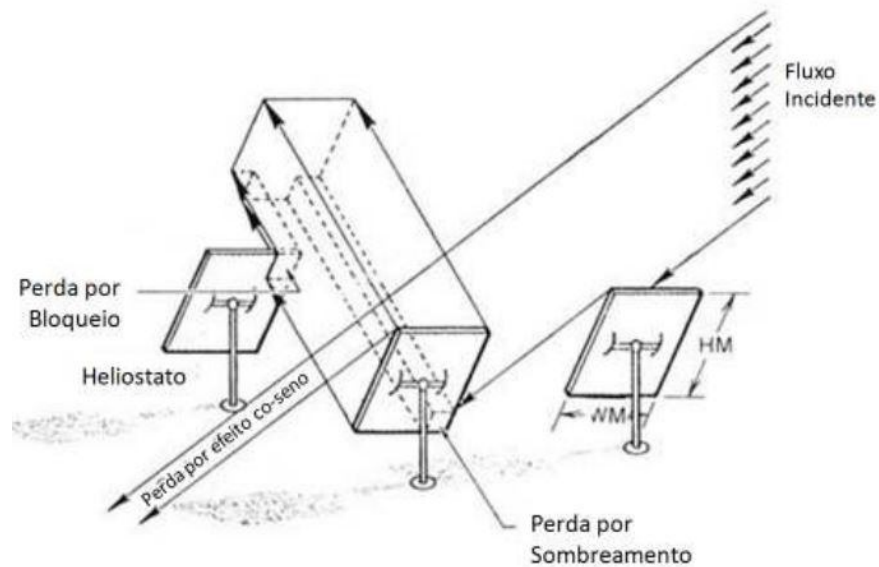
Figura 8 – Representação do mecanismo de perda por efeito cosseno.



Fonte: Stine e Geyer, 2001.

O sombreamento diz respeito a sombra de um heliostato projetada na superfície de outro heliostato. Enquanto isso, o bloqueio acontece quando um heliostato impede que o fluxo de energia transmitido por outro alcance o receptor. A figura 9 demonstra os dois efeitos.

Figura 9 – Representação do mecanismo de perda por sombreamento e bloqueio.



Fonte: Stine e Geyer, 2001.

As perdas devido aos efeitos de sombreamento e bloqueio são função do espaçamento entre os heliostatos, da altura da torre e da posição do sol. A otimização de campos de heliostatos quanto a esse efeito é alcançada somente com programas complexos de computação. Collado (2009) desenvolveu um algoritmo para estimar esse efeito, devido à complexidade das variáveis o programa desenvolvido considerava apenas o efeito produzido pelos dois heliostatos que estão em cada um dos dois lados do heliostato de referência.

Os algoritmos de otimização resultam em campos organizados de acordo com um padrão radial. O objetivo é minimizar o espaço requerido pelos heliostatos na mesma medida em que se diminui os efeitos de perda. Na prática, é comum e descrito por Stine e Geyer (2001) que os heliostatos mais próximos da torre sejam arranjados mais próximos uns dos outros com uma distância de segurança para evitar interferências mecânicas. Por sua vez, a medida que se distanciam da torre, os heliostatos são dispostos com um maior espaçamento entre eles para que o efeito de perda devido ao bloqueio diminua.

De acordo com Besarati e Goswani (2014), a eficiência de um heliostato devido a atenuação atmosférica é referente a atenuação da radiação refletida à medida que percorre o ar até alcançar o receptor e limita a distância entre um

heliostato e a torre. A eficiência devido a atenuação atmosférica de um heliostato é menor a medida em que ele se distancia da torre.

A perda por efeito de desfocagem ocorre devido as características do receptor e do heliostato. Essa perda é referente a quantidade de energia que foi direcionada pelo heliostato mas que não atingiu a superfície do receptor. Uma parte da imagem refletida pode falhar ao interceptar o receptor devido a vários fatores, como precisão de rastreamento, forma do sol, não uniformidade da superfície do espelho, a precisão da superfície de espelhos, a propagação do feixe de radiação e a precisão do alinhamento dos espelhos, etc. (BESARATI; GOSWANI, 2014).

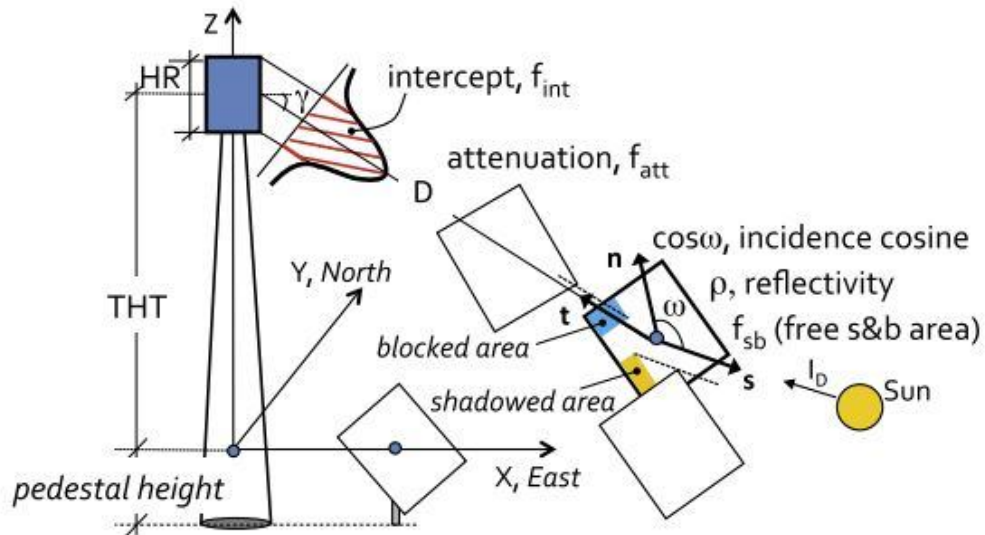
Aumentar o tamanho do receptor pode diminuir a perda por desfocagem. Porém, receptores maiores resultam em maiores perdas de calor por radiação e convecção na superfície do receptor. De qualquer forma, os receptores são fabricados de forma suficiente para interceptar a maior parte do fluxo de radiação refletida e para manter valores de fluxo de incidência em faixas aceitáveis. O sistema de seguimento também possui significativa importância para a diminuição das perdas por desfocagem. O sistema de seguimento garante o fluxo de radiação no local certo. Os erros ocasionados pelo sistema de seguimento são mais sentidos em heliostatos mais distantes do receptor. Para os heliostatos mais próximos o ponto crítico é ocasionado pela pequena projeção do receptor nessa zona, isso pode ocasionar erro no posicionamento e no contorno do fluxo refletido (STINE; GEYER, 2001).

A última parcela de perdas a ser considerada para a eficiência de um heliostato é referente a refletividade da sua superfície, ou seja, a eficiência que o heliostato possui para refletir radiação. Collado e Guallar (2013) adicionam a esse efeito de perda uma eficiência que diz respeito a limpeza da superfície do heliostato, considerando que a superfície dos espelhos não estará limpa durante todo o período de utilização do campo de heliostato e que a sujeira na superfície tem efeito significativo na diminuição da refletividade. A limpeza dos heliostatos depende da manutenção da usina.

Portanto, a eficiência ótica de um heliostato é alcançado pelo produto de todas as cinco eficiências expostas nos últimos parágrafos: eficiência quanto a perda por efeito cosseno, por sombreamento e bloqueio, por atenuação atmosférica, por

desfocagem e por refletividade. O esquema da figura 10 apresenta as perdas entre o fluxo de energia que atinge o heliostato e o fluxo de energia que o receptor recebe do heliostato.

Figura 10 – Representação dos mecanismos de perda em heliostato.



Fonte: Collado e Guallar, 2013.

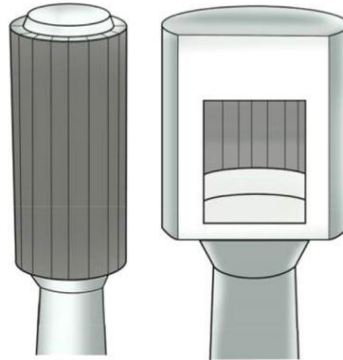
### 3.2.2 Receptor central de torre solar

O sistema de receptor central solar com torre solar é baseado em um campo de heliostatos os quais refletem a energia solar incidente até o receptor central que se localiza no alto de uma torre solar. O receptor funciona como uma caldeira onde um fluido é aquecido devido a troca de calor com a energia solar concentrada no sistema. Retomando o que foi dito anteriormente, Stine e Geyer (2001) mencionam que esse tipo de sistema direciona toda a energia concentrada para uma única região de coleta central. Dessa maneira, esse tipo de tecnologia é caracterizado por altos níveis de potência, de 1 a 500 MW, e altas temperaturas, em torno de 540 e 840°C.

O receptor de uma torre solar é instalado em um ponto onde a energia refletida pelos heliostatos possa ser interceptada de forma mais eficiente possível. No receptor, a energia solar é transferida por condução e convecção para um fluido de transferência de calor (*Heat Transfer Fluid, HTF*) atingindo alta temperatura que permita a geração de eletricidade em uma planta de potência. Eles são encontrados

comumente em duas configurações: os receptores de cavidade e os receptores externos. A figura 11 demonstra um desenho de um receptor cilíndrico externo e um de cavidade.

Figura 11 – Receptor cilíndrico externo, à esquerda, e receptor de cavidade, à direita.



Fonte: Ho e Iverson (2014)

Kalougirou (2009) afirma que a configuração ideal para um receptor central de torre solar é função de diversas variáveis. Tais como: a energia refletida, a energia absorvida, perdas térmicas, custos e layout do campo de heliostatos. O autor sugere que os receptores cilíndricos são melhor empregados para campos grandes de heliostatos e para fornecer energia a plantas de potência operando em ciclo Rankine. Por sua vez, os receptores de cavidade se adequariam melhor para fornecer energia a ciclos de turbina Brayton, onde altas temperaturas são requeridas.

Alguns estudos foram propostos com o objetivo de avaliar a eficiência dos receptores solares. Rodriguez-Sanchez, Sanchez-Gonzalez e Santana (2015) avaliaram a eficiência do receptor de torre solar operando com sal fundido como fluido de troca de calor. Eles utilizaram um método denominado de “*Power-on Method*” e os dados referentes a planta de potência “*Solar Two*”, planta que operava em Califórnia nos Estados Unidos da América, relacionando a energia média absorvida pelo fluido de trabalho e a energia incidente no receptor. O trabalho realizado por esses autores foi feito com base no proposto por Pacheco, Houser e Neumann (1994), o qual calculou a eficiência do receptor para condições de operação em regime permanente e constantes valores de temperatura de entrada e saída do sal fundido no receptor, bem como, um valor constante para as condições de velocidade do ar. Ainda, Pacheco, Houser e Neumann (1994) admitiram que as

perdas térmicas no receptor cilíndrico eram independentes a quantidade de energia incidente no receptor. Enquanto Pacheco, Houser e Neumann (1994) obtiveram performances do receptor variando entre 80 e 87% a metodologia sugerida por Rodriguez-Sanchez, Sanchez-Gonzalez e Santana (2015) consideravam que a quantidade de energia incidente na superfície do receptor faria com que a quantidade de energia térmica perdida variasse. Variando a quantidade de energia incidente no receptor entre 100 e 50% da sua capacidade, os autores obtiveram resultados mais precisos para o rendimento térmico do receptor. Esses resultados variam entre 76 e 87%. De forma que quanto maior for a quantidade de energia incidente, maior será a eficiência.

Ho e Iverson (2014) fizeram comparações entre os tipos de receptores de torre solar com respeito aos diferentes tipos de fluidos de transferência de calor, receptores que utilizam gás, líquido ou partículas sólidas. A respeito do receptor que utiliza fluido líquido – como os sais fundidos – é destacado que temperaturas acima de 600 °C podem ser alcançadas e embora seja uma temperatura menor que as alcançadas em receptores utilizando gás ou partículas sólidas a eficiência térmica obtida por esse receptor situa-se entre 80 e 90%, tornando-o atrativo no ponto de vista termodinâmico. Dentre os benefícios destacados para o receptor que utiliza líquido estão a possibilidade de alcançar altas pressões, menor perda por bombeamento, redução das perdas térmicas, redução do tempo de partida para transferência de calor por absorção direta e capacidade para trabalhar com baixos níveis de insolação.

### **3.2.3 Sistema de armazenamento de energia**

Em contraste com outras fontes de energia renováveis, como a eólica, os sistemas solares com concentradores de energia têm a grande vantagem de poder ser integrada facilmente a um sistema de armazenamento de energia (WELLMANN, 2015). Ainda segundo o autor, a integração com sistemas de armazenamento de energia pode diminuir o custo nivelado de produção de energia elétrica em torno de 10 a 20%.

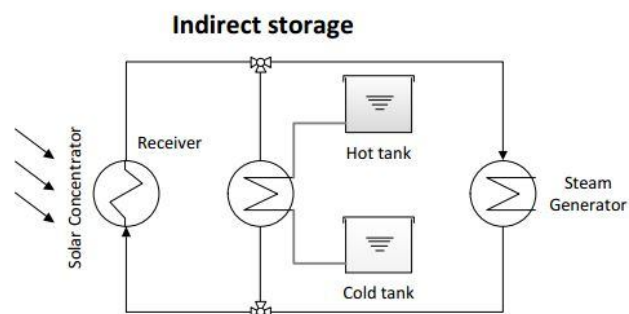
A combinação de ciclos de potência acoplados a sistemas solares com tanques de armazenamento pode diminuir os custos de liga/desliga dos equipamentos no bloco de geração de potência. Segundo Wellmann (2015), o

armazenamento em tanques utilizando sal fundido é o tipo de armazenamento mais utilizado para aplicações com tecnologias CSP e já são comercialmente comprovadas devido sua aplicação em plantas existentes.

Os fluidos habitualmente utilizados para absorver a energia que incide no receptor são a água, sais fundidos ou gases como o ar. O sal fundido como fluido de transferência de calor pode ser aplicado em sistemas que utilizam o armazenamento direto ou indireto.

De acordo com Wellmann (2015), o armazenamento térmico indireto é mais utilizado em tecnologias que utilizam receptores lineares. Embora, seja utilizado nesse sistema, o sal fundido não é indicado para o armazenamento indireto pois possui uma temperatura de solidificação na faixa de 240°C e a temperatura de trabalho de receptores lineares não é elevada. Dessa forma, o risco de solidificação do sal na tubulação seria iminente. Para contornar o problema, é necessário um trocador de calor adicional que garanta a temperatura do sal fundido acima de sua temperatura de solidificação. Para tanto, esse tipo de tecnologia necessita a utilização de outros óleos, como o Therminol VP-1, em um trocador de calor adicional garantindo que o sal fundido não atinja baixas temperaturas. O trocador de calor adicional resulta em maiores custos de investimento. O esquema do armazenamento indireto é visto na figura 12.

Figura 12 – Sistema de armazenamento de forma indireta.

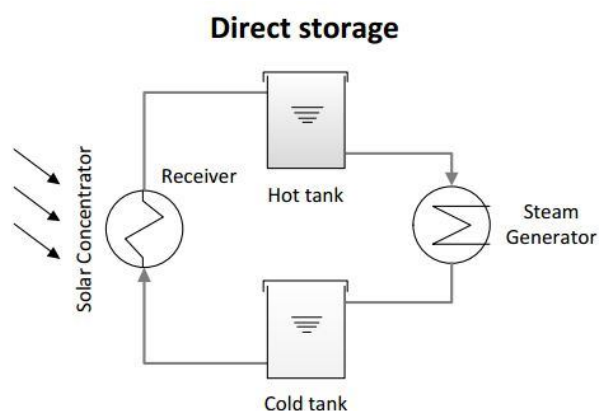


Fonte: WELLMANN, 2015.

Conforme Wellmann (2015), o armazenamento direto de energia não utiliza um trocador de calor adicional, o que logo reduz os custos de operação. O fluido aquecido no receptor é diretamente levado ao tanque e posteriormente bombeado

até o gerador de vapor. Esse tipo de armazenamento é comumente aplicado em sistema de concentração em um ponto fixo, como o receptor central de torre solar. Esse sistema requer comprimentos de tubulação de sal fundido menores, o que minimiza a chance de solidificação do fluido. Enquanto há radiação solar, o sal fundido aquecido é armazenado no tanque quente e alimenta o gerador de vapor de acordo com a demanda. Após isso, o sal fundido é armazenado no tanque frio e bombeado para o receptor quando existir incidência radiação solar. A figura 13 demonstra o esquema do armazenamento direto de energia.

Figura 13 – Sistema de armazenamento de forma direta.



Fonte: WELLMANN, 2015.

As temperaturas de trabalho do sal fundido variam entre 290°C e 565°C devido ao seu ponto de solidificação e sua taxa de decomposição (RODRIGUEZ-SANCHEZ et al., 2015)

### 3.2.4 Bloco de potência

No bloco de potência a energia térmica é convertida em energia elétrica. O funcionamento de um sistema de geração de potência acoplada a sistemas de concentração solar é semelhante aos aplicados em usinas que trabalham com combustíveis convencionais.

Em ciclos que utilizam a energia proveniente do sol como principal fonte de recurso energético, o sistema de armazenamento resulta em uma melhor performance do bloco de potência, uma vez que elimina, ou reduz, os custos por inicialização dos equipamentos. A temperatura do sal fundido é limitada a 600°C e faz com que o vapor gerado permaneça em estado subcrítico. A geração de vapor



ocorre no pré-aquecedor, evaporador e super-aquecedor. A utilização de re-aquecedor para turbina de baixa pressão faz com que a eficiência térmica do sistema aumente (WELLMANN, 2015).

As turbinas de vapor utilizadas no ciclo de potência expandem o vapor gerado e produzem potência elétrica enquanto acopladas a um gerador. Conforme Wellmann (2015), altos valores de temperatura e pressão são favoráveis a altas eficiências térmicas na turbina, por isso a importância de um re-aquecedor de vapor no sistema. As turbinas de sistemas solares precisam ser dimensionadas de forma diferente das turbinas de plantas convencionais. Isso ocorre devido às condições complexas do ciclo, mudanças frequentes de carga e variação das condições do vapor. Quando não há energia térmica, os ciclos de liga e desliga da turbina podem causar vários problemas de fadiga termomecânica nas turbinas e diminuir sua eficiência. O armazenamento térmico de energia, fazendo com que a turbina trabalhe por mais horas ininterruptas, reduziria esses problemas e aumentaria a produção de energia elétrica durante as horas em que não há radiação solar direta.

### **3.3 Pesquisas e análises em ciclos termodinâmicos**

Alguns pesquisadores como Gómez-Hernández et al. (2018), Wellmann et al. (2018), Ma et al. (2019), Boyaghchi e Chavoshi (2017) e Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019) vêm estudando usinas de energia combinadas com torres solares usando os métodos de análise energética, exérgica, exergoeconômica e exergoambiental. O objetivo é avaliar o desempenho dos ciclos de potência e fornecer parâmetros que auxiliem na diminuição de destruição de exergia e diminuição nos custos e danos ambientais do processo de conversão de potência. Os trabalhos publicados desses autores reforçam a versatilidade e eficácia dessas metodologias.

Exergia é o potencial trabalho útil de uma determinada quantidade de energia em algum estado especificado (ÇENGEL; BOLES, 2015). A partir da segunda lei da termodinâmica é declarado que a energia tem qualidade e quantidade, enquanto isso a primeira lei da termodinâmica se concentra apenas na quantidade de energia e na quantidade de aproveitamento da energia no sistema (ÖZGÜR; YAKARYđLMAZ, 2018).

Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996) afirmam que a análise exergética é baseada na segunda lei da termodinâmica e provavelmente é a única ferramenta para avaliar e comparar processos e sistemas termodinâmicos de maneira racional e significativa. Isso ratifica a ideia de que a análise exergética é uma ferramenta que pode ajudar a melhorar e otimizar projetos e análises. Duas características chave da análise exergética são as eficiências fornecidas como uma medida do quão próximo o desempenho real se aproxima do ideal, e a identificação mais clara, em comparação com a análise energética, sobre os tipos, causas e localizações das perdas termodinâmicas.

Gómez-Hernández et al. (2018) utilizaram a abordagem exergoeconômica como a combinação de energia e exergia com parâmetros econômicos. O objetivo da abordagem é analisar a taxa de custo total do sistema. Segundo a pesquisa, a taxa de custo do produto do sistema é equivalente aos custos associados à destruição exergética, bem como ao investimento de capital e aos custos de operação e manutenção. Assim, minimizar a taxa de custo do sistema influencia diretamente na otimização de custos da usina.

Zare e Hasanzadeh (2016) propuseram uma avaliação energética e exergética em um ciclo Brayton fechado combinado com dois ciclos Rankine orgânico. A fonte de combustível da planta foi a energia solar captada por meio de heliostatos e torre solar. Como esperado, eles concluíram que o campo solar foi responsável pela maior perda de energia e destruição de exergia. Eles variaram alguns parâmetros do sistema e o resultado sugeriu que as influências dos parâmetros solares são mais significativas do que a influência dos parâmetros do bloco de potência. Semelhante ao sistema solar do trabalho anterior, Okonkwo et al. (2018) realizaram uma pesquisa com CO<sub>2</sub> supercrítico como fluido de transferência de calor no receptor, em substituição ao ar atmosférico, e combinou isso com uma usina de ciclo combinado. Eles aplicaram o método exergoeconômico e exergético obtendo dados que apontaram o receptor e o condensador como as principais fontes de destruição exergética. Por sua vez, os resultados exergoeconômicos indicaram o aquecedor de água de alimentação aberto como o componente com maior custo de destruição de exergia.

Serrano-Sanchez, Olmeda-Delgado e Petrakopoulou (2019) publicaram uma avaliação exergética e econômica de uma usina híbrida acoplando carvão à energia solar. Seu trabalho fez uma comparação entre uma usina a carvão com campo solar de heliostatos e a mesma usina sem campo solar para concluir que a planta híbrida emite menos poluentes, diminui o consumo de combustível e também era capaz de aumentar a eficiência exergética. Como esperado devido ao aumento do investimento de capital, a usina com campo de torre solar apresentou maior custo de energia elétrica.

Gómez-Hernández et al. (2018) estudaram a influência exergética e exergoeconômica da geração de vapor de torres solares. Os resultados dos fluxos de custo no sistema foram obtidos por meio de análises de energia, exergia e exergoeconomia. Eles manipularam a diferença de temperatura mínima entre fluido quente e fluido frio nos trocadores de calor para encontrar um valor ideal, que atingiu a máxima eficiência exergética. Seus resultados mostraram o receptor solar, o condensador e o sistema de armazenamento térmico como os componentes onde há a maior porcentagem de exergia destruída. Por outro lado, a metodologia exergoeconômica demonstrou o gerador de vapor como a parte crítica da usina de energia solar e como o seu trabalho variava a diferença mínima de temperatura nos trocadores de calor do gerador de vapor, eles concluíram que há uma grande importância desse parâmetro para com os custos totais e que o valor ideal seria entre 2 e 3°C de diferença no evaporador. Eles já haviam analisado os custos, a fim de otimizar o projeto do gerador de vapor para reduzir os custos de capital em González-Gómez et al. (2017). Considerando o ponto de estrangulamento, eles determinaram um layout de gerador de vapor ideal e calcularam seus custos com base em uma abordagem termoeconômica.

Demir e Dincer (2017) desenvolveram um novo sistema integrado de torres solares, adicionando um subsistema de destilação flash de vários estágios. A intenção era produzir energia e água fresca. Os resultados da análise exergética determinaram o campo solar como a principal fonte de destruição exergética seguida pelo gerador de vapor. Enquanto isso, o sistema adicional foi responsável por 20% da exergia destruída do sistema. Eles sugeriram a análise exergoeconômica do sistema como um dos métodos que devem ser aplicados para atingir os parâmetros ideais do projeto.

Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) realizaram um trabalho que trouxe uma avaliação exergoeconômica de uma usina de energia solar em combinação com uma unidade de dessalinização de baixa temperatura. Eles deram à usina um novo produto, que veio de um componente com eficiência exergética relativamente alta (em torno de 87 e 92%) e representava menos de 1% do investimento total de capital da usina. Enquanto isso os componentes solares representavam cerca de 75%. Eles concluíram que um ciclo com cogeração reduziria o custo de eletricidade em comparação com a operação desse mesmo ciclo sem unidade de dessalinização. Como o utilização da energia solar foi aumentada a eficiência global do ciclo aumentou. Finalmente, eles recomendaram que as horas de funcionamento do ciclo sejam tão altas quanto possível. A utilização de um sistema de armazenamento térmico teve grande influência nos custos do produto. De forma que, o aumento das horas de operação do ciclo tem como consequência a diminuição do custo da eletricidade gerada.

Com foco na abordagem exergoeconômica, Mohammadi et al. (2018) analisaram uma turbina a gás combinada, com ciclo Rankine a vapor e ciclo Rankine orgânico, para avaliar o desempenho do ciclo aproveitando ao máximo o calor disponível no sistema. Bonforte et al. (2018) estudaram a integração solar em uma turbina a gás de ciclo combinado. Eles usaram a energia solar para adicionar um calor suplementar aos evaporadores e compararam isso com uma turbina a gás de ciclo combinado convencional usando o método exergoeconômico.

Finalmente, as metodologias exergética e exergoeconômica também têm sido utilizadas para otimizar com sucesso diferentes sistemas, como a unidade de dessalinização em uma usina a vapor industrial investigada por Hafdhi et al. (2018), e também em um sistema de trigerção de biomassa proposto por Wang et al. (2018). Nemat, Nami e Yari (2018) descreveu, do ponto de vista exergoeconômico, diferentes configurações de ciclos de flash orgânico acionados por energia solar para encontrar a configuração mais eficiente e a temperatura de intermitência ideal. Ghaebi, Parikhani e Rostamzadeh (2018) publicaram uma análise exergoeconômica em um sistema de trigerção usando fonte de calor geotérmica e recuperação de energia fria de gás natural liquefeito como dissipador térmico. Por fim, Baghernejad, Yaghoubi e Jafarpur (2016) realizaram uma comparação exergoeconômica de três sistemas de trigerção. Eles integraram uma usina de energia com um subsistema

solar, um subsistema de biomassa e um subsistema de células completas de óxido sólido. Em seguida, seus resultados estabeleceram uma otimização exergoeconômica para cada caso.

Enquanto isso, a abordagem exergoambiental é utilizada por autores com o intuito de avaliar os impactos ambientais de ciclos de potência e seus componentes. A metodologia possibilita identificar os componentes onde ocorrem as maiores taxas de impacto ambiental, os componentes críticos e os equipamentos mais propícios a otimização de forma a diminuir o impacto ambiental global do sistema de potência.

Boyaghchi e Chavoshi (2018) simularam um sistema termodinâmico de aquecimento, resfriamento e conversão de potência a partir de turbinas operando em ciclo Rankine orgânico. A energia do sol era aproveitada no sistema assim como um sistema de aquecimento auxiliar contribuiu para a elevação da temperatura do fluido de transferência do calor. A ideia do trabalho era selecionar o melhor fluido de trabalho que escoaria em cada uma das duas turbinas do ciclo Rankine orgânico. Para tanto, os parâmetros que auxiliaram na decisão foram a eficiência energética e exérgica, o custo total do produto e as taxas de impacto ambiental do sistema. Entre os resultados, os autores identificaram, por meio de análise exergoambiental, o melhor fluido de trabalho no ponto de vista ambiental, bem como o melhor fluido de acordo com os outros parâmetros. Finalmente, listaram as conclusões de uma análise sensível entre os parâmetros e indicaram o fluido de trabalho que melhor apresentava eficiência energética, exérgica, menor taxa de custo e menor impacto ambiental do produto em conjunto.

A mesma abordagem do parágrafo anterior foi utilizada no trabalho produzido por Boyaghchi e Chavoshi (2017). Nessa oportunidade os autores analisaram uma planta alimentada por energia solar e aquecedor geotérmico para gerar potência, aquecimento e resfriamento. Utilizando uma comparação entre fluidos, os autores foram capazes de identificar o melhor fluido no ponto de vista exérgico e o melhor fluido no ponto de vista exergoeconômico e exergoambiental. Os componentes identificados como críticos na perspectiva exergoambiental foram o ejetor do ciclo de refrigeração, o tanque de armazenamento do sistema solar e o condensador. Esses equipamentos também apresentaram os maiores valores nos custos de aquisição.

A versatilidade da aplicação de estudos exergéticos, bem como exergoeconômicos e exergoambientais, é notada na pesquisa desenvolvida por Boyaghchi e Nazer (2017). A referida pesquisa simula um sistema termodinâmico composto por um ciclo Rankine orgânico, ciclo de refrigeração magnética, eletrolisador de membrana de permuta de prótons, unidade secadora de tâmaras e coletores térmicos fotovoltaicos concentrados que fornecem energia eléctrica, refrigeração, aquecimento e produção de hidrogénio, oxigénio e secagem. A análise possibilitou a identificação dos componentes críticos e passíveis a otimização. O trocador de calor responsável pela transferência de calor entre a energia geotérmica e o fluido que alimenta a turbina apresentou a maior taxa de investimento de custos, assim como a maior taxa de impacto ambiental seguido por condensador, eletrolisador e turbina.

Os três trabalhos citados nos últimos parágrafos utilizaram o Eco-indicador 99 para mensurar o ciclo de vida de um produto ou serviço fornecendo os impactos ambientais associados durante toda a vida útil do componente ou sistema. Como explica Boyaghchi e Nazer (2017), a combinação da análise exérgica com a avaliação do ciclo de vida foi permitida pois o Eco-indicador 99 fornece dados para a produção e processamento de um grande número de materiais, para processos de transporte, para descarte de esgotos, etc.

Bonforte et al. (2018) utilizou a análise exergoambiental em uma comparação entre uma planta convencional de potência e a mesma planta integrada a campo solar. O autor destaca que a avaliação de ciclo de vida de um equipamento está relacionada em boa parte a seu processo de construção. Devido as suas dimensões, o sistema solar acrescido na planta resultou em uma maior taxa de impacto ambiental relacionada aos equipamentos quando comparado com o ciclo convencional. Porém, a maior contribuição no impacto ambiental devido a adição de um sistema solar é compensada quando esse acréscimo faz com que a formação de gases poluentes diminua já que menos energia da câmara de combustão será solicitada. Como resultado, Bonforte et al. (2018) obteve menores impactos ambientais específicos por unidade de energia gerada na planta de potência integrada a campo solar. O autor identificou o sistema solar como o sistema onde há maior taxa de impacto ambiental associado a construção dos equipamentos.

Contudo, os impactos ambientais continuaram majoritariamente associados a destruição de exergia e formação de poluentes na câmara de combustão.

Cavalcanti (2017) investigou a performance de uma usina de potência com turbinas a gás e a vapor, alimentadas por câmara de combustão com um aporte de energia proveniente de um sistema solar. A abordagem do autor visou a análise dos efeitos do campo solar na planta a partir dos resultados obtidos para parâmetros exergoeconômicos e exergoambientais. A simulação termodinâmica constatou que o acoplamento do sistema solar na usina fez com que o custo específico da produção de energia elétrica por unidade de exergia aumentasse em 2,6% na mesma medida em que os impactos ambientais por unidade de exergia associadas a produção de energia elétrica diminuíssem em 3,8%.

A pesquisa de Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019), em um ciclo composto por sistema solar, aquecedor auxiliar, ciclo orgânico de Rankine e resfriamento por absorção, obteve como resultados a maior destruição de exergia nos equipamentos do sistema solar e apontou o sistema de armazenamento de energia como o componente crítico do ciclo por apresentar o menor valor no indicador fator exergoambiental. A simulação desse autor também utilizou o eco-indicador 99 para quantificar os impactos ambientais do sistema.

Aghbashlo, Tabatabaei e Hosseinpour (2018) investigou a otimização do processo de síntese de biodiesel a partir de óleos de cozinha usados, utilizando baixa potência e reator ultrassônico de alta frequência. Seu objetivo foi de reduzir custos e impactos ambientais na mesma medida em que garantia a performance do ciclo da produção. A metodologia utilizada pelo autor incluía avaliação exergética, exergoeconômica e exergoambiental. Além disso, um algoritmo otimiza os dados de todos os parâmetros para garantir um ponto ideal entre eles. Os autores utilizaram para calcular o ciclo de vida dos componentes e avaliar seus impactos ambientais o método "IMPACT 2002+". Segundo Aghbashlo, Tabatabaei e Hosseinpour (2018), esse método é elaborado pela combinação de alguns métodos desenvolvidos anteriormente, entre eles o Eco-indicador 99. Os resultados da otimização alcançaram valores de custo de 2,23 US\$/GJ e de impacto ambiental de 1,32 mPt/GJ. De acordo com o Aghbashlo, Tabatabaei e Hosseinpour (2018), as

condições poderiam ser recomendadas para operação industrial de produção de biodiesel.

Em outro estudo, embasado na análise exergoambiental, Aghbashlo et al. (2019) avalia uma planta que utiliza resíduos de lixo orgânico para produzir potência e fertilizantes. Balanços de exergia e exergoambiental possibilitaram a identificação dos impactos associados a cada um dos produtos concluindo que a geração de potência causava mais impactos ambientais que a produção de fertilizante. Os fatores de avaliação exergoambientais identificaram os componentes críticos do sistema, responsáveis pelas maiores taxas de impactos por unidade de tempo. O gerador de energia, principalmente, e o digestor foram os equipamentos sugestivos a otimização de eficiência para redução de impactos ambientais. Para avaliar o ciclo de vida e conseqüentemente os impactos ambientais, o autor utilizou o método "IMPACT 2002+".

As pesquisas citadas reforçam a competência das metodologias utilizadas nesse trabalho como ferramentas de avaliação em ciclos termodinâmicos e ressalta o interesse da comunidade científica nesse tipo de investigação.

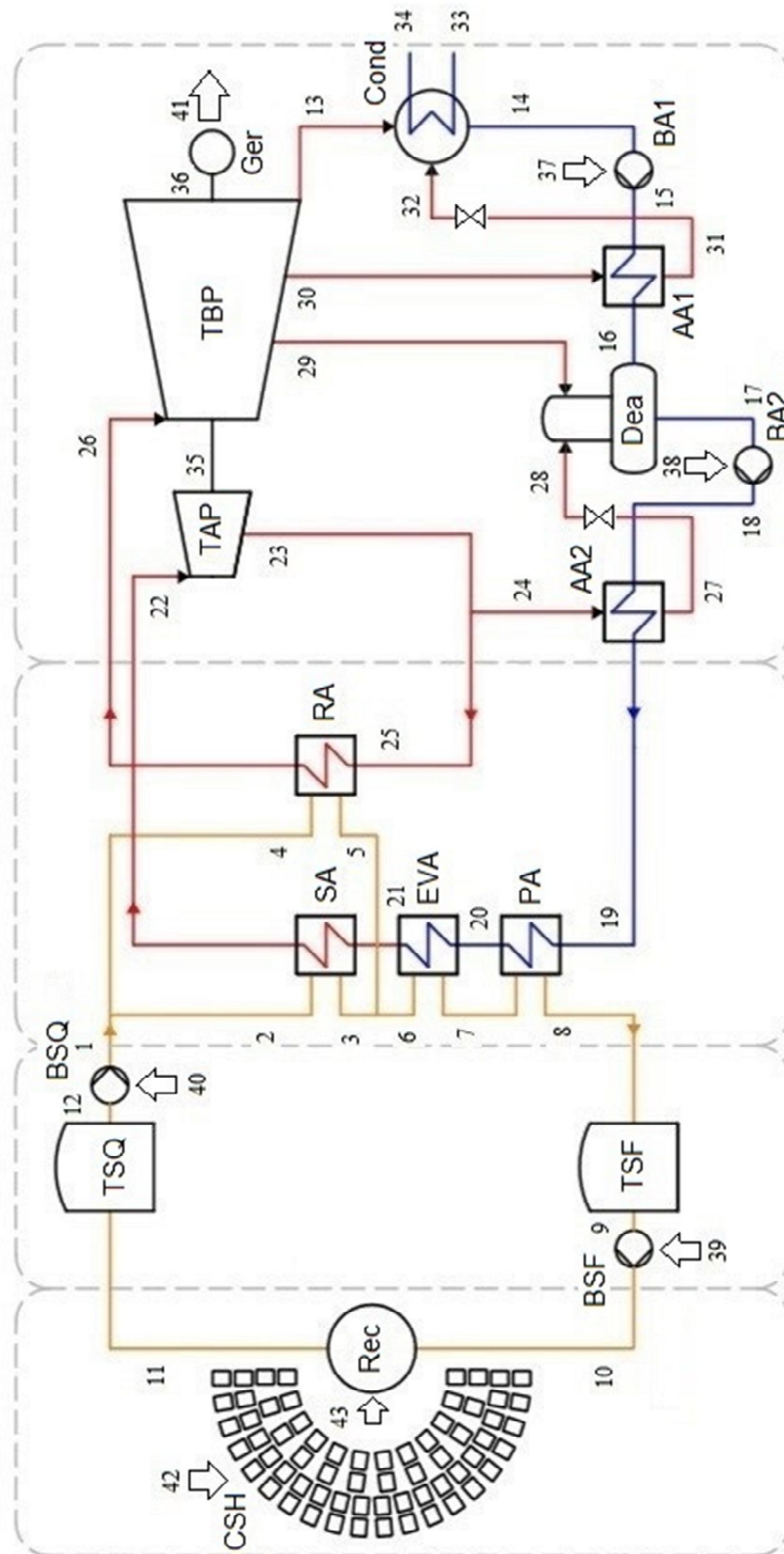


## **4 Metodologia**

### **4.1 Descrição do sistema**

Essa seção aborda a metodologia utilizada para avaliar o ciclo estudado. A representação esquemática do ciclo simulado se encontra na figura 14 e foi adaptada a partir do trabalho de González-Gómez et al. (2017). O ciclo foi avaliado inicialmente com a primeira lei da termodinâmica e posteriormente com a aplicação da análise exérgica, com o intuito de avaliar o aproveitamento de energia no ciclo, análise exergoeconômica, com o objetivo de examinar os custos e análise exergoambiental para avaliação dos impactos ambientais.

Figura 14 – Representação esquemática do ciclo de potência.



Fonte: Adaptada de González-Gómez et al. (2017)

A fonte de energia que alimenta a usina é a energia solar. A captação dos raios solares é realizada por meio do campo solar de heliostatos (CSH) que os direcionam para o receptor da torre solar (Rec). O ponto 42 representa a energia proveniente do sol que foi captada pelos heliostatos. O ponto 43 representa a quantidade de energia, oriunda do sol, disponível após as perdas relacionadas a eficiência do campo solar de heliostatos. O ponto 43 também representa a quantidade de energia que é interceptada pelo receptor da torre. Para absorver a energia solar, o receptor funciona como uma caldeira, aquecendo um fluido de sal fundido. O fluido que realiza essa função é denominado de fluido de transferência de calor. Os pontos 1 ao 12 representam o estado do sal fundido enquanto percorre seu ciclo absorvendo calor no receptor (entre os pontos 10 e 11) e transferindo calor para a formação de vapor nos trocadores do gerador de vapor (entre os pontos 1 a 8).

O fluido de transferência de calor é armazenado no tanque frio para quando necessário, ou seja, durante as horas que houver incidência de radiação solar, a bomba de sal fundido frio eleve a pressão do fluido (entre os pontos 9 e 10) e faça com que o sal fundido alcance o alto da torre solar, onde se encontra o receptor. Então, a energia do sol concentrada no receptor solar é transferida para o fluxo de sal fundido, a diferença entre os pontos 10 e 11 representa a quantidade de energia absorvida pelo sal fundido. A potência necessária para executar o trabalho da bomba de sal fundido frio foi representada pelo ponto 39.

Durante as horas do dia a incidência de radiação solar varia, dessa forma a energia disponível no receptor também varia. A fim de manter a transferência de calor, do receptor para o sal fundido, constante os dados de temperatura e pressão de entrada e saída do sal fundido (pontos 10 e 11) foram mantidos de forma fixa na simulação. Consequentemente, para manter a transferência de calor constante a bomba de sal fundido frio bombeou taxas de massa variáveis de acordo com a incidência de radiação solar da hora do dia. Dessa forma, a quantidade de massa de sal fundido aquecido por hora será diferente durante as horas de operação do sistema solar. A quantidade total de sal fundido aquecido no receptor foi computada e um valor médio foi calculado e utilizado na simulação.

O sal fundido do ponto 11 é armazenado no tanque quente e à medida que necessário é enviado para o gerador de vapor através do trabalho da bomba de sal quente. O ponto 12 representa a quantidade de sal fundido quente que sai do tanque quente. Enquanto isso, o ponto 1 representa o mesmo sal fundido quente após a elevação de pressão alcançada na bomba. Sendo, o ponto 40 correspondente a energia gasta para o funcionamento da bomba. Na simulação termodinâmica do ciclo, a vazão de sal fundido enviada para o gerador de vapor foi mantida constante de forma que o gerador de vapor seja alimentado pela mesma quantidade de sal fundido durante as suas horas de funcionamento.

O gerador de vapor é composto por quatro trocadores de calor: o pré-aquecedor (PA), evaporador (EVA), super aquecedor (SA) e ré aquecedor (RA). Esses equipamentos são responsáveis pela formação do vapor que alimentará as turbinas de geração de potência. Na figura 14, os estados do vapor de água estão retratados entre os pontos 13 ao 32. A entrada do vapor no gerador de vapor se dá no ponto 19, ainda no estado líquido e a saída no ponto 22, na condição de vapor superaquecido a alta pressão. O vapor no ponto 22 é expandido pela turbina de alta pressão e após sua saída no ponto 23, é fracionado. De forma que uma porção menor de vapor (ponto 24) é direcionada ao alimentador de água fechado 2 onde atinge a condição de líquido saturado (ponto 27) e posteriormente tem sua pressão regulada por uma válvula de expansão e entra no desaerador, ponto 28. Ao passo que, a maior vazão de massa do ponto 23 segue para o ré aquecedor para que sua temperatura volte a ser elevada e possa gerar potência na turbina de baixa pressão. O aumento de temperatura proporcionado no ré aquecedor é representado pela diferença entre os pontos 25 e 26.

Durante a expansão na turbina de baixa pressão, há extrações de vapor no ponto 29 para alimentar o desaerador e no ponto 30 para fornecer energia ao alimentador de água fechado 1. Finalmente, a saída da turbina de baixa pressão ocorre no ponto 13 e a vazão de massa é encaminhada para um condensador onde a energia remanescente é liberada de forma que o vapor de água volte ao estado de líquido saturado no ponto 14. O condensador recebe também uma vazão de massa representada no ponto 32. O ponto 32 representa o vapor de água que foi extraído no ponto 30, para o alimentador de água fechado 1, e atingiu o estado líquido saturado no ponto 31. Uma válvula de expansão diminuiu a pressão entre os pontos

31 e 32 para que o vapor seja direcionado ao condensador. A liberação da energia no condensador ocorre devido a transferência de calor entre o vapor de água e a água corrente que é representada pelos pontos 33 e 34.

Há uma bomba de água que eleva a pressão do fluido entre os pontos 14 e 15, cuja energia gasta no processo é apontada no ponto 37. O ponto 15 na saída dessa bomba é aquecida no aquecedor de água 1 e sai com aumento de temperatura no ponto 16. O desaerador recebe a vazão mássica dos pontos 16, 28 e 29 retornando para o sistema vazão de massa de vapor no estado líquido saturado (ponto 17). Um novo aumento de pressão ocorre na bomba de água 2. O ponto 18 representa o aumento de pressão no fluido de água saturada e o ponto 38 se refere a energia gasta para acionar a bomba de água 2. O ponto 19 é alcançado após a elevação da temperatura do ponto 18 devido a transferência de calor no alimentador de água 2.

Por fim, o ponto 35 representa a potência gerada na turbina de alta pressão e o ponto 36 a potência gerada na turbina de baixa pressão. O ponto 41 é o resultado da conversão da potência mecânica gerada nas turbinas em potência elétrica convertida no gerador elétrico.

#### 4.2 Análise energética e exergética

A quantidade de energia solar térmica que atinge o receptor solar depende da irradiação direta normal do sol e da eficiência do campo de heliostatos (ZARE; HASANZADEH, 2016). A taxa de calor do sol interceptada pelos heliostatos é calculado pela equação 1.

$$\dot{Q}_{sol} = DNI \cdot A_{hel} \cdot N_{hel} \quad (1)$$

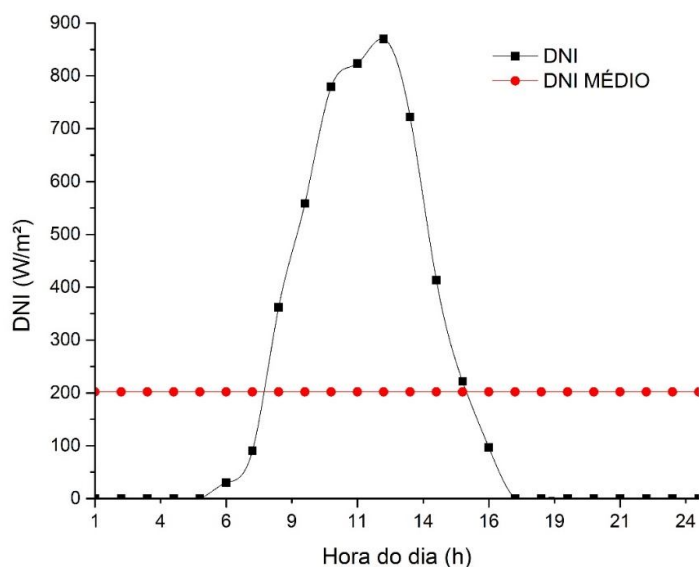
O número de heliostatos e as características físicas dos heliostatos foi definido como sendo igual ao apresentado por Gómez-Hernández et al. (2018). Portanto, o campo de heliostatos é composto por ( $N_{hel}$ ) 10347 heliostatos com área de espelho correspondente a ( $A_{hel}$ ) 115,7 m<sup>2</sup>, cada. A irradiação direta normal, DNI, é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do sol que incide perpendicularmente à superfície (PEREIRA et al., 2017). A irradiação solar global é composta da irradiação direta e irradiação difusa. A parte difusa é a taxa de energia que atinge a superfície proveniente do espelhamento do feixe solar em constituintes atmosféricos. Porém, a parcela relevante para projetos solares, de acordo com Stine

e Geyer (2001), é a referente a irradiação direta normal, visto que é a única que pode ser concentrada utilizando espelhos e lentes.

A taxa de energia advinda do sol foi calculada a partir de dados mensurados pelo Instituto nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) em 2010, conforme o fornecido pelo trabalho de Cavalcanti e Motta (2005). O dia 21 de março foi escolhido como sendo o dia representativo para todo o ano, da mesma forma como foi feita por Gómez-Hernández et al. (2018) e Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018), os quais citam que essa data foi escolhida por oferecer uma duração média de radiação solar e de condições climáticas para todo o ano. O sistema solar do trabalho permanece operante entre às 7 e às 16 horas, pois é o intervalo de tempo em que ocorre incidência de radiação solar.

O gráfico da figura 15 demonstra os valores de irradiação direta normal por hora, mensurados no dia de referência. A linha com quadrados demonstra a radiação real, enquanto a linha com círculos apresenta o comportamento da radiação se ela fosse distribuída de forma constante ao longo das 24 horas do dia.

Figura 15 – Irradiação direta normal para o dia representativo em Natal-RN.



Fonte: Adaptado de Cavalcanti e Motta (2005).

A eficiência do campo de heliostatos representa o percentual de energia que o receptor recebe em relação à taxa total de energia proveniente do sol refletida pelos heliostatos. As informações referentes as eficiências específicas de cada heliostato foram extraídas do trabalho desenvolvido por Anvari, Khalilarya e Zare

(2019). Logo, os valores utilizados foram de 82,67% de eficiência devido as perdas por efeito cosseno ( $\eta_{\cos}$ ), 96,98% referente as perdas por bloqueio e sombreamento ( $\eta_{sb}$ ), o rendimento devido a perdas por interceptação ( $\eta_{int}$ ), ou desfocagem, foi de 97,10%, a efetividade devido perdas por atenuação atmosférica ( $\eta_{att}$ ) representaram 93,83% e a eficiência devido a refletividade dos heliostatos ( $\eta_{ref}$ ) foi correspondente a 88%. Levando em consideração todas as perdas, o rendimento energético ( $\eta_{CSH}$ ) do campo de heliostatos equivale a 64,28% sendo calculado pelo produto de suas eficiências específicas conforma é demonstrado nas equações 2 e 3.

$$\eta_{CSH} = \eta_{\cos} \cdot \eta_{sb} \cdot \eta_{int} \cdot \eta_{att} \cdot \eta_{ref} \quad (2)$$

$$\eta_{CSH} = 0,8267 \cdot 0,9698 \cdot 0,9710 \cdot 0,9383 \cdot 0,88 = 0,6428 \quad (3)$$

A taxa de energia absorvida pelo receptor ( $\dot{Q}_{rec, entra}$ ) é igual a taxa de energia proveniente do sol ( $\dot{Q}_{sol}$ ) interceptada pelos heliostatos, multiplicada pela eficiência do campo de heliostatos ( $\eta_{CSH}$ ), como observado na equação 4.

$$\dot{Q}_{rec, entra} = \dot{Q}_{sol} \cdot \eta_{CSH} \quad (4)$$

Parte da taxa de energia absorvida pelo receptor é perdida para o meio ambiente. Zare e Hasanzadeh (2016) relatam que parte da taxa de energia transferida para o fluxo de sal fundido é perdida no processo de transferência de calor por condução, convecção e perdas de calor por refletividade.

A eficiência do receptor é dada pela razão entre taxa de energia que é transferida para o fluido de transferência de calor ( $\dot{Q}_{rec, liquido}$ ) pela a taxa de energia que o receptor absorve ( $\dot{Q}_{rec, entra}$ ) o sal fundido. Portanto, o rendimento do receptor é obtido segundo a equação 5.

$$\eta_{rec} = \frac{\dot{Q}_{rec, liquido}}{\dot{Q}_{rec, entra}} \quad (5)$$

O sal fundido que absorve energia do sol no receptor é composto por uma mistura de sais: 60 % de nitrato de sódio ( $\text{NaNO}_3$ ) e 40 % de nitrato de potássio

(KNO<sub>3</sub>). As propriedades termodinâmicos do sal fundido foram retiradas do trabalho desenvolvido por Ferri, Cammi e Mazzei (2008).

O sistema de armazenamento de sal fundido é composto por dois tanques: o tanque de sal quente e o tanque de sal frio. Ambos funcionam durante todo o dia. Enquanto uma bomba extrai sal fundido frio de acordo com a necessidade do sistema solar, a outra bomba alimenta o gerador de vapor com o sal fundido, armazenado no tanque quente, de modo constante durante as 24 horas do dia. As temperaturas dos tanques de sal fundido respeitam os limites descritos em Rodriguez-Sanchez et al. (2015) para operação de trabalho do fluido. Assim, a temperatura do tanque frio é de 285,5°C, de modo que não atinja o ponto de solidificação, enquanto a temperatura no tanque quente corresponde a 560°C, não atingindo o ponto de decomposição do sal.

No gerador de vapor, composto por quatro equipamentos, ocorre a transferência de energia entre o fluxo de sal fundido e fluxo de água/vapor. Foi estabelecido que o “*pinch point*” no evaporador seria igual a 10°C. O “*pinch point*” é a diferença de temperatura mínima entre o fluido quente e o fluido frio. Nessa planta o valor de “*pinch point*” ocorreu no evaporador entre a temperatura do fluxo de água na entrada e a temperatura do fluxo de sal fundido na saída. O “*pinch point*” foi estabelecido de modo a garantir a ocorrência da transferência de calor e a evitar pequenos valores de “*pinch point*” que poderiam dificultar a transferência de calor e demandar uma área de transferência maior, implicando na necessidade de trocadores maiores e mais caros.

Duas turbinas a vapor produzem potência. A turbina de alta pressão com eficiência isoentrópica de 79,85% e a de baixa pressão com eficiência isoentrópica de 90%. A potência mecânica é convertida em elétrica no gerador com 98,5% de eficiência energética.

A análise nos componentes foi realizada a partir de volumes de controle e respeitando as condições de regime permanente. Dessa forma o balanço de massa foi aplicado a partir da equação 6.

$$\sum \dot{m}_{entra} = \sum \dot{m}_{sai} \quad (6)$$



Também foi aplicado um balanço de energia baseado na primeira lei da termodinâmica conforme a equação 7.

$$\dot{Q} - \dot{W} + \sum \dot{m}_{entra} \cdot h_{entra} - \sum \dot{m}_{sai} \cdot h_{sai} = 0 \quad (7)$$

A equação 7 fornece parâmetros termodinâmicos como a entalpia (h) de cada ponto relevante do sistema.

A entalpia (h) e a entropia (s) são utilizados para definir a exergia específica de cada um desses pontos, conforme a equação 8.

$$e_f = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad (8)$$

O subscrito zero (0) representa os parâmetros do estado de referência ambiental. O estado de referência utilizado nessa abordagem foi definido considerando a temperatura ambiente igual a 25°C e a pressão atmosférica correspondente a 101,3 kPa. A taxa de exergia de cada ponto é obtida conforme a equação 9 sendo o produto entre a vazão de massa e a exergia específica.

$$\dot{E} = e_f \cdot \dot{m} \quad (9)$$

A taxa de exergia associada a transferência de calor entre uma fonte quente, como o sol, e o volume de controle é calculada conforme a equação 10.

$$\dot{E} = \left[ 1 - \frac{T_0}{T_{sol}} \right] \cdot \dot{Q}_{sol} \quad (10)$$

A partir das características termodinâmicas, a análise exergética foi realizada de acordo com a metodologia SPECO – *Specific Exergy Costing* – a qual utiliza o conceito de taxa de exergia do produto e do combustível para avaliar a performance dos componentes e do sistema. A abordagem SPECO está descrita no trabalho de Lazzaretto e Tsatsaronis (2006). Os autores apresentaram as definições de produto e combustível. Sendo, em suma, a taxa de exergia do produto e do combustível são definidas considerando o resultado produzido como produto e os recursos gastos para gerar o produto, como o combustível.

A aplicação do método SPECO se dá primeiramente pela identificação dos fluxos de exergia e dos tipos de fluxos de exergia a serem considerados (como por

exemplo: térmica, mecânica e química) nos componentes desejados. Nessa simulação termodinâmica somente é utilizada a taxa de exergia física (térmica mais mecânica). Posteriormente, se dá a definição do produto consistindo na soma de todos os valores de taxa de exergia considerados na saída de um componente mais a diferença entre os fluxos de exergia que aumentam entre a entrada e a saída de um componente estando de acordo com o propósito do equipamento. A definição de combustível é composta pela soma dos valores de taxa de exergia considerados na entrada de um componente mais a diferença entre os fluxos de exergia que decrescem entre a entrada e a saída de um componente. Os fluxos de exergia que crescem entre a entrada e a saída de um componente, mas que não estão relacionadas ao propósito do componente são consideradas como combustível.

A partir da definição das taxas de exergia de produto e combustível de determinado componente, dois parâmetros são definidos para a avaliação exergética: a taxa de destruição de exergia e a eficiência exergética.

A taxa de destruição de exergia diz respeito à diferença entre a taxa de exergia do combustível e a taxa de exergia do produto. A equação 11 representa o balanço exergético que relaciona as três variáveis.

$$\dot{E}_f = \dot{E}_p + \dot{E}_D \quad (11)$$

Onde  $\dot{E}_p$  é a taxa de exergia do produto e  $\dot{E}_f$  é a taxa de exergia do combustível.

A eficiência exergética, também denominada de eficiência da segunda lei da termodinâmica, é definida pela razão entre a taxa de exergia do produto e a taxa de exergia do combustível, de acordo com a equação 12.

$$\varepsilon = \frac{\dot{E}_p}{\dot{E}_f} \quad (12)$$

### 4.3 Análise Exergoeconômica

A análise exergoeconômica combina a análise exergética com princípios de economia para fornecer informações sobre o design e a operação de um sistema termodinâmico (GÓMEZ-HERNÁNDEZ et al., 2018). De acordo com Bejan,

Tsatsaronis e Moran (1996), o estudo exergoeconômico se baseia na exergia como a única variável plausível para relacionar os custos com as interações que um sistema termodinâmico sofre em seu entorno e com as fontes de ineficiências dos seus componentes.

A metodologia consiste em avaliar cada componente da planta termodinâmica utilizando um balanço de custo, o qual considera todos os valores referentes aos fluxos de exergia. O balanço de custo é combinado com equações termoeconômicas auxiliares formando um sistema de equações lineares resultando em taxas de custos e custos por unidade de exergia para os estados e componentes definidos.

Os conceitos de produto e combustível são mantidos na abordagem exergoeconômica, seguindo as instruções de Lazzaretto e Tsatsaronis (2006), e a equação 13 representa o balanço de custo em um componente para um sistema operando em regime permanente.

$$c_p \cdot \dot{E}_p = c_f \cdot \dot{E}_f + \dot{Z} \quad (13)$$

Onde,  $c_p$  diz respeito ao custo médio por unidade de exergia do produto de um componente e  $c_f$  ao custo médio por unidade de exergia do combustível.

O produto do custo específico por unidade de exergia pela taxa de exergia representa a taxa de custo de uma determinada taxa de massa ou fluxo de energia, segundo a equação 14.

$$\dot{C} = c \cdot \dot{E} \quad (14)$$

A taxa de custo de um equipamento referente ao investimento na aquisição e aos custos de operação e manutenção é representada por  $\dot{Z}$ . A taxa de custo é calculada a partir do valor do custo de aquisição do equipamento,  $Z$ , e precisa ser convertida em custo por unidade de tempo. Existem diferentes formas de converter o custo de aquisição de um componente em taxa de custo por unidade de tempo.

A equação 15 apresenta uma forma de como o custo de aquisição é convertido em taxa de custo.

$$\dot{Z} = Z \cdot CRF \cdot \phi \quad (15)$$

De modo que  $\phi = 1,06$  corresponde ao fator de manutenção do equipamento, estando em conformidade com Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996). O CRF (Fator de recuperação de capital em uma tradução livre para “*Capital Recovery Factor*”), é um parâmetro econômico que depende da taxa de juros e do tempo de vida estimado dos equipamentos. Seu valor é utilizado para análise de retorno de investimento e amortização de capital. De acordo com Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996), ele é calculado conforme a equação 16.

$$CRF = \left[ \frac{(1+i)^{N_{ano}}}{(1+i)^{N_{ano}} - 1} \right] \cdot \frac{1}{n_h \cdot 3600} \quad (16)$$

Onde,  $i$  representa a taxa de juros e corresponde a 12%. O número de anos de funcionamento da planta ( $N_{ano}$ ) foi estimado para ser igual a 25 anos. Por fim, a quantidade de horas de operação de um componente por ano é representada por  $n_h$  e varia para cada componente, uma vez que os componentes do sistema solar – heliostatos, receptor da torre solar, bomba de sal fundido frio – funcionam durante 9 horas ao dia enquanto os demais componentes operam durante o dia inteiro. Portanto,  $n_h = 3000$  para os componentes do sistema solar e  $n_h = 8000$  para os outros equipamentos.

Os custos de aquisição dos equipamentos foram definidos a partir de equações retiradas de referências. As equações de custo para cada equipamento e a respectiva referência podem ser encontradas no apêndice A.

A energia solar que incide nos heliostatos e a água que alimenta o condensador são combustíveis fornecidos por fontes livres de custos. Portanto, seus custos são estabelecidos como igual a zero.

O balanço de custo precisa ser combinado com equações auxiliares de custos para que seja possível a formação de um sistema de equações e sua resolução para todas as variáveis fornece os dados de custo específico para cada fluxo de exergia.

Com o balanço realizado os custos médios de produto e combustível de cada componente são determinados pela razão entre a taxa de custo e a taxa de exergia, de produto e combustível, segundo a metodologia SPECO e as equações 17 e 18.

$$c_p = \frac{\dot{C}_p}{\dot{E}_p} \quad (17)$$

$$c_f = \frac{\dot{C}_f}{\dot{E}_f} \quad (18)$$

Segundo Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996), os custos associados ao balanço de custo não fazem menção a exergia destruída. Os autores comentam que esse custo é visto como um custo escondido mas muito importante para análise termodinâmica. Para avaliar os custos devido a destruição de exergia em um componente ou processo, a taxa de custo da destruição de exergia é o parâmetro definido na análise exergoeconômica. A taxa de custo referente a exergia destruída de um componente é calculada multiplicando o custo médio por unidade de exergia do combustível pela taxa de exergia destruída naquele equipamento, conforme apresentado na equação 19. Esse custo pode ser interpretado como o custo de combustível adicional que deve ser fornecido para compensar a destruição de exergia. No entanto, para o campo solar de heliostatos, o valor do combustível é nulo, uma vez que, a energia do sol está disponível na natureza sem qualquer custo. Nesse caso, o custo médio por unidade de exergia do produto é levado em consideração no cálculo de taxa de custo da destruição de exergia conforme a equação 20, assumindo que o  $c_p$  não é o custo do produto e sim o preço pago pelo produto devido a quantidade de exergia destruída (TSATSARONIS, 1993). Tal mudança é justificada quando se observa que a exergia destruída implica em redução de produto formado no componente, logo redução de ganhos monetários.

$$\dot{C}_D = c_f \cdot \dot{E}_D \quad (19)$$

$$\dot{C}_D = c_p \cdot \dot{E}_D \quad (20)$$

Para avaliar o potencial de otimização de todo o sistema os dois últimos parâmetros para estudo foram definidos. Esses indicadores para avaliar o desempenho econômico do sistema são: o fator exergoeconômico e a diferença relativa de custo.

A diferença relativa de custo compara o custo do produto com o custo do combustível. Esse indicador apresenta o aumento relativo no custo médio por unidade de exergia do produto em relação ao combustível. O indicador é definido pela equação 21.

$$r = \frac{c_p - c_f}{c_f} \quad (21)$$

Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996) explica que os equipamentos que apresentam maiores valores deste parâmetro, em uma análise exergoeconômica, são os equipamentos com maior potencial de redução do custo do produto em processo de otimização. Logo, menos esforço é necessário para reduzir o custo do produto desse equipamento com alto valor de diferença relativa de custo. Os custos dos produtos sempre serão maiores que os custos dos combustíveis. Contudo, para otimizar uma planta de potência o objetivo não é reduzir o custo médio dos produtos. O caminho para otimização de equipamentos é diminuir a diferença de custo relativa entre produto e combustível no componente crítico.

A fim de identificar o pior componente sobre o ponto de vista econômico utiliza-se o parâmetro denominado de fator exergoeconômico. A equação 22 define a fórmula de cálculo do fator exergoeconômico.

$$f = \frac{\dot{Z}}{\dot{C}_D + \dot{Z}} \quad (22)$$

O fator exergoeconômico indica a relevância relativa dos custos de investimento do componente relacionados aos custos associados à destruição de exergia do componente. Ele compara a taxa de custo do equipamento com a taxa de custo total composta pela taxa de custo associada à exergia destruída mais a taxa de custo de aquisição do equipamento. Valores baixos desse fator indicam que o custo da destruição de exergia é significativo em comparação ao custo do investimento. O equipamento que apresenta o menor valor de fator exergoeconômico indica o componente crítico, o qual sugere que deve haver uma redução da destruição de exergia a partir do aumento de sua eficiência exergética. É necessário aumentar o investimento nesse componente com o intuito de melhorar o desempenho exergoeconômico do sistema total.

Com fundamento na abordagem SPECO descrita por Lazzaretto e Tsatsaronis (2006) os custos referentes aos componentes dissipativos de energia – nos quais a exergia é liberada pelo sistema sem qualquer resultado produtivo ou referente ao propósito do componente na planta, tais como as duas válvulas de expansão e o condensador – foram associados a outro componente que estivesse de certa forma relacionado. Os custos devido a destruição de exergia nas válvulas de expansão foram associadas as duas bombas de água. O percentual associado a cada bomba foi definido pelo percentual da variação de entropia que cada bomba apresentava em relação a soma da variação da entropia nas duas bombas de água. De forma semelhante, os custos devido a exergia destruída no condensador foram associados aos custos dos trocadores de calor responsáveis pela geração de vapor por meio de calor proveniente do sal fundido. A porcentagem de variação de entropia apresentada em cada um dos quatro trocadores de calor – pré-aquecedor, evaporador, super-aquecedor e re-aquecedor – foi somada e foi calculado o percentual de aumento de entropia em cada um desses equipamentos em relação ao aumento de entropia total dos quatro componentes. Esse percentual foi utilizado para dividir entres os quatro componentes o custo associado ao produto do condensador.

#### **4.4 Análise Exergoambiental**

Para a abordagem ambiental, a avaliação do ciclo de vida deve ser realizada para medir o impacto ambiental dos fluxos e componentes ao longo de sua vida. O eco-indicador 99 foi o método usado para quantificar o impacto ambiental. De acordo com o manual feito por Goedkoop, Effing e Collignon (2000), os valores do indicador contabilizam o impacto ambiental associados aos materiais, processos de produção, processos de transporte, processos de geração de energia e descarte. Além disso, o método segue as diretrizes das abordagens de padrão internacional e nacional (NBR ISO 14040).

O dano ambiental estimado pelo método compreende três categorias de dano ambiental: saúde humana, qualidade do ecossistema e recursos naturais (MEYER et al. 2009). Os resultados para cada categoria são normalizados e ponderados. A normalização utilizou a perspectiva hierárquica por ser a usual na comunidade científica, como nos painéis intercontinentais de aquecimento global (IPCC). Estes

valores são ponderados e expressos em pontos de eco-indicador (Pt), ou, com mais frequência, em mili-pontos de eco-indicador (mPt). A ponderação utilizada foi a média “average” por ser a mais utilizada. Os valores mais altos indicam maiores danos ambientais.

Conforme Goedkoop, Effing e Collignon (2000), o valor absoluto do impacto ambiental não é muito relevante, pois o principal objetivo da quantificação em pontos de eco-indicador é comparar as diferenças relativas entre produtos ou componentes de um mesmo sistema ou de sistemas diferentes. A escala foi definida de forma que o valor de 1 mPt seja a representação de um milésimo da carga ambiental anual de um habitante europeu médio. Embora, o trabalho não seja desenvolvido na Europa, a utilização dessa unidade de medida é importante para a comparação com outros sistemas, uma vez que diversos trabalhos já foram desenvolvidos utilizando esse mesmo indicador.

A avaliação ambiental foi definida pela análise exergoambiental. Desta vez o estudo é realizado combinando análise exérgica com impactos ambientais definidos pela avaliação do ciclo de vida dos componentes e fluxos. As variáveis são definidas por Meyer et al. (2009) para cada componente do sistema em analogia à definição de variáveis exergoeconômicas realizadas por Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996). O método SPECO de Lazzaretto e Tsatsaronis (2006) também foi aplicado para esta análise.

Assim sendo, são definidos os parâmetros de impacto ambiental por unidade de exergia ( $b$ ) e taxa de impacto ambiental ( $\dot{B}$ ). O primeiro relaciona o impacto com a quantidade de exergia (mPt/GJ) e o segundo com o tempo (mPt/s) para cada ponto do sistema. Eles se relacionam com a taxa de exergia de um determinado ponto conforme a equação 23.

$$\dot{B} = b \cdot \dot{E} \quad (23)$$

Continuando, os parâmetros de impacto ambiental médio do produto por unidade de exergia ( $b_p$ ) e impacto ambiental médio do combustível por unidade de exergia ( $b_f$ ) são definidos. Além disso, a taxa de impacto ambiental referente ao produto ( $\dot{B}_p$ ) e combustível ( $\dot{B}_f$ ) também são definidas.



Todos esses parâmetros se relacionam por meio do balanço exergoambiental demonstrada na equação 24, realizado para cada componente.

$$\dot{B}_p = \dot{B}_f + \dot{Y} + \dot{B}^{PF} \quad (24)$$

A taxa de impacto ambiental referente à formação de gases poluentes ( $\dot{B}^{PF}$ ) foi adicionada ao balanço exergoambiental como uma variável separada por Petrakopoulou et al. (2012). Faz referência ao impacto ambiental da formação de poluentes dentro do componente. Essa formação ocorre apenas quando há reações químicas no processo, como por exemplo, a combustão. Para os outros casos, como este, a formação de poluentes é zero.

O termo  $\dot{Y}$  na equação 24 significa a taxa do impacto ambiental associado ao próprio equipamento, de acordo com o seu ciclo de vida, por unidade de tempo. O impacto ambiental foi convertido em impacto ambiental por unidade de tempo de acordo com a equação 25. A equação 25 leva em consideração o número de anos de operação da planta e o número de horas de operação do sistema por dia. Enquanto isso, os resultados para o impacto ambiental dos equipamentos foram calculados a partir de equações previamente definidas por outros autores e estão dispostas no apêndice B.

$$\dot{Y} = \frac{Y}{n_h \cdot n_{ano} \cdot 3600} \quad (25)$$

O impacto ambiental relacionado a quantidade de massa de sal fundido utilizada no ciclo foi calculada de acordo com a necessidade de vazão mássica de sal fundido aquecido no receptor e a quantidade requerida no gerador de vapor. O software SimaPro 2018, da Pre-Sustainability, foi utilizado para quantificar em milipoints de eco-inidicador 99 os danos causados pelos dois compostos químicos que formam o sal fundido. A tabela 2 apresenta esses valores já ponderados e de acordo com a categoria de dano. Lembrando que o sal fundido é composto por 60% de nitrato de sódio (NaNO<sub>3</sub>) e 40% de nitrato de potássio (KNO<sub>3</sub>).

Tabela 2 – Impacto ambiental do sal fundido.

Categoria de dano	Nitrato de Sódio [mPt/kg]	Nitrato de Potássio [mPt/kg]	Sal Fundido [mPt/kg]
Saúde Humana	251,0	116,0	197,0
Ecossistema	20,1	10,9	16,4
Recursos Naturais	106,0	54,8	85,5
Total	377,1	181,7	298,9

Fonte: Elaborada pelo autor com dados do software SimaPro 2018 v 8.5.2.0.

Assim como em análise exergoeconômica, na exergoambiental mais três indicadores são definidos para a avaliação do sistema.

O primeiro parâmetro é a taxa de impacto ambiental associada a destruição de exergia. Calculado de acordo com as equações 26 e 27, esse parâmetro avalia os impactos ambientais associados a destruição de exergia já que esses não são levados em consideração nos balanços exergoambientais. Na equação 26, para a estimativa da taxa de impacto ambiental da destruição de exergia é utilizado o valor do impacto ambiental médio por unidade de exergia do combustível. Sendo assim, a representação do impacto ambiental devido ao combustível adicional utilizado para suprir a destruição de exergia. Enquanto a equação 27, leva em consideração o impacto ambiental médio por unidade de exergia do produto, em casos onde o dano ambiental do combustível é zero. Isso ocorre no campo de heliostatos, uma vez que, o combustível é a energia do sol e não proporciona nenhum impacto ao meio-ambiente.

$$\dot{B}_D = b_f \cdot \dot{E}_D \quad (26)$$

$$\dot{B}_D = b_p \cdot \dot{E}_D \quad (27)$$

O segundo parâmetro é a diferença relativa de impacto ambiental médio por unidade de exergia entre o combustível e o produto ( $r_b$ ). A determinação desse indicador é dada conforme a equação 28.

$$r_b = \frac{b_p - b_f}{b_f} \quad (28)$$

Esse indicador aponta o potencial de redução de impacto ambiental do ciclo associado a um equipamento. O elevado valor indica o componente crítico do ciclo, no ponto de vista ambiental, significando que o impacto ambiental do respectivo

componente pode ser reduzido com menor esforço que o impacto ambiental dos outros componentes.

O último parâmetro utilizado na análise exergoambiental é o fator exergoambiental. Esse indicador é definido relacionando o impacto ambiental associado a um equipamento com o impacto ambiental devido a destruição de exergia no devido equipamento. A equação 29 define esse indicador.

$$f_b = \frac{\dot{Y}}{\dot{B}_D + \dot{B}^{PF} + \dot{Y}} \quad (29)$$

Valores baixos indicam que o componente tem alto impacto ambiental relacionado à destruição de exergia. Logo, a melhoria da eficiência desse equipamento deve ser o foco para a redução dos impactos ambientais. Bejan, Tsatsaronis e Moran (1995) mencionam que resultados acima de 0,7 apontam o componente como fonte dominante dos impactos ambientais, enquanto para valores abaixo de 0,3, a destruição de exergia no componente é a fonte principal do impacto ambiental associado ao equipamento analisado.

De forma semelhante ao que ocorreu na análise exergoeconômica, com fundamento na abordagem SPECO descrita por Lazzaretto e Tsatsaronis (2006), os impactos ambientais referentes aos componentes dissipativos de energia foram associados a outro componente que estivesse de certa forma relacionado. Os impactos ambientais devido a destruição de exergia nas válvulas de expansão foram associadas as duas bombas de água. O percentual associado a cada bomba foi definido pelo percentual da variação de entropia que cada bomba apresentava em relação a soma da variação da entropia nas duas bombas de água. De forma semelhante, os impactos ambientais devido a exergia destruída no condensador foram associados aos impactos ambientais dos trocadores de calor responsáveis pela geração de vapor. A porcentagem de variação de entropia apresentada em cada um dos quatro trocadores de calor – pré-aquecedor, evaporador, super aquecedor e ré aquecedor – foi somada e foi calculado o percentual de aumento de entropia em cada um desses equipamentos em relação ao aumento de entropia total dos quatro componentes. Esse percentual foi utilizado para dividir entres os quatro componentes o impacto ambiental associado ao produto do condensador.

## 5 Resultados e Discussões

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos a partir da análise do modelo matemático. Os dados de entrada para a execução do modelo e os resultados obtidos da análise exérgica, exergoeconômica e exergoambiental são apresentados e discutidos a seguir.

### 5.1 Resultados energia solar

Os equipamentos solares do sistema funcionam durante 9 horas ao dia, entre às 7 h e às 16 h, enquanto há radiação solar. O fluxo de radiação direta solar (DNI) para o dia de referência (21 de março) variou conforme a tabela 3. Os dados de DNI foram obtidos no trabalho de Cavalcanti e Motta (2015). A temperatura de entrada do sal fundido no receptor foi mantida constante e igual a 285,5°C, a temperatura de saída do sal fundido no receptor também foi mantida constante e igual a 565°C. Dessa forma, para cada hora de funcionamento o fluxo de massa de sal fundido aquecido no receptor variou conforme os resultados apresentados na tabela 3. Lembra-se que o número de heliostatos e a área de cada um são de 10347 e 115,7 m<sup>2</sup>, respectivamente.

Tabela 3 – Dados da irradiação, taxas de calor e vazão de massa de sal fundido aquecida.

Hora do dia	DNI [kW/m <sup>2</sup> ]	$\dot{Q}_{sol}$ [kWh]	$\dot{Q}_{rec, entra}$ [kWh]	$\dot{Q}_{rec, liquido}$ [kWh]	$\dot{m}$ [kg/s]
7	0,0905	108354	69650	52801	120,8
8	0,3620	433380	278575	211188	483,3
9	0,5585	668631	429794	325827	745,7
10	0,7795	933189	599851	454747	1041,0
11	0,8232	985504	633479	480240	1099,0
12	0,8701	1046000	669539	507577	1162,0
13	0,7221	864496	555696	421273	964,1
14	0,4130	494374	317782	240911	551,3
15	0,2216	265336	170557	129299	295,9
16	0,0965	115537	74267	56302	128,9
Média	0,4937	591480	379919	288017	659,2

Fonte: Elaborada pelo autor

A média da radiação solar direta horária (DNI) que incide na superfície dos heliostatos foi de 0,4937 kW/m<sup>2</sup> durante as 9 horas de funcionamento. A média da radiação solar horária proveniente do sol proporcionou um valor de 591,48 MWh durante as horas de operação do sistema solar. Devido às perdas que ocorrem no

campo solar – a eficiência do campo solar de heliostatos foi de 64,28% – a energia absorvida por hora no receptor foi igual a 379,92 MWh. A energia líquida horária absorvida dentro do receptor pelo sal fundido foi de 288,02 MWh, corresponde a uma eficiência de 75,82% do receptor. A média da radiação solar direta horária de 0,4937 kW/m<sup>2</sup> resultou em uma vazão média de massa de sal fundido saindo do tanque frio igual a 659,2 kg/s nos pontos 9, 10 e 11. A vazão de massa enviada do tanque de sal quente para o gerador de vapor foi calculada de modo a ser constante durante todo o dia de operação, mantendo o sistema de geração de vapor constante e assim garantindo o funcionamento da planta a uma taxa constante de potência durante as 24 horas do dia. A vazão de massa total do sistema foi dividida pela quantidade de horas de operação do ciclo de potência (24 h) e o resultado foi de 280,1 kg/s de sal fundido quente alimentando o gerador de vapor no ponto 12 e 1.

A radiação direta normal média durante as 9 horas de funcionamento do sistema solar, a vazão de massa de sal fundido média no sistema solar, e a vazão mássica de sal fundido que alimenta o gerador de vapor foram dados de entrada no modelo matemático.

## 5.2 Resultados exergéticos

Os parâmetros termodinâmicos dos pontos da planta de potência, destacados na figura 14, como (temperatura, pressão, entalpia, entropia) foram estabelecidos previamente conforme a tabela 5, que se encontra na seção posterior. Com a vazão de massa de sal fundido, que alimenta o gerador de vapor, definida e aplicando um balanço de energia no gerador de vapor, a vazão de massa de vapor produzida no gerador de vapor foi calculada. O valor da vazão mássica de vapor calculada para a planta de potência foi de 42,70 kg/s.

Uma vez que, os parâmetros de temperatura, pressão, entalpia, entropia e exergia física específica foram definidos previamente no modelo e com a definição da vazão de massa em todos os pontos do sistema foi possível definir a taxa de exergia para todos os pontos. A taxa de exergia para cada ponto se encontra na tabela 5, os parâmetros de custo e impacto ambiental específico de cada ponto, bem como a taxa de custo e de impacto ambiental de cada ponto também são apresentados na tabela 5. Esses quatro últimos parâmetros foram obtidos a partir de balanço exergoeconômico e exergoambiental.

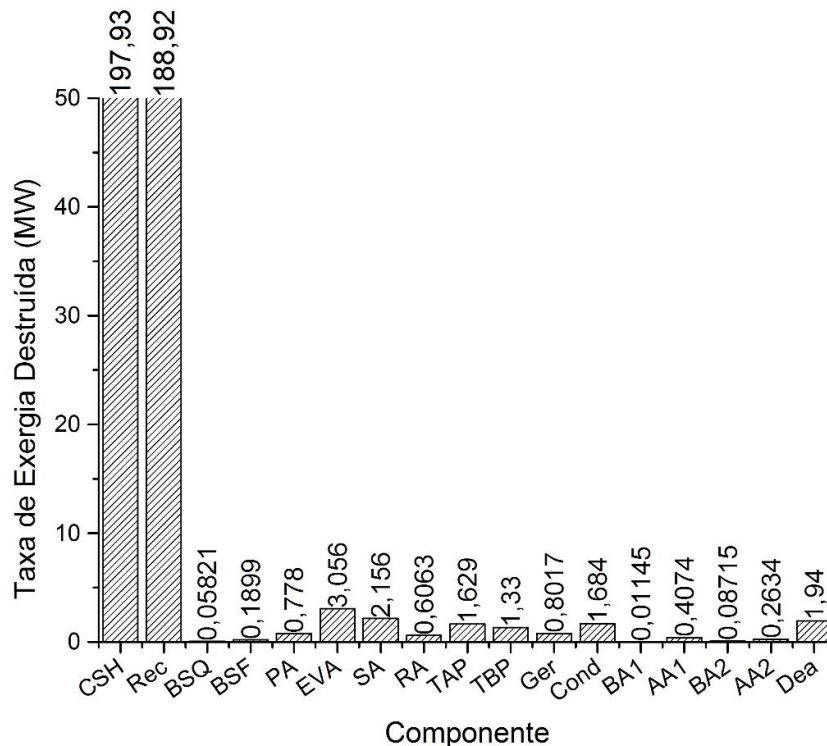
A aplicação da metodologia SPECO possibilitou a definição do produto e do combustível para cada componente, e dessa forma foi possível calcular a eficiência exergética e a taxa de destruição de exergia.

Os resultados apresentam uma taxa de destruição de exergia concentrada principalmente nos componentes responsáveis por captar e transmitir a energia solar (CSH e Rec). O fato da taxa de destruição de exergia ocorrer principalmente no campo solar de heliostatos e no receptor é devido a radiação solar ser uma energia de alta qualidade, na qual a temperatura da fonte, temperatura do sol, gira em torno de 4500K. A diferença de temperatura entre a fonte e o receptor é muito elevada e portanto: perdas elevadas devido as irreversibilidades são inevitáveis quando a energia absorvida no receptor possui temperatura que atinge cerca de 1000°C (ZARE; HASANZADEH, 2016). No caso de receptores operando com sal fundido, a temperatura no receptor é ainda mais baixa, pois a temperatura de trabalho do fluido de transferência de calor está em torno de 600°C, respeitando os limites de operação do sal fundido, e aumentando a diferença de temperatura e as perdas por irreversibilidades entre o sol e o receptor solar.

O resultado para a taxa de destruição de exergia está condizente quando comparado a outros trabalhos. Na análise realizada, a destruição de exergia nos componentes solares representa 97,14% da exergia destruída em toda a planta. No trabalho proposto por Ma et al. (2019) esse mesmo montante representou 86,83% e no trabalho proposto por Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) a mesma quantidade representava 91,08% da taxa total de exergia destruída.

O gráfico apresentado na figura 16, torna evidente a discrepância da taxa de destruição de exergia entre os componentes do subsistema solar – campo solar de heliostatos e receptor – e os demais equipamentos do sistema. Isso ocorre devido aos altos fluxos de calor nesses dispositivos.

Figura 16 – Gráfico com destruição de exergia nos componentes da planta.

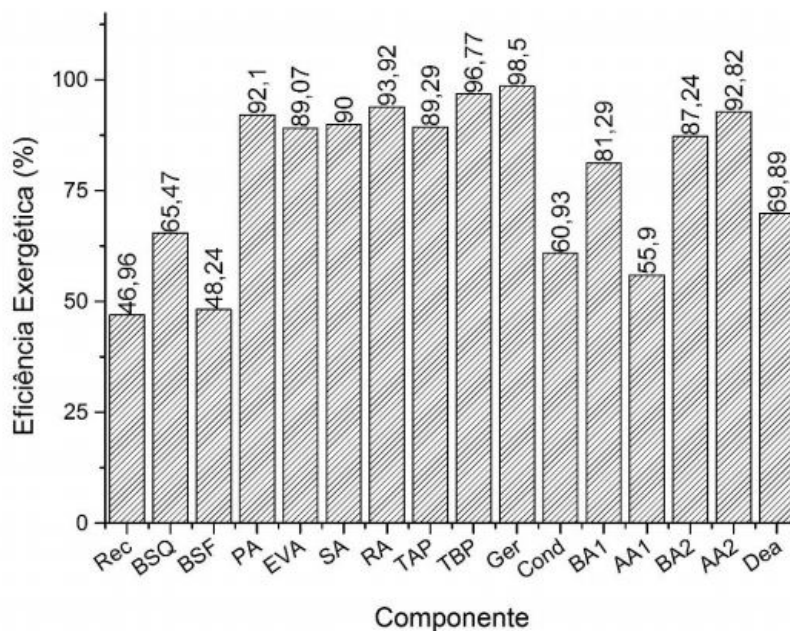


Fonte: Elaborada pelo autor

Dentre os demais equipamentos do ciclo, o evaporador apresenta a maior taxa de destruição de exergia (3 MW). O resultado é esperado, pois é no evaporador onde há a maior diferença de temperatura entre os fluidos que trocam calor. A maior taxa de transferência de calor entre os equipamentos do gerador de vapor também se encontra no evaporador.

A figura 17 torna possível observar as eficiências exergéticas de todos os equipamentos em forma de gráfico para melhor apresentação dos resultados.

Figura 17 – Gráfico com a eficiência exergética dos componentes da planta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

É possível destacar que os dois aquecedores de água da planta obtiveram valores de eficiência distintos. Enquanto o primeiro Aquecedor de Água (AA1) apresentou 55,9% de eficiência exergética, o segundo (AA2) apontou 92,82% de eficiência exergética. Isso ocorreu devido a taxa de transferência de calor no segundo aquecedor ser maior que no primeiro. Assim como, a vazão de massa de vapor quente que aquecia a água também foi maior no segundo aquecedor.

A eficiência exergética dos equipamentos do gerador de vapor (Pré-aquecedor, Evaporador, Super-aquecedor e Re-aquecedor) está em torno de 90%. Entre eles o Evaporador apresenta menor eficiência, pois é nele onde há uma maior diferença de temperatura entre o sal fundido e o vapor e conseqüentemente maior destruição de exergia.

A bomba de sal fundido frio apresenta menor eficiência exergética que a bomba de sal fundido quente, pois o fluxo de massa de sal fundido médio é maior na bomba de sal fundido frio. Dessa forma, a taxa de destruição de exergia apresentada pela bomba de sal fundido frio foi maior e ocasionou um rendimento exergético menor.



### 5.3 Resultados exergoeconômicos

A fim de analisar o custo de aquisição dos equipamentos da planta, a tabela 4 foi elaborada com a utilização das equações disponíveis na tabela A1. Para simplificar a comparação, os equipamentos foram agrupados em conjuntos: Sistema solar, Gerador de vapor e Bloco de Potência. O sistema solar é composto pelo campo solar de heliostatos, receptor solar, bombas de sal e tanques de armazenamento. O gerador de vapor inclui os trocadores de calor: Pré-aquecedor, Evaporador, Super-aquecedor e Re-aquecedor. Por fim, o Bloco de potência engloba as turbinas, as bombas de água, os alimentadores de água, o condensador, o desaerador e o gerador.

Tabela 4 – Resultados do custo de aquisição dos componentes da planta.

Conjunto de Componentes	Z [M\$]	%
Sistema Solar	376,43	94,06
Gerador de vapor	6,23	1,56
Bloco de potência	17,54	4,38
TOTAL	397,49	100,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

A tabela 4 demonstra que 94,06% dos custos de aquisição de toda a planta estão no sistema solar. A maior contribuição para esse custo vem do campo solar de heliostatos e do receptor da torre indicando que a redução no preço desses componentes seria muito relevante para diminuir os custos dos produtos gerados por usinas solares.

A tabela 5 apresenta os parâmetros termodinâmicos utilizados para avaliação de exergia e os resultados de custo específico ( $c$ ) e taxa de custo ( $\dot{C}$ ) para cada ponto do sistema da figura 14. Ainda, os resultados de impacto ambiental específico ( $b$ ) e taxa de impacto ambiental ( $\dot{B}$ ) que serão discutidos na seção posterior: resultados exergoambientais.

Tabela 5 – Dados termodinâmicos, de custos e de impactos para os pontos na figura 19.

Ponto	$T$ (°C)	$P$ (kPa)	$\dot{m}$ (kg/s)	$\dot{E}$ (kW)	$c$ [US\$/GJ]	$\dot{C}$ [US\$/h]	$b$ [mPt/GJ]	$\dot{B}$ [mPt/h]
1	565,00	1000,0	280,10	104795	62,57	23604,0	192,9	72785
2	565,00	1000,0	190,60	71313	62,57	16063,0	192,9	49530
3	451,00	1000,0	190,60	49744	62,57	11204,0	192,9	34549
4	565,00	1000,0	89,50	33482	62,57	7542,0	192,9	23255
5	452,90	1000,0	89,50	23517	62,57	5297,0	192,9	16333
6	451,60	1000,0	280,10	73260	62,57	16501,0	192,9	50882
7	338,50	1000,0	280,10	45305	62,57	10205,0	192,9	31466
8	293,80	1000,0	280,10	35460	62,57	7987,0	192,9	24629
9	285,10	150,0	659,20	79159	144,20	41102,0	524,4	149437
10	285,50	1000,0	659,20	79336	144,30	41221,0	524,4	149787
11	565,00	150,0	659,20	246600	62,49	55477,0	192,7	171073
12	564,60	150,0	280,10	104682	62,49	23550,0	192,7	72621
13	45,79	10,0	30,31	4365	78,42	1232,0	243,8	3831
14	45,79	10,0	32,31	91	78,42	25,6	243,8	80
15	45,93	1510,0	32,31	140	93,02	47,0	285,1	144
16	80,00	1510,0	32,31	657	131,70	311,5	404,2	956
17	198,60	1510,0	42,70	6819	107,50	2639,0	329,4	8086
18	201,20	12600,0	42,70	7415	107,40	2868,0	329	8783
19	245,10	12600,0	42,70	10822	100,90	3930,0	309,5	12060
20	328,50	12600,0	42,70	19889	89,38	6399,0	273,7	19599
21	328,50	12600,0	42,70	44788	82,25	13262,0	252,4	40696
22	550,00	12600,0	42,70	64201	79,91	18469,0	247,9	57300
23	371,00	3400,0	42,70	48987	79,91	14092,0	247,9	43721
24	371,00	3400,0	4,04	4633	79,91	1333,0	247,9	4135
25	371,00	3400,0	38,66	44354	79,91	12759,0	247,9	39586
26	550,00	3400,0	38,66	53713	78,42	15163,0	243,8	47142
27	240,90	3400,0	4,04	962	79,91	276,8	247,9	859
28	198,60	1510,0	4,04	935	79,91	269,1	247,9	835
29	427,90	1510,0	6,35	7167	78,42	2023,0	243,8	6290
30	123,80	100,0	2,00	991	78,42	279,8	243,8	870
31	99,61	100,0	2,00	67	78,42	19,0	243,8	59
32	45,79	10,0	2,00	35	78,42	9,9	243,8	31
33	25,00	101,3	632,30	0	0,00	0,0	0	0
34	50,00	101,3	632,30	2626	0,00	0,0	0	0
35	-	-	-	13585	91,16	4458,0	280	13693
36	-	-	-	39859	82,24	11801,0	253,7	36402
37	-	-	-	61	85,80	18,9	264,5	58
38	-	-	-	683	85,80	211,0	264,5	651
39	-	-	-	367	85,80	113,3	264,5	349
40	-	-	-	172	85,80	53,1	264,5	164
41	-	-	-	52643	85,80	16260,0	264,5	50120
42	-	-	-	554122	0,00	0,0	0	0
43	-	-	-	356188	6,49	8315,0	15,53	19919

Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando os resultados exergoeconômicos, os pontos 9 e 10 apresentam os maiores valores de custo específico por unidade de exergia. Esses pontos são caracterizados por um fluxo de sal fundido frio imediatamente após a saída do sistema de armazenamento de energia. Dessa forma, apresenta altos valores pois carrega os custos associados a esse equipamento. O ponto 33 e 34 representa a água corrente no condensador enquanto o ponto 42 representa a energia solar e portanto, por estarem disponíveis de forma livre na natureza, os pontos 33 e 42 possuem o custo específico igual a zero. O ponto 34 tem custo nulo por ser um componente dissipativo. Seu valor foi carregado nos trocadores de calor do gerador de vapor. O custo específico do ponto 41 é justamente o custo do produto da planta. O ponto 41 representa a saída do gerador elétrica e essa mesma energia elétrica é descontada para o acionamento das quatro bombas do sistema, por isso, os custos dos pontos 37, 38, 39 e 40 também são iguais ao custo específico do ponto 41.

Quanto a taxa de custo dos equipamentos, os maiores valores estão associados ao pontos 9, 10 e 11. Esses pontos representam o sal fundido que sai do tanque frio até o tanque quente, sendo aquecido no receptor da torre solar. Os valores são elevados devido aos altos custos de aquisição dos equipamentos do sistema solar e destoam dos demais por funcionarem por uma quantidade de horas menor. Recordando que, as taxas de custos desses equipamentos são divididas durante as nove horas de operação por dia, enquanto os outros componentes têm funcionamento de 24 horas por dia.

Com os parâmetros de custo e exergia para cada ponto, disponíveis na tabela 5, e aplicando a metodologia SPECO, onde os conceitos de produto e combustível de cada equipamento são levados em conta, foram definidos os parâmetros que auxiliam na otimização do sistema. Primeiramente, os parâmetros custo médio por unidade de exergia do produto e custo médio por unidade de exergia do combustível foram calculados e a partir disso os parâmetros de diferença relativa de custo e fator exergoeconômico foram definidos. Os dados obtidos estão na tabela 6 abaixo.

A tabela 6 apresenta para cada equipamento os resultados obtidos da análise exergoeconômica. Nela está representada a eficiência exérgica, a taxa de destruição de exergia, a taxa de custo de aquisição do componente, a taxa de custo da exergia destruída, os custos médio por unidade de exergia do produto e do

combustível e os parâmetros exergoeconômicos, como: a diferença relativa de custo e o fator exergoeconômico.

Tabela 6 – Resultados da análise exérgica e exergoeconômica para os componentes do sistema.

Equipamento	$\varepsilon$ [%]	$\dot{E}_D$ [MW]	$\dot{Z}$ [US\$/h]	$\dot{C}_D$ [US\$/h]	$C_f$ [US\$/GJ]	$C_p$ [US\$/GJ]	$r$ [%]	$f$ [%]
CSH	64,28	197,93	8315,00	4621,0	0,00	6,49	0	64,28
Rec	46,96	188,92	5941,00	4410,0	6,49	23,67	265,10	57,39
BSQ	65,47	0,06	1,19	18,3	85,80	134,00	56,16	6,09
BSF	48,24	0,19	5,44	58,7	85,80	186,40	117,20	8,48
PA	92,10	0,78	29,12	175,3	62,57	75,66	20,92	14,25
EVA	89,07	3,06	34,23	688,4	62,57	76,56	22,36	4,74
SA.	90,00	2,16	25,96	485,7	62,57	74,51	19,09	5,07
RA	93,92	0,61	18,93	136,6	62,57	71,35	14,04	12,18
TAP	89,29	1,63	81,46	468,7	79,91	91,16	14,08	14,81
TBP	96,77	1,33	173,10	375,4	78,42	82,24	4,87	31,55
Ger	98,50	0,80	0,70	243,9	84,51	85,80	1,53	0,28
Cond	60,93	1,68	0,99	475,3	78,42	128,80	64,26	0,21
BA1	81,29	0,01	0,57	3,5	85,80	119,60	39,43	13,91
AA1	55,90	0,41	3,65	115,0	78,42	142,20	81,38	3,07
BA2	87,24	0,09	3,17	26,9	85,80	106,70	24,40	10,53
AA2	92,82	0,26	6,06	75,8	79,91	86,58	8,35	7,41
Dea	69,89	1,94	34,93	496,9	71,15	104,00	46,12	6,57

Fonte: Elaborada pelo autor.

A concentração do valor do custo de aquisição nos componentes solares, apresentados na tabela 4, é refletida na taxa de custo do equipamento. Na tabela 6 é possível notar que a taxa de custo do campo solar de heliostatos e do receptor da torre são 8315 e 5941 US\$/h, respectivamente. Esse valor corresponde a 90% da taxa de custo somada da planta de conversão de potência. O resultado é um indicador de que uma redução nos custos do produto formado na planta (eletricidade) tem um alto potencial de ser alcançada caso o preço de aquisição dos equipamentos do sistema solar se torne economicamente mais viável. Além disso, os dois componentes (CSH e Rec) apresentam uma alta taxa de destruição de exergia e possuem a maior taxa de custos associados a destruição de exergia. Esses resultados indicam que a perda monetária associada a destruição de exergia está concentrada nesses componentes devido à baixa eficiência.

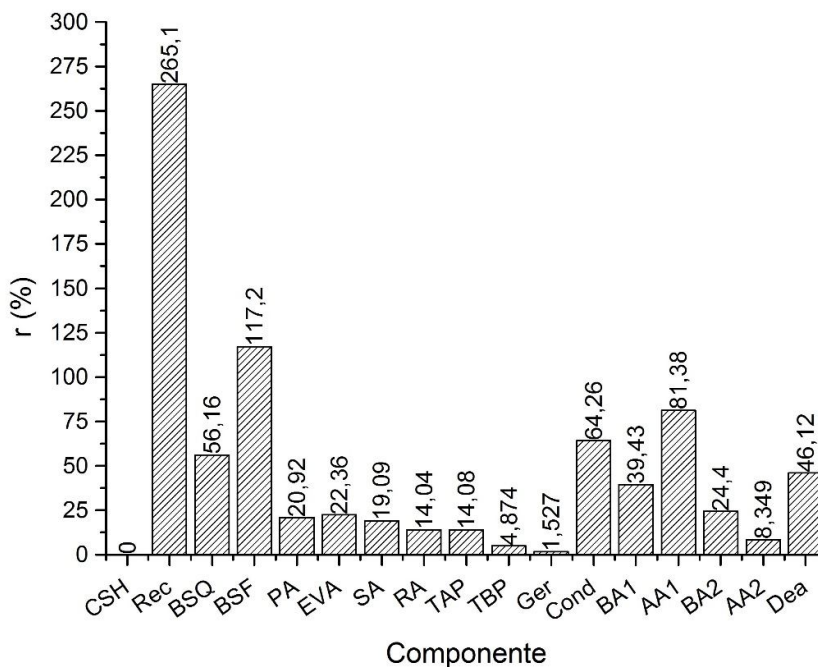
Quanto os valores de custo médio por unidade de exergia, em relação ao combustível ( $C_f$ ), é possível notar que os maiores valores estão nas duas bombas de sal e nas duas bombas de alimentador de água. Isso ocorre pois o combustível

das bombas é a própria eletricidade produzida na planta de potência, a qual possui o maior custo específico. Em relação ao custo médio por unidade de exergia do produto ( $C_p$ ) os maiores valores são apresentados nas bombas de sal e no alimentador de água 1 (AA1). A variação de exergia nas bombas é baixa pois é proporcionada quase que totalmente pela variação de pressão. A temperatura varia muito pouco e esses dados podem ser confirmados na tabela 5. Assim, como houve baixa variação de exergia, o custo do componente ( $\dot{Z}$ ) é carregado no custo médio por unidade de exergia do produto ( $C_p$ ) elevando seu valor e respeitando o balanço exergoeconômico, equação 13. O alto valor apresentado pelo AA1 é devido à baixa transferência de calor no componente. Isso ocasiona baixa variação de exergia e carrega os custos do componente no custo médio por unidade de exergia do produto ( $C_p$ ).

O sistema de armazenamento de energia opera em regime transiente, ou seja, a taxa de massa que escoar na fronteira e a massa acumulada dentro dos tanques de armazenamento varia para cada hora de funcionamento do sistema. Por isso, o sistema de armazenamento não foi apresentado na tabela, visto que seu resultado em regime permanente para os indicadores  $r$  e  $f$  seria inconsistente.

O maior valor da diferença relativa de custo ( $r$ ) está no receptor da torre (265,10%). Esse parâmetro não foi calculado para o campo solar de heliostatos porque o custo médio específico do produto, referente a energia procedente do sol, é zero. A figura 18 apresenta graficamente os dados de diferença relativa de custo.

Figura 18 – Gráfico com a diferença relativa de custo nos componentes da planta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A diferença relativa de custo indica o aumento relativo no custo entre o combustível de um componente e o produto desse componente. A taxa de custo de aquisição do componente tem influência direta no aumento do custo específico de cada ponto da planta. Uma vez que, os componentes do sistema que são responsáveis por captar e transmitir a energia solar são aqueles que possuem os custos mais elevados, é esperado que os aumentos relativos nos custos específicos entre as entradas e saídas desses equipamentos sejam os mais elevados.

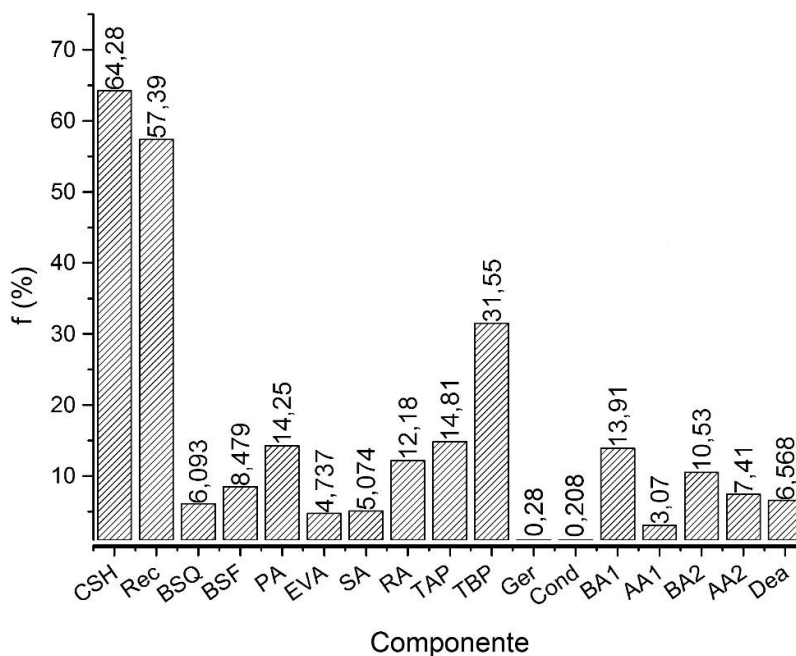
Portanto, o equipamento com maior potencial de redução de custo do produto é o receptor da torre. Pois, o fator de diferença relativa de custo aponta a redução do custo desses equipamentos como a forma mais acessível de otimizar os custos da geração de eletricidade.

É importante destacar que a eficiência energética do receptor obtida pelo trabalho foi de 75,82%. Essa eficiência tem potencial para ser maior, já que outros estudos, como o de Rodriguez-Sanchez, Sanchez-Gonzalez e Santana (2015), sobre a eficiência do receptor, apresentaram resultados entre 76 e 87%. Consequentemente, a eficiência exérgica do receptor desse trabalho foi de 46,96% indicando que há grandes perdas de exergia no equipamento e que há margem para

otimização. Lembrando que, grandes perdas de exergia no receptor são inevitáveis e estão relacionadas a temperatura da superfície do receptor. Sendo que, quanto maior a temperatura da superfície maiores as perdas de calor, principalmente por radiação.

Quanto ao fator exergoeconômico, os dados estão representados na figura 19.

Figura 19 – Gráfico com o fator exergoeconômico dos componentes da planta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O condensador apresenta o pior fator exergoeconômico devido à alta taxa de custo correlacionada a exergia destruída e o baixo valor de aquisição do equipamento. No caso da planta em questão, o condensador possui apenas a função de um componente dissipativo, ou seja, libera o calor do vapor para que possa ser bombeado novamente no sistema. A eficiência do condensador aumentaria se a taxa de calor extraída fosse utilizada em outro processo para gerar um novo produto.

Depois do condensador, o gerador apresenta o mais baixo valor de fator exergoeconômico. Isso ocorre porque os custos de aquisição desse equipamento são baixos e os custos da destruição de exergia nele são muito elevados em comparação ao valor do equipamento. Portanto, para que ocorra a redução do custo

do produto da planta a forma mais eficaz seria aumentar o custo de investimento na aquisição de um gerador mais eficiente.

O ponto 42, na figura 14 e tabela 5, representa a energia proveniente do sol, por isso a taxa de exergia nesse ponto é a mais elevada. Por sua vez, o ponto 41 equivale a saída do gerador elétrico, ou seja, é o produto de todo o ciclo termodinâmico. A razão entre a taxa de exergia produzida no gerador e a taxa de exergia do sol equivale ao rendimento exergético da planta de potência. Essa eficiência é igual a 9,31%. A eficiência é relativamente baixa devido ao proposto pelo trabalho: manter o funcionamento do bloco de potência 24 horas por dia.

Para acrescentar a comparação, o modelo termodinâmico também foi simulado para uma proposta de funcionamento do bloco de potência em 12 horas por dia. Neste caso, o gerador de vapor seria alimentado por uma vazão de sal fundido quente média, produzida no receptor, de 560,3 kg/s. Consequentemente, a geração de vapor que alimentaria a turbina seria maior, cerca de 85,4 kg/s, e por sua vez as turbinas teriam a capacidade de produzir 104,69 MW elevando a eficiência exergética do ciclo para 18,89%, uma vez que a taxa de exergia do sol permanece constante.

Resultados obtidos em literatura foram adicionados a tabela de comparação. O trabalho de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) é uma análise realizada em ciclo de potência integrado a campo solar de heliostatos e dessalinizador a baixa pressão. A única fonte de energia é a solar e os produtos da planta são eletricidade e água dessalinizada. O ciclo ainda contempla um sistema de armazenamento de energia semelhante ao estudado nesse trabalho. Por sua vez, o ciclo investigado por Ma et al. (2019) também apresenta sistema solar com campo de heliostatos e torre solar fornecendo energia para um ciclo de potência a gás. A utilização de tanques de armazenamento de sal fundido são utilizados para armazenar energia oriunda do sol. A tabela 7 demonstra os parâmetros mais relevantes para a comparação entre os resultados dos ciclos: a radiação direta normal, a potência elétrica, a eficiência exergética, os anos e horas anuais de operação, a taxa do custo de aquisição do componente, a taxa do custo total (aquisição mais relacionada a destruição de exergia) e o custo específico da eletricidade.



Tabela 7 – Comparação do custo da eletricidade e da eficiência dos sistemas analisados.

Trabalho	DNI [W/m <sup>2</sup> ]	Potência [MW]	$\varepsilon$ [%]	Anos/horas anuais de Operação	$\dot{Z}$ [US\$/h]	$\dot{Z} + \dot{C}_D$ [US\$/h]	$C_e$ [US\$/GJ]
Gómez-Hernández et al. (2018)	<sup>(2)</sup> n.e.	110,00	19,35	25 / 4360	10310,8	23130,8	21,84
Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018)	850,00	13,00	<sup>(1)</sup> 28,00	20 / 7448	3082,4	10543,0	56,97
Ma et al. (2019)	950,00	220,00	26,47	30 / 4800	10768,4	15424,6	31,39
Ciclo de potência funcionando 12h	493,70	104,69	18,89	25 / 4000	18040,3	34732,7	48,61
Ciclo de potência funcionando 24h	493,70	52,16	9,41	25 / 8000	15863,5	50834,9	85,80

(1) A equação utilizada para calcular a eficiência é diferente da convencional.

(2) não especificado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O número de anos de operação entre as plantas variaram entre 20 e 30 anos. Segundo a análise de sensibilidade realizada por Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) esse parâmetro possui fraca influência nos custos. Ainda mais pelo fato de sua faixa de variação ser estreita.

Quanto a radiação direta normal (DNI), esse trabalho apresenta menor irradiação direta normal pois tem a proposta de analisar o ciclo de potência utilizando a radiação média diária. Enquanto isso, Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) e Ma et al. (2019) utilizam a radiação máxima referente ao meio-dia em suas simulações, onde ocorre o pico de DNI com duração de 15 a 30 minutos dependendo da localidade.

As características da potência produzida do ciclo de Gómez-Hernández et al. (2018) de 110 MW com eficiência exergética de 19,35% se assemelham aos do ciclo desse trabalho operando em 12 h por dia com potência de 104,67 MW e eficiência exergética de 21,84%. Os autores do trabalho de Gómez-Hernández et al. (2018) não especificaram o valor utilizado para o DNI, porém os valores especificados de potência do ciclo e eficiência exergética foram apenas ligeiramente maiores ao desse trabalho em 12 h de funcionamento por dia. Contudo, a diferença no custo de eletricidade é acentuada: Gómez-Hernández et al. (2018) obtém o menor custo da

comparação, 21,84 US\$/GJ, enquanto esse trabalho com 12 h de funcionamento apresentou o custo de eletricidade igual a 48,61 US\$/GJ. O menor custo específico poderia ser justificado pela menor taxa de aquisição do equipamento. Mas, na tentativa de reprodução dos resultados de Gómez-Hernández et al. (2018) para a avaliação exergoeconômica os dados fornecidos, equações e resultados apresentaram certa inconsistência. Além disso, não foi demonstrado explicitamente os dados dos custos do sistema de armazenamento. Dessa forma, os resultados de custo de eletricidade de Gómez-Hernández et al. (2018) não foram considerados para comparar os custos obtidos nesse trabalho.

Apesar de utilizar um alto valor de DNI ( $850 \text{ W/m}^2$ ), o trabalho de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) opera com um alto valor de horas anuais (7448 h) e é responsável por baixo valor de conversão de potência elétrica (13 MW). Quanto maior as horas de operação anual, uma menor potência é produzida constantemente, durante cerca de 24 h ao dia. E em contraste, uma menor hora de operação gera uma maior potência num menor intervalo de tempo, em geral 12 h ao dia. Assim seu valor de eficiência exérgica fica reduzido sendo 8,15%, quando calculada da forma convencional, diferente do valor de 28% apresentado pelos autores. A forma convencional de eficiência exérgica é a razão entre a potência elétrica e a taxa de exérgia oriunda da fonte solar.

A proposta de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) é a utilização de um ciclo de menor potência e por isso as dimensões dos componentes do ciclo são menores e possuem baixos valores nas taxas de custos,  $\dot{Z}$  e  $\dot{Z} + \dot{C}_D$ . Como o foco de seu trabalho é também a produção de água dessalinizada, boa parte da exérgia é destinada a esse fim e a conversão de potência elétrica fica reduzida. Com isso, mesmo apresentando baixas taxas de custo, o ciclo de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) não apresentou o menor custo específico de eletricidade (56,97 US\$/GJ) devido à baixa potência e eficiência do ciclo.

Ma et al. (2019) utilizou o maior valor de DNI de  $950 \text{ W/m}^2$  em sua simulação e somada a baixa quantidade de horas anuais de operação de 4800 h o seu trabalho teve como resultados a maior potência de 220 MW e maior eficiência exérgica 26,47%. A partir desses dados iniciais, o ciclo do autor apresentou o menor custo específico de eletricidade de 31,39 US\$/GJ quando comparado aos resultados

obtidos nesse trabalho: utilizando 12 h e 24 h de operação por dia. Além disso, as baixas taxas de custo, apresentadas por Ma et al. (2019), resultaram no menor valor de custo específico. Porém os resultados simulados para 12 h semelhante ao trabalho de Ma et al. (2019), obtiveram maior valor de custo específico da eletricidade devido ao maior valor das taxas de custo dos componentes. A diferença entre as taxas de custo totais é ainda maior quando são consideradas as taxas de custo devido a exergia destruída. A razão desse fato é causada pela consideração, na simulação de Ma et al (2019) para um alto valor de radiação solar no horário de pico, enquanto nesse trabalho foi simulado para um valor de radiação média diária.

Comparando esse trabalho para as diferentes horas de operação, o mesmo DNI foi utilizado com valor de 493,7 W/m<sup>2</sup> e por isso a mesma quantidade de energia solar está disponível para ambos. Dessa forma, o ciclo que opera com uma quantidade menor de horas por ano, 4000 h, possui maior potência nominal de 104,69 MW e maior eficiência exergética de 18,89% apresentando menor custo específico de eletricidade de 48,61 US\$/GJ. E o ciclo de potência que opera 24 h por dia possui potência e eficiência exergética de 52,16 MW e 9,41%, respectivamente, resultando num valor de custo específico da eletricidade de 85,80 US\$/GJ.

Devido a maior capacidade de potência nominal, a taxa de custo devido a aquisição de componentes é maior no ciclo de 12 h (18040,3 US\$/h) do que o ciclo que opera 24 h por dia (15863,5 US\$/h). Porém, esse cenário se inverte quando os custos devido a destruição de exergia são levados em consideração. A medida que aumenta as horas de funcionamento, as taxas de custo do sistema de armazenamento e do sal fundido armazenada aumentam. Porém as taxas de custo dos componentes diminuem, principalmente do bloco de potência. Devido a menor potência, menor eficiência exergética e maior taxa de exergia destruída, as taxas de custo totais ( $\dot{Z} + \dot{C}_D$ ) aumentam significativamente. Conseqüentemente, o custo específico da eletricidade é maior no ciclo que opera com 24 h do que o ciclo que opera com 12 h.

Esses resultados indicam a influência dos parâmetros no custo específico da eletricidade. O menor custo específico (31,39 US\$/GJ) da comparação foi obtido por Ma et al. (2019) devido a maior potência nominal, maior eficiência exergética e baixa taxa de custo total. Enquanto isso, o maior custo específico (85,80 US\$/GJ) foi

obtido nessa simulação com 24 horas de operação por dia, decorrente da baixa eficiência exergética e da maior taxa de custo total.

Apesar de apresentar o maior custo específico, a análise da simulação apresentou resultados coerentes pois não fez uso das considerações utilizadas pelos outros autores: as simulações de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) e Ma et al. (2019) utilizaram valores de pico de DNI enquanto nesse trabalho foi utilizado o valor médio diário de DNI. Além disso, o trabalho de Ma et al. (2019) não considerou perdas de exergia no seu sistema de armazenamento, enquanto nesse trabalho e no de Wellmann, Meyer-Kahlen e Morosuk (2018) foi considerado.

#### **5.4 Resultados exergoambientais**

Assim como ocorreu na seção anterior, os componentes de toda a planta de potência foram divididos em subgrupos para que fosse possível expressar o conjunto de componentes onde está concentrada a maior parte do impacto ambiental associado ao sistema. Para tanto, foram utilizadas as equações encontradas nas tabelas B1, para o cálculo da massa dos componentes, e B2, para o cálculo do impacto ambiental por unidade de massa associado aos componentes. O sistema solar composto pelo campo de heliostatos, torre solar e receptor, tanques de armazenamento e bombas de sal fundido é responsável por 96,47% do total do impacto, como visto na tabela 8 abaixo. A concentração do impacto acontece por causa da grande quantidade de material utilizada para a produção dos heliostatos (neste caso 10347 unidades), para a produção de uma torre solar com um receptor localizado a uma altura de 195 metros, e para os tanques de armazenamento que foram dimensionados com cerca de 20 metros de diâmetro. Além disso, o impacto ambiental devido a massa de sal fundido foi somada ao impacto dos tanques de armazenamento contribuindo ainda mais a alta concentração dos danos ambientais no sistema solar. O gerador de vapor é formado pelo pré-aquecedor, evaporador, super-aquecedor e re-aquecedor. O impacto ambiental por causa desses equipamentos é relacionado a quantidade de material dos equipamentos. Essa quantidade aumenta à medida que maiores trocadores de calor sejam necessários para garantir a transferência de calor. O bloco de potência apresenta a menor parcela entre o grupo de componentes, uma vez que, o funcionamento em 24 horas

diminui a potência nominal das turbinas e logo diminui as dimensões necessárias para conversão de potência.

Tabela 8 – Resultados do impacto ambiental dos componentes da planta.

Subgrupos	Y [mPt]	%
Sistema Solar	6,48E+09	96,47
Gerador de vapor	1,62E+08	2,41
Bloco de potência	7,53E+07	1,12
TOTAL	6,72E+09	100,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

Portanto, a tabela 8 evidencia que os impactos ambientais para a formação do produto da planta (eletricidade) estão concentrados nos equipamentos do sistema solar.

Retornando a tabela 5, presente na seção anterior, estão os resultados para o impacto ambiental específico por unidade de exergia e taxa de impacto ambiental obtidos no balanço exergoambiental para cada ponto do sistema. Os maiores valores obtidos para o impacto ambiental específico se encontram nos pontos 9 e 10, pontos onde ocorrem a maior vazão mássica de sal fundido e se encontram na saída do tanque de sal frio, ou seja, trazem em seus fluxos os impactos ambientais associados ao sistema de armazenamento de energia, equipamento responsável por taxas elevadas de impacto ambiental. Por sua vez, o produto da planta é a potência elétrica convertida no gerador de potência. O impacto ambiental específico da eletricidade convertida no sistema está representado no ponto 41. Os pontos onde esse parâmetro é nulo são aqueles fluxos obtidos diretamente da natureza como o ponto 42 (energia solar) e os pontos 33 e 34 (água). O ponto 34 tem taxa de impacto ambiental nulo por ser um componente dissipativo. Seu valor, semelhante à análise exergoeconômica, foi carregado nos trocadores de calor do gerador de vapor.

Em relação a taxa de impacto ambiental, os maiores resultados obtidos foram registrados nos pontos 9, 10 e 11. Nesses pontos estão relacionados os impactos ambientais associados ao sistema solar, uma vez que, o ponto 9 representa a taxa de impacto ambiental do sal fundido que sai do tanque de sal frio e os pontos 10 e 11 representam o sal fundido aquecido no receptor da torre solar. O subgrupo sistema solar possui a maior taxa de destruição de exergia e maior impacto ambiental dos componentes.

A tabela 9 apresenta para cada equipamento os resultados obtidos na análise exergoambiental. Nela está representada a taxa de impacto ambiental do componente, o impacto ambiental associado a destruição de exergia, os impactos específicos do produto e do combustível de cada equipamento por unidade de exergia e os parâmetros exergoambientais que avaliam o desempenho ambiental do sistema, como: a diferença relativa de impacto ambiental e o fator exergoambiental.

Tabela 9 – Resultados da análise exergoambiental.

Componente	$\varepsilon$ [%]	$\dot{E}_D$ [MW]	$\dot{Y}$ [mPt/h]	$\dot{B}_D$ [mPt/h]	$b_f$ [mPt/GJ]	$b_p$ [mPt/GJ]	$r_b$ [%]	$f_b$ [%]
CSH	64,28	197,93	19919,00	11069,0	0,00	15,53	0,00	64,28
Rec	46,96	188,92	1367,00	10565,0	15,53	35,35	127,60	11,46
BSQ	65,47	0,06	0,02	56,5	264,50	404,00	52,75	0,03
BSF	48,24	0,19	0,10	180,8	264,50	548,40	107,30	0,05
PA	92,10	0,78	8,85	540,4	192,90	231,00	19,72	1,61
EVA	89,07	3,06	29,29	2123,0	192,90	235,40	21,99	1,36
SA	90,00	2,16	620,50	1498,0	192,90	237,60	23,15	29,30
RA	93,92	0,61	197,80	421,1	192,90	224,30	16,24	31,96
TAP	89,29	1,63	114,00	1454,0	247,90	280,00	12,93	7,27
TBP	96,77	1,33	251,50	1167,0	243,80	253,70	4,06	17,73
Ger	98,50	0,80	25,06	751,4	260,40	264,50	1,57	3,23
Cond	60,93	1,68	0,69	1478,0	243,80	400,20	64,15	0,05
BA1	81,29	0,01	0,21	10,9	264,50	360,40	36,26	1,91
AA1	55,90	0,41	0,92	357,6	243,80	436,60	79,08	0,26
BA2	87,24	0,09	0,07	83,0	264,50	324,70	22,76	0,09
AA2	92,82	0,26	1,43	235,1	247,90	267,20	7,78	0,60
Dea	69,89	1,94	5,12	1553,0	222,30	318,50	43,23	0,33

Fonte: Elaborada pelo autor.

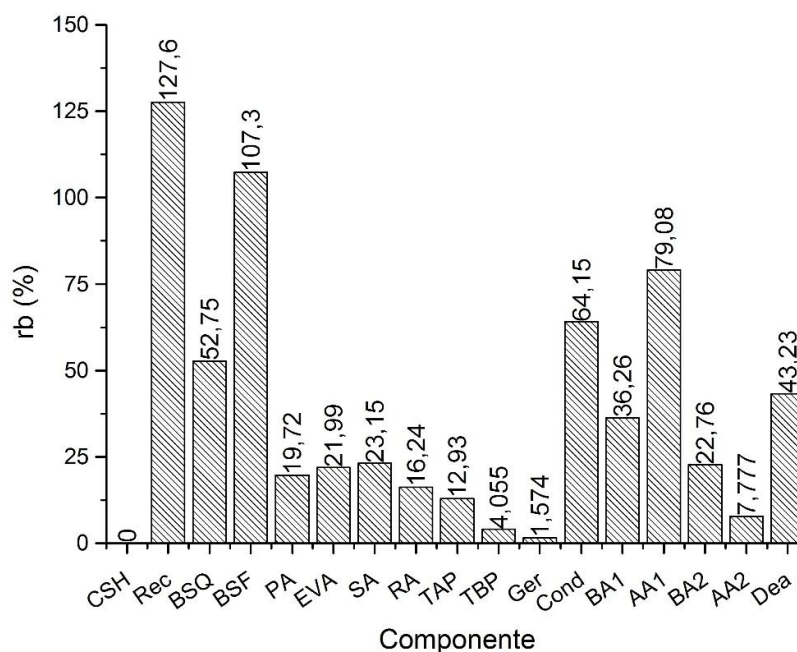
A majoritária contribuição do impacto ambiental dos componentes da planta é confirmada no subgrupo: sistema solar. Consequentemente o campo solar de heliostatos possui a maior taxa de impacto ambiental entre todos os componentes, conforme tabela 9. O resultado indica uma grande quantidade de material necessária na construção do campo solar, contribuindo significativamente para o impacto ambiental da eletricidade.

Para avaliar o impacto ambiental da exergia destruída, o parâmetro  $\dot{B}_D$  foi demonstrado na tabela e o resultado indicou que os dois equipamentos onde há maior taxa de exergia destruída são: campo solar (CSH) e receptor (Rec), aqueles que apresentam as maiores taxas de impactos devido a destruição de exergia. Observa-se que eles possuem as maiores taxas de exergia destruída.

Quanto aos valores de impacto ambiental médio por unidade de exergia, em relação ao combustível ( $b_f$ ), é possível notar que os maiores valores estão nas duas bombas de sal e nas duas bombas de alimentador de água. Isso ocorre pois o combustível das bombas é a própria eletricidade produzida na planta de potência, que possui o maior impacto específico. Em relação ao impacto ambiental médio por unidade de exergia do produto ( $b_p$ ) os maiores valores também são apresentados nas quatro bombas do sistema. A variação de exergia nas bombas é baixa pois é proporcionada quase que totalmente pela variação de pressão. A temperatura varia muito pouco e esses dados podem ser confirmados na tabela 5. Assim, como houve baixa variação de exergia, o impacto ambiental do componente ( $\dot{Y}$ ) é carregado no impacto ambiental médio por unidade de exergia do produto ( $b_p$ ) elevando seu valor e respeitando o balanço exergoambiental, equação 24. Entre os tipos de bombas, a bomba de sal fundido com menor eficiência e a bomba de água com menor eficiência apresentaram maior valor de impacto ambiental médio por unidade de exergia do produto ( $b_p$ ).

A figura 20 representa em forma de gráfico os resultados para a diferença relativa do impacto ambiental. Quanto a esse parâmetro, o receptor da torre solar apresenta o maior valor sugerindo que o impacto ambiental desse equipamento pode ser reduzido com menor esforço em relação aos outros componentes.

Figura 20 – Gráfico com a diferença relativa de impacto ambiental nos componentes da planta.

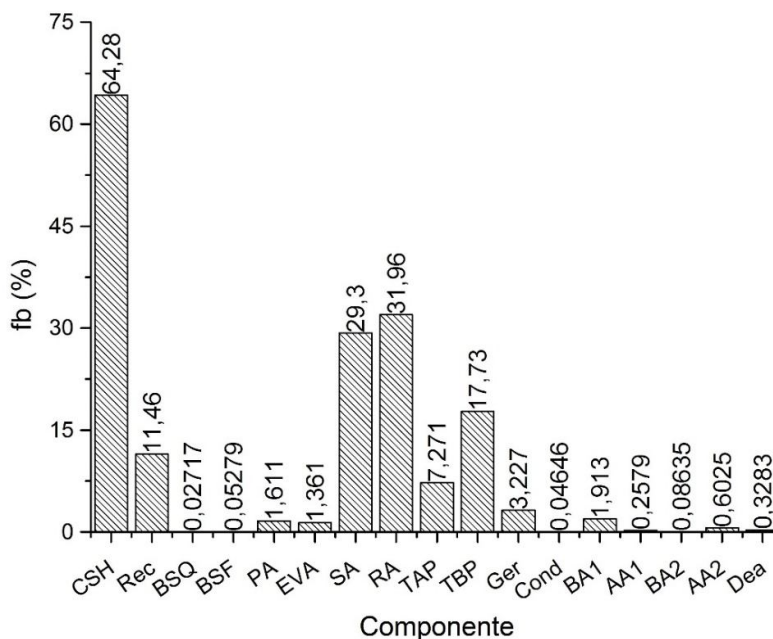


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base no último indicador, tem-se que baixos valores para o fator exergoambiental indicam os equipamentos que possuem taxas de impactos ambientais associados a destruição de exergia muito elevadas quando em comparação com a taxa de impacto ambiental associado ao próprio componente. Portanto, a redução de impactos ambientais do ciclo de potência pode ser alcançada com o aumento da eficiência desses equipamentos. A figura 21 mostra a distribuição do fator exergoambiental para cada equipamento.



Figura 21 – Gráfico com o fator exergoambiental nos componentes da planta.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os equipamentos críticos quanto ao fator exergoambiental foram: bomba de sal fundido quente, condensador e bomba de sal fundido frio.

O condensador é um equipamento com função dissipativa e dessa forma a destruição de exergia é inerente ao seu funcionamento. Assim, investimento em melhoria da eficiência nesse equipamento não é a melhor medida a ser tomada. Porém, a produção de água quente na saída do condensador poderia ser melhor aproveitada como um novo produto, o qual adicionado a geração de potência elétrica, aumentaria o aproveitamento da energia solar.

Quanto as bombas, o pior fator exergoambiental ocorreu justamente nas duas bombas de sal fundido que de acordo com a tabela 9 apresentam também as piores eficiências exergéticas, sugerindo que as melhorias na eficiência indicadas pelo parâmetro fator exergoambiental são a forma eficaz de diminuir os impactos ambientais do produto gerado na planta de potência.

Neste trabalho, o ciclo de potência estudado tem como produto apenas a potência elétrica convertida no gerador de potência. Sendo representada pelo ponto 41 da figura 14. Na tabela 5, o dado do impacto ambiental específico por unidade de exergia desse ponto 41 está indicado e é igual a 264,5 mPt/GJ (0,95 mPt/kWh).

Como o ciclo de potência utiliza como combustível apenas a energia solar, impactos associados a formação de poluentes devido a queima de combustíveis não estão presentes no impacto ambiental associado a formação do produto da planta de potência. A vantagem de não haver queima de combustível pode ser percebido na literatura como nos trabalhos de Cavalcanti (2017) e Bonforte et al. (2018). Ambos os trabalhos estudaram ciclos combinados com turbina a gás e a vapor alimentados por gás natural. Os impactos ambientais estão predominantemente ligados a câmara de combustão pela entrada dos impactos ambientais do combustível e formação de poluentes. A inclusão de um sistema solar nos dois trabalhos possibilitou a redução da queima de combustível e dos poluentes formados e conseqüentemente diminuiu o impacto ambiental da eletricidade gerada.

Com o intuito de comparar os resultados da metodologia exergoambiental aplicada nesse trabalho, a tabela 10 foi preparada com a inclusão dos resultados do ciclo de potência para um funcionamento em 24 horas por dia e dados obtidos para a operação desse mesmo ciclo em 12 horas. Quanto ao trabalho desenvolvido por outros autores, não foi possível localizar trabalhos com análises exergoambientais em ciclos utilizando apenas sistema solar como fonte para conversão de potência elétrica. Assim, a pesquisa de Boyaghchi e Chavoshi (2017) e a de Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019) sobre trigerção foram selecionadas. As pesquisas apresentam sistema solar como uma das fontes de energia do sistema e não possuem formação de poluentes.

A tabela 10 apresenta como parâmetros de comparação: A potência elétrica dos ciclos, a eficiência exergética, os anos e horas anuais de operação, configuração do sistema, a taxa de impacto ambiental do componente, a taxa de impacto ambiental total (componente mais associados a destruição de exergia) e o impacto ambiental específico da eletricidade.

Tabela 10 – Comparação análise do impacto ambiental.

Trabalho	Potência [MW]	$\varepsilon$ [%]	Anos/horas anuais de Operação	Sistema	$\dot{Y}$ [mPt/h]	$\dot{Y} + \dot{B}_D$ [mPt/h]	$b_e$ [mPt/kWh]
Boyaghchi e Chavoshi (2017)	0,05	2,40	15 / 7446	Solar+ Geot+ CCHP	32970,0	69919,0	1220,00
Montazerinejad Ahmadi e Montazerinejad (2019)	0,14	*n.e.	20 / 7446	Solar+ CRO+ ABS	120,6	12375,4	5,08
Esse trabalho 12h	104,69	18,89	25 / 4000	Solar+ Rank	55999,3	101528,8	0,54
Esse trabalho 24h	52,16	9,41	25 / 8000	Solar+ Rank	48898,6	150579,4	0,95

\*n.e. não especificado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019) produz potência, aquecimento e resfriamento a partir de uma planta com sistema solar, aquecedor auxiliar, ciclo Rankine orgânico e ciclo de refrigeração por absorção. Por sua vez, Boyaghchi e Chavoshi (2017) utiliza a energia geotérmica e energia solar com aquecedor auxiliar para produção de potência, aquecimento e resfriamento. A potência nominal dos ciclos dos dois autores são bem inferiores ao proposto nesse trabalho, na ordem de 50 kW em Boyaghchi e Chavoshi (2017) e 140 kW em Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019).

Quanto a eficiência exergética, não há valores indicados para Montazerinejad, Ahmadi e Montazerinejad (2019) e apenas a eficiência exergética no ciclo de Boyaghchi e Chavoshi (2017) de 2,4%.

O elevado valor das horas de operação por ano de 7446 h/ano induz a baixa potência e eficiência exergética. Como também produz aquecimento e resfriamento, parte da potência elétrica é consumida para acionar as bombas: do ciclo Rankine orgânico, sistema geotérmico, sistema de absorção.

Observando a relação entre a taxa de impactos ambientais total da planta (dos componentes e relacionados a destruição de exergia) e o impacto específico da eletricidade percebe-se que quanto maior seja a taxa impacto ambiental total, maior será o impacto ambiental específico. Na tabela 10, comparando os dois trabalhos da literatura com potência nominal menor, observa-se que o trabalho de Boyaghchi e Chavoshi (2017) teve a maior taxa de impacto ambiental total da planta e consequentemente obteve o maior impacto ambiental específico da eletricidade.

Maior eficiência e potência nominal diminui o impacto ambiental específico da eletricidade produzida. Analisando a tabela 10, o ciclo de menor potência nominal (Boyaghchi e Chavoshi (2017)) apresentou também o maior impacto específico (1220 mPt/kWh). E quanto ao ciclo de maior eficiência exérgica (esse trabalho em 12 h) houve a ocorrência do menor impacto ambiental da eletricidade (0,54 mPt/kWh).

Em relação as simulações realizadas nesse trabalho, o alto valor da taxa de impacto ambiental total ( $\dot{Y} + \dot{B}_D$ ) refletiu em maior valor de impacto ambiental específico da eletricidade no ciclo com funcionamento em 24 h por dia. Comparando com a coluna da taxa de impacto do componente ( $\dot{Y}$ ) o ciclo em 24 h apresenta menor taxa de impacto devido aos equipamentos. Isso ocorreu pois para ambos os regimes de operação, a energia solar disponível é a mesma e para o funcionamento em 12 h o bloco de potência é maior, uma vez que a potência nominal é maior. A taxa de impacto ambiental, entretanto, se eleva quando adicionado os impactos devido a destruição de exergia. Maior quantidade de horas de funcionamento fazem com que a quantidade de massa de sal fundido armazenado nos tanques e as dimensões dos tanques de armazenamento aumentem. Ao mesmo tempo em que a eficiência dos componentes do sistema diminui e aumenta a taxa de destruição de exergia. Relacionado a isso, a taxa de impacto ambiental da destruição de exergia aumenta significativamente e eleva o valor da taxa de impacto ambiental total do sistema ( $\dot{Y} + \dot{B}_D$ ). Como consequência, o impacto ambiental da eletricidade é maior no ciclo que opera com 24 h do que no ciclo que opera com 12 h.

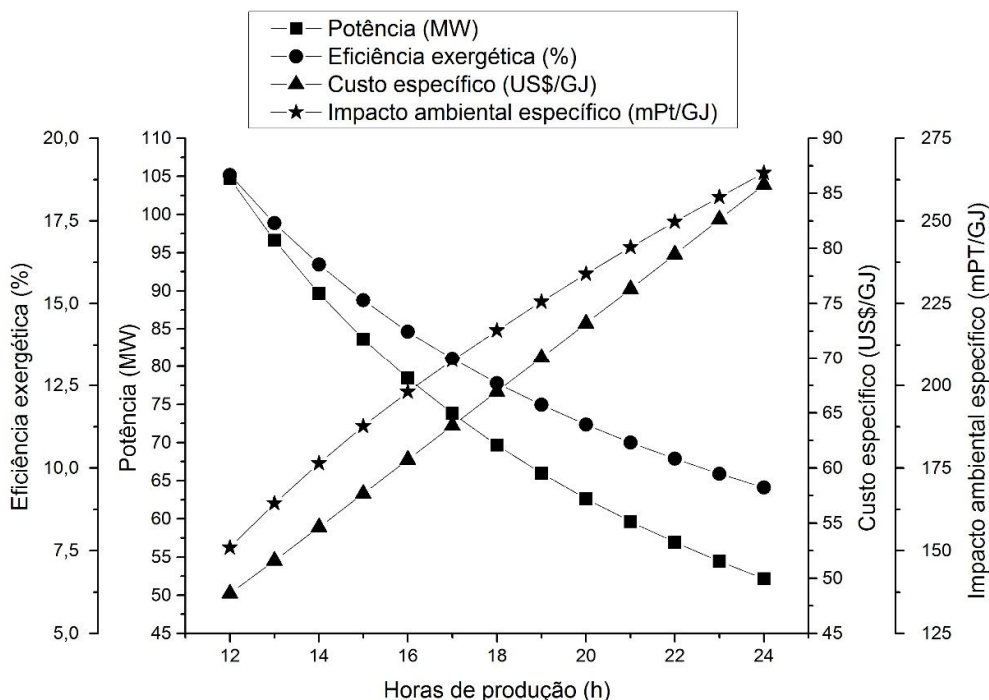
Na literatura é possível encontrar valores menores aos desse trabalho, como no artigo de Aghbashlo et al. (2019) onde o impacto ambiental específico foi de 0,04

mPt/kWh. Os autores utilizaram um sistema com biodigestor e motor diesel alimentado por lixo municipal.

### 5.5 Análise de Sensibilidade

A figura 22 representa uma análise do comportamento de determinados parâmetros na medida em que a quantidade de horas de funcionamento do bloco de potência foi alterado no modelo da simulação termodinâmica, variando a cada hora entre 12 e 24 horas por dia. Os parâmetros analisados foram: potência, eficiência exergética, custo específico da eletricidade por unidade de exergia e impacto ambiental específico da eletricidade por unidade de exergia.

Figura 22 – Análise de sensibilidade.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A potência variou entre 104,69 e 52,16 MW e a eficiência exergética variou de 18,89 a 9,41%. Esses dois parâmetros diminuem a medida em que o tempo de operação do bloco de potência aumenta pois independentemente da quantidade de horas o aporte de energia solar e geração de vapor é o mesmo. Aumentando as horas de conversão de potência, a vazão em massa de vapor que entra nas turbinas é menor pois é distribuída em mais horas. Uma vez que a potência diminui, a

eficiência exergetica também diminui pois essa é calculada a partir da razão entre a potência do ciclo e a taxa de exergia fornecida pela energia solar.

O custo específico da eletricidade variou de 48,61 até 85,80 US\$/GJ. A análise aponta o aumento do custo a medida em que as horas de funcionamento do bloco de potência aumentam. Isso ocorreu pois aumentando a quantidade de horas, a energia total disponibilizada pela fonte de calor é distribuída por mais horas fazendo com que a potência do sistema diminua e conseqüentemente a eficiência exergetica também diminua. Mesmo que as taxas de custo de aquisição do bloco de potência diminuam com o aumento das horas de funcionamento, as taxas de custo devido a destruição de exergia aumentam no sistema pois a eficiência exergetica dos componentes diminui e assim, aumenta as taxas de exergia destruída. A contribuição do custo devido a exergia destruída é significativo para a taxa de custo total do sistema e causa o aumento do custo específico da eletricidade quando o ciclo opera por mais horas.

O impacto ambiental específico da eletricidade variou entre 0,54 mPt/kWh (150,9 mPt/GJ) e 0,95 mPt/kWh (264,5 mPt/GJ). O aumento do impacto ambiental da eletricidade ocorre com o aumento das horas de funcionamento do ciclo de potência. Pois, o aumento do número de horas ocasiona menor eficiência exergetica e menor potência nominal no sistema. Assim, o impacto ambiental dos componentes diminui pois há redução do tamanho dos componentes, do bloco de potência principalmente, mas, o impacto ambiental da destruição de exergia aumenta significativamente e tem contribuição relevante para o impacto ambiental total do sistema. O aumento do impacto ambiental total devido ao aumento das horas de funcionamento acarreta no aumento do impacto ambiental da eletricidade.

## 6 Conclusões

Nesse trabalho foi avaliado o comportamento exergetico, exergoeconômico e exergoambiental de uma planta de potência utilizando turbina a vapor acionada por energia solar através da tecnologia de captação por heliostatos e receptor central de torre solar. Dados referentes à cidade de Natal-RN para a radiação direta normal foram utilizados no desenvolvimento do trabalho.

A partir da análise exergetica dos componentes da planta, foi observado que o receptor da torre solar e o campo solar de heliostatos foram os componentes responsáveis pelas maiores taxas de destruição de exergia no ciclo. O receptor solar apresentou a pior eficiência exergetica entre todos os componentes.

Resultados para o custo específico da eletricidade estiveram dentro da faixa de comparação do trabalho. O ciclo de potência com operação em 12 horas por dia apresentou custo igual a 48,61 US\$/GJ e o mesmo ciclo com operação em 24 horas por dia obteve custo de 85,80 US\$/GJ.

Do ponto de vista exergoeconômico o equipamento identificado com maior potencial de melhoria foi o receptor da torre solar, devido ao alto valor de diferença relativa de custo, e o equipamento com pior desempenho exergoeconômico foi o gerador elétrico, devido ao baixo valor do fator exergoeconômico.

O impacto ambiental específico da eletricidade foi o menor valor entre os comparados na literatura citados. Para o ciclo de potência operando em 12 horas por dia o impacto específico foi de 0,54 mPt/kWh, enquanto a operação em 24 horas por dia resultou em impacto específico de 0,95 mPt/kWh.

A abordagem exergoambiental indicou os equipamentos com maior potencial de melhoria, no ponto de vista ambiental: receptor da torre solar, devido ao alto valor de diferença relativa de impacto ambiental, e as bombas de sal fundido, devido ao baixo valor do fator exergoambiental.

A análise de sensibilidade demonstrou o efeito das horas de operação por dia nos parâmetros potência, eficiência exergetica, custo específico da eletricidade e impacto ambiental específico da eletricidade.

Como sugestões para outros trabalhos têm-se:

- A reprodução dos resultados do sistema solar apresentados por Gómez-Hernández et al. (2018);
- A Simulação de um ciclo de potência operando com sistema geotérmico para que seja possível analisar o comportamento do impacto ambiental da eletricidade nesse sistema. Uma vez que o valor do impacto ambiental da eletricidade apresentado por Boyaghchi e Chavoshi (2017) em um ciclo dessa natureza foi elevado quando em comparação aos outros ciclos comparados nesse trabalho; e por fim,
- A simulação do ciclo de potência operando com turbinas à gás para que seja comparado com os resultados obtidos na simulação com turbina a vapor.



## 7 Referências

AGHBASHLO, M.; TABATABAEI, M.; HOSSEINPOUR, S. On the exergoeconomic and exergoenvironmental evaluation and optimization of biodiesel synthesis from waste cooking oil (WCO) using a low power, high frequency ultrasonic reactor. **Energy Conversion And Management**. v. 164, p.385-398, 2018.

AGHBASHLO, M.; TABATABAEI, M.; SOLTANIAN, S.; GHANAVATI, H. Biopower and biofertilizer production from organic municipal solid waste: An exergoenvironmental analysis. **Renewable Energy**. v. 143, p.64-76, 2019.

ANVARI, S.; KHALILARYA, S.; ZARE, V. Power generation enhancement in a biomass-based combined cycle using solar energy: Thermodynamic and environmental analysis. **Applied Thermal Engineering**. v. 153, p.128-141, 2019.

BAGHERNEJAD, A.; YAGHOUBI, M.; JAFARPUR, K.. Exergoeconomic comparison of three novel trigeneration systems using SOFC, biomass and solar energies. **Applied Thermal Engineering**. v. 104, p.534-555, 2016.

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

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. **Thermal Design and Optimization**. 1. Ed. John Wiley & Sons, 1996.

BESARATI, S. M.; GOSWAMI, D. Y. A computationally efficient method for the design of the heliostat field for solar power tower plant. **Renewable Energy**. v. 69, p.226-232, 2014.

BONFORTE, G.; BUCHGEISTER, J. MANFRIDA, G.; PETELA, K. Exergoeconomic and exergoenvironmental analysis of an integrated solar gas turbine/combined cycle power plant. **Energy**. v. 156, p.352-359, 2018.

BOYAGHCHI, F. A.; CHAVOSHI, M. Monthly assessments of exergetic, economic and environmental criteria and optimization of a solar micro-CCHP based on DORC. **Solar Energy**. v. 166, p.351-370, 2018.

BOYAGHCHI, F. A.; CHAVOSHI, M. Multi-criteria optimization of a micro solar-geothermal CCHP system applying water/CuO nanofluid based on exergy, exergoeconomic and exergoenvironmental concepts. **Applied Thermal Engineering**. v. 112, p.660-675, 2017.

BOYAGHCHI, F. A.; NAZER, S. Assessment and optimization of a new sextuple energy system incorporated with concentrated photovoltaic thermal - Geothermal using exergy, economic and environmental concepts. **Journal Of Cleaner Production**, v. 164, p.70-84, 2017.

CAVALCANTI, E. J. C. **Análise Exergoeconômica e Exergoambiental**. 1. Ed. Blucher, 2016.

CAVALCANTI, E. J. C. Exergoeconomic and exergoenvironmental analyses of an integrated solar combined cycle system. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. v. 67, p.507-519, 2017.

CAVALCANTI, E. J. C.; CARVALHO, M.; AZEVEDO, J. L. B. Exergoenvironmental results of a eucalyptus biomass-fired power plant. **Energy**. v. 189, p.116-188, 2019.

CAVALCANTI, E. J. C.; MOTTA, H. P. Exergoeconomic analysis of a solar-powered/fuel assisted Rankine cycle for power generation. **Energy**. v. 88, p. 555–562, 2015.

ÇENGEL Y.; BOLES M. A. **Thermodynamics: an engineering approach**. 5. ed. McGraw-Hill, 2015.

COLLADO, F. J. Preliminary design of surrounding heliostat fields. **Renewable Energy**. v. 34, n. 5, p.1359-1363, 2009.

COLLADO, F. J.; GUALLAR, J. A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. v. 20, p.142-154, 2013.

COLLADO, F. J.; GUALLAR, J. Fast and reliable flux map on cylindrical receivers. **Solar Energy**. v. 169, p.556-564, 2018.

DEMIR, M. E.; DINCER, I. Development and analysis of a new integrated solar energy system with thermal storage for fresh water and power production. **International Journal Of Energy Research**. v. 42, n. 9, p.2864-2874, 2017.

ELSAFI, A. M. Exergy and exergoeconomic analysis of sustainable direct steam generation solar power plants. **Energy Conversion And Management**. v. 103, p.338-347, 2015.

Empresa de pesquisa energética – EPE. **Cenários de Demanda para o PNE 2050: Relatório Parcial 2**. Rio de Janeiro, 2018.

EUSTÁQUIO, João Vasco Cegonho de Sousa. **Simulação e análise do comportamento do campo de heliostatos de uma central de concentração solar termoelétrica de receptor central**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Porto, Porto, 2011.

FALCONE, Patricia K. **A handbook for solar central receiver design**. SAND86-8009. Livermore, CA: Sandia National Laboratories, 1986.

FERRI, R.; CAMMI, A.; MAZZEI, D. Molten salt mixture properties in RELAP5 code for thermodynamic solar applications. **International Journal Of Thermal Sciences**. v. 47, p. 1676–1687, 2008.

GHAEBI, H.; PARIKHANI, T.; ROSTAMZADEH, H. A novel trigeneration system using geothermal heat source and liquefied natural gas cold energy recovery: Energy, exergy and exergoeconomic analysis. **Renewable Energy**. v. 119, p.513-527, 2018.

GOEDKOOP, M; EFFING, S.; COLLIGNON, M. **Eco-indicator 99/Manual for Designers – A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment**. 2. Ed. Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment. 2000.

GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J.; GONZÁLEZ-GÓMEZ, P. A.; BRIONGOS, J. V.; SANTANA, D. Influence of the steam generator on the exergetic and exergoeconomic analysis of solar tower plants. **Energy**. v. 145, p.313-328, 2018.

GONZÁLEZ-GÓMEZ, P. A.; GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J.; BRIONGOS, J. V.; SANTANA, D. Thermo-economic optimization of molten salt steam generators. **Energy Conversion And Management**. v. 146, p.228-243, 2017.

HAFDHI, F.; TAHAR, K.; ALI, B. Y.; AMMAR, B. B. Exergoeconomic optimization of a double effect desalination unit used in an industrial steam power plant. **Desalination**. v. 438, p.63-82, 2018.

HO, C. K.; IVERSON, B. D. Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. v. 29, p.835-846, 2014.

KALOGIROU, Soteris. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1. ed. Academic Press, 2009. 778 p.

LAZZARETTO, A.; TSATSARONIS, G. SPECO: a systematic and general methodology for calculating efficiencies and costs in thermal systems. **Energy**. v. 31, p. 1257-1289, 2006.

MA, Y.; MOROZYUK, T.; LIU, M.; YAN, J.; LIU, J. Optimal integration of recompression supercritical CO<sub>2</sub> Brayton cycle with main compression intercooling in solar power tower system based on exergoeconomic approach. **Applied Energy**. v. 242, p.1134-1154, 2019.

MEYER, L.; TSATSARONIS, G.; BUCHGEISTER, J.; SCHEBEK, L. Exergoenvironmental analysis for evaluation of the environmental impact of energy conversion systems. **Energy**. v. 34 p. 75-89, 2009.

MOHAMMADI, A.; ASHOURI, M.; AHMADI, M. H.; BIDI, M.; SADEGHZADEH, M.; MING, T. Thermoeconomic analysis and multiobjective optimization of a combined gas turbine, steam, and organic Rankine cycle. **Energy Science & Engineering**. v. 6, n. 5, p.506-522, 2018.

MONTAZERINEJAD, H.; AHMADI, P.; MONTAZERINEJAD, Z. Advanced exergy, exergo-economic and exergo-environmental analyses of a solar based trigeneration energy system. **Applied Thermal Engineering**. v. 152, p.666-685, 2019.

NEMATİ, A.; NAMI, H.; YARI, M. Assessment of different configurations of solar energy driven organic flash cycles (OFCs) via exergy and exergoeconomic methodologies. **Renewable Energy**. v. 115, p.1231-1248, 2018.

OKONKWO, E. C.; OKWOSE C. F.; ABID, M.; RATLAMWALA, T. A. H. Second-Law Analysis and Exergoeconomics Optimization of a Solar Tower–Driven Combined-Cycle Power Plant Using Supercritical CO<sub>2</sub>. **Journal Of Energy Engineering**. v. 144, n. 3, p.04018021-040180212, 2018.

ÖZGÜR, T.; YAKARYİLMAZ, A. C. A review: Exergy analysis of PEM and PEM fuel cell based CHP systems. **International Journal Of Hydrogen Energy**. v. 43, n. 38, p.17993-18000, 2018.

PACHECO, J. E.; HOUSER, R. M.; NEUMANN, A. Concepts to measure flux and temperature for external central receivers. **Proceedings of the solar engineering conference**. P. 595-603, 1994.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. Inpe, São José dos Campos, 2017.

PETRAKOPOULOU, F.; TSATSARONIS, G.; MOROSUK, T.; PAITAZOGLU, C. Environmental evaluation of a power plant using conventional and advanced exergy-based methods. **Energy**. v. 45, n. 1, p.23-30, 2012.

QOUIDER, L.; THABIT, Q.; KIWAN, S.. Performance assessment of a Moving-Bed Heat Exchanger with a sensible heat transfer medium for solar central receiver power plants. **2017 8th International Renewable Energy Congress (irec)**. p.161-166, 2017.

RODRIGUEZ-SANCHEZ, M. R.; SANCHEZ-GONZALEZ, A.; MARUGAN-CRUZ, C.; SANTANA, D. Flow patterns of external solar receivers. **Solar Energy**. v. 122, p.940-953, 2015.

RODRIGUEZ-SANCHEZ, M. R.; SANCHEZ-GONZALEZ, A.; SANTANA, D.. Revised receiver efficiency of molten-salt power towers. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. v. 52, p.1331-1339, 2015.

SERRANO-SANCHEZ, C.; OLMEDA-DELGADO, M.; PETRAKOPOULOU, F. Exergy and Economic Evaluation of a Hybrid Power Plant Coupling Coal with Solar Energy. **Applied Sciences**. v. 9, n. 5, p.850-869, 2019.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E. Thermo-economic analysis method for optimization of combined heat and power systems. Part I. **Progress In Energy And Combustion Science**. v. 29, n. 6, p.479-485, 2003.

STINE, William B; GEYER, Michael. **Power from the sun by William B Stine and Michael Geyer**. 2001 Disponível em <http://powerfromthesun.net/book.html>>

TSATSARONIS, G. Thermo-economic analysis and optimization of energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**. V. 19, p. 227-257, 1993.

WANG, J.; LI, M.; REN, F.; LI, X.; LIU, B. Modified exergoeconomic analysis method based on energy level with reliability consideration: Cost allocations in a biomass trigeneration system. **Renewable Energy**. v. 123, p.104-116, 2018.

WELLMANN, Johannes. **Conceptual design of a concentrating solar power plant for a combined electricity and water supply of the city El Gouna**. Dissertação (Doutorado em Engenharia) – Universidade Técnica de Berlim, Berlim, 2015.

WELLMANN, J.; MEYER-KAHLEN, B.; MOROSUK, T. Exergoeconomic evaluation of a CSP plant in combination with a desalination unit. **Renewable Energy**. v. 128, p.586-602, 2018.

ZARE, V.; HASANZADEH, M. Energy and exergy analysis of a closed Brayton cycle-based combined cycle for solar power tower plants. **Energy Conversion And Management**. v. 128, p.227-237, 2016.

## 8 Apêndices

### 8.1 Apêndice A – Equações para custo de equipamentos

Neste apêndice estão as equações utilizadas para calcular o custo de aquisição dos equipamentos que compõem a planta de potência.

Tabela A1 – Custo de aquisição dos componentes da planta.

Componente	Equação de custo de aquisição	Unidade	Referência
CSH	$Z_{CSH} = 150 \cdot A_{\text{espelho}} \cdot N_{\text{heliostato}}$	(m <sup>2</sup> , unid.)	Collado e Guallar (2018)
Rec	$Z_{\text{Rec}} = \left[ 103 \cdot \left( \frac{AR}{1571} \right)^{0,7} + 3 \cdot e^{0,0113 \cdot HT} \right] \cdot 10^6$	(m <sup>2</sup> , m)	Collado e Guallar (2018)
SAE	$Z_{SAE} = 24 \cdot h \cdot \frac{\dot{W}_{\text{ciclo}}}{\eta_{\text{ciclodepotencia}}}$	(horas, kW)	Collado e Guallar (2018)
BSQ; BSF; BA1; e BA2.	$Z_B = 1773 \cdot \dot{W}_{\text{bomba}}^{0,71}$	(kW)	Elsafi (2015)
PA; EVA; SA; e RA.	$Z_{EVA} = 4745 \cdot \left( \frac{\dot{Q}}{DTML} \right)^{0,8} + 11820 \cdot \dot{m}_{\text{sal}} + 658 \cdot \dot{m}_{\text{vapor}}$	(kW, kg/s)	Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996)
TAP; e TBP	$Z_T = 6000 \left( \dot{W}_{\text{turbina}} \right)^{0,7}$	(kW)	Silveira e Tuna (2003)
Ger	$Z_{\text{Ger}} = 500 \cdot \frac{\dot{W}_{\text{Ger}}}{10} \cdot \left( \frac{1 - \eta_{\text{Ger}}}{\eta_{\text{Ger}}} \right)$	(kW)	Cavalcanti (2016)
Cond	$Z_{\text{Cond}} = 1773 \cdot \dot{m}_{\text{condensado}}$	(kg/s)	Silveira e Tuna (2003)
AA1; AA2.	$Z_{AA} = 66 \cdot \dot{Q} \cdot \left( \frac{1}{\Delta T - 4} \right)^{0,1}$	(kW)	Elsafi (2015)
Dea	$Z_{\text{Dea}} = 145315 \cdot \dot{m}_{\text{condensado}}^{0,7}$	(kg/s)	Elsafi (2015)

Fonte: Elaborada pelo autor

De forma que: AR é a área da superfície do receptor solar; HT é a altura da torre solar; DTML é a diferença de temperatura média logarítmica entre os fluidos; e  $\Delta T$  a diferença de temperatura entre a temperatura de entrada do fluido quente e a temperatura de saída do fluido frio.

### 8.2 Apêndice B – Equações para o impacto ambiental dos equipamentos

Neste apêndice estão as equações utilizadas para calcular a massa aproximada dos equipamentos e os impactos ambientais associados. A massa do

CSH e do Rec foram estimadas pelo autor a partir das dimensões dos componentes. As dimensões desses componentes estão de acordo com Gómez-Hernández et al. (2018). A massa do SAE foi estimada seguindo as dimensões de Gómez-Hernández et al. (2018) mas, com o volume do tanque sendo adaptado conforme a necessidade de massa de sal fundido máxima armazenada nos tanques para cada situação do trabalho (ciclo com operação em 12 h e com operação em 24 h).

Tabela B1 – Estimativa da massa dos componentes da planta.

Componente	Equação de custo de aquisição	Unidade	Referência
CSH	$m_{\text{aço}} = 1,555 \cdot N_{\text{hel}}$ $m_{\text{vidro}} = 1,500 \cdot N_{\text{hel}}$	(t, unid.)	Estimado pelo autor.
Rec	$m_{\text{torre}} = 0,48 \cdot (195 - RH) \cdot 2 \cdot \pi \cdot RR$ $m_{\text{rec}} = 2,14 \cdot \dot{Q}_{\text{rec}}^{0,7}$	(t, m, kW)	Estimado pelo autor.
SAE	$m_{\text{aço}} = 2 \cdot (1,5 \cdot \pi \cdot D^2 \cdot 0,4)$	(t, m)	Estimado pelo autor.
BSQ; BSF; e BA1.	$m = 0,0061 \cdot \dot{W}^{0,95}$	(t, kW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
BA2	$m = 0,00007 \cdot \dot{W}^{1,1168}$	(t, kW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
SA	$m = 8,4235 \cdot \dot{Q}^{0,8717}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
EVA	$m = 13,911 \cdot \dot{Q}^{0,6802}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
PA	$m = 2,7712 \cdot \dot{Q}^{1,0362}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
RA	$m = 2,7438 \cdot \dot{Q}^{1,1079}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
TAP; e TBP	$m = 4,8987 \cdot \dot{W}^{0,7347}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Ger	$m = 0,0119 \cdot \dot{W}^{0,7352}$	(t, kW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Cond	$m = 0,073 \cdot \dot{Q}^{0,99}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
AA1; AA2.	$m = 2,14 \cdot \dot{Q}^{0,7}$	(t, MW)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Dea	$m = 2,49 \cdot \dot{m}^{0,7}$	(t, kg/s)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)

Fonte: Elaborada pelo autor

De forma que: HR é a altura do receptor solar; HT é a altura da torre solar; RR é o raio do receptor solar; e D o diâmetro do tanque do sistema de armazenamento de energia.

A tabela B2 apresenta as equações utilizadas para quantificar o impacto ambiental dos componentes conforme a quantidade de massa dos componentes.



Tabela B2 – Impacto ambiental dos componentes da planta.

Componente	Equação de custo de aquisição	Unidade	Referência
CSH	$Y_{SF} = \left( 28 \cdot m_{aço} + 58 \cdot m_{vidro} + 49 \cdot \frac{A_{hel} \cdot N_{hel}}{1000} \right) \cdot 1000$	(mPt/kg, t, m <sup>2</sup> , unid.)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Rec	$Y_{Rec} = (28 \cdot m_{rec} + 20 \cdot m_{concreto}) \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
SAE	$Y_{SAE} = 28 \cdot (m_{TSQ} + m_{TSF}) \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
BSQ; BSF; e BA1; e BA2.	$Y_{bomba} = 132 \cdot m_{bomba} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
SA	$Y_{SA} = 638 \cdot m_{SA} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
EVA	$Y_{EV} = 28 \cdot m_{EV} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
PA	$Y_{PA} = 28 \cdot m_{PA} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
RA	$Y_{RA} = 638 \cdot m_{RA} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
TAP; e TBP	$Y_{turbina} = 646 \cdot m_{turbina} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Ger	$Y_{Ger} = 132,8 \cdot m_{Ger} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Cond	$Y_{Cond} = 28 \cdot m_{Cond} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
AA1; AA2.	$Y_{AA} = 28 \cdot m_{AA} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)
Dea	$Y_{Dea} = 28 \cdot m_{Dea} \cdot 1000$	(mPt/kg, t)	Cavalcanti, Carvalho e Azevedo (2019)

Fonte: Elaborada pelo autor