

ANÁLISES TÉCNICAS E FINANCEIRAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA HELIOTÉRMICA NO ESTADO DE PERNAMBUCO

TECHNICAL AND FINANCIAL ANALYSIS FOR IMPLEMENTATION OF A HELIOTHERMIC PLANT IN THE STATE OF PERNAMBUCO

José Daniel Silva de Farias

jdsf@discente.ifpe.edu.br

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho

manoel@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

O uso das energias renováveis tem crescido mundialmente a cada dia, devido ao seu menor impacto ambiental em comparação às fontes não renováveis. A energia solar térmica concentrada (CSP) é uma opção ainda pouco utilizada no Brasil, mas países como Espanha e Chile se destacam na geração de eletricidade por meio dessa tecnologia. Dentre as tecnologias de energia térmica concentrada, a mais utilizada globalmente é a de cilindro parabólico. Neste trabalho, foi realizada a simulação, utilizando o programa SAM deste tipo de usina no estado de Pernambuco, em três localidades: Afogados, Petrolina e Goiana, considerando o impacto de três características da usina: múltiplo solar, tempo de armazenamento e espaçamento entre fileiras. Para comparação, foram utilizados o LCOE, fator de capacidade e produção anual de energia. Os resultados indicaram que para espaçamentos maiores que 21 m não há influência nos três indicadores. O LCOE mínimo foi obtido para tempos entre 4 h e 6 h de armazenamento e os fatores de capacidade máximos foram entre 7 h e 9 h. O LCOE mínimo foi observado para o múltiplo solar de 2 para todos os casos. Afogados apresentou os melhores resultados e Goiana os piores para todos os indicadores. Quando combinamos a variação do múltiplo solar e o tempo de armazenamento, o LCOE mínimo foi encontrado para duas combinações: múltiplo solar 2 e 6 h de armazenamento e, múltiplo solar 3 e 10 h de armazenamento para Afogados.

Palavras-chave: Energia solar térmica concentrada, múltiplo solar, armazenamento de energia.

ABSTRACT

The use of renewable energy has been growing worldwide every day, due to its lower environmental impact compared to non-renewable sources. Solar thermal energy (CSP) techniques are an option still little used in Brazil, but countries such as Spain and Chile stand out in the generation of electricity through this technology. Among the technical thermal energy technologies, the most used globally is the parabolic cylinder. In this work, a simulation was carried out, using the SAM program of this type of plant in the state of Pernambuco, in three locations: Afogados, Petrolina and Goiana, considering the impact of three characteristics of the plant: solar multiple, storage time and spacing between rows. For comparison, the LCOE, capacity factor and annual energy production were used. The results indicated that for spacings greater than 21 m there was no influence on the three indicators. The minimum LCOE was obtained for times between 4 h and 6 h of storage and the maximum capacity factors were between 7 h and 9 h. The minimum LCOE was added for the solar multiple of 2 for all cases. Afogados presented the best results and Goiana the worst for all indicators. When we combined the variation of the solar multiple and the storage time, the LCOE was found only for two hybrids: solar multiple 2 and 6 h of storage and, solar multiple 3 and 10 h of storage for Afogados.

Keywords: Solar energy, thermal equipment, solar multiples, energy storage.

1 INTRODUÇÃO

A emissão global de dióxido de carbono (CO_2) vem crescendo de forma constante há muitos anos, com um dos principais marcos iniciais sendo a Revolução Industrial. Esse período impulsionou o uso intensivo de combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural, para alimentar a necessidade do crescimento industrial, na qual a queima em grande escala destes combustíveis elevou significativamente os gases de efeito estufa na atmosfera. Conforme Junges (2018), este aumento apresenta diversos problemas para o planeta Terra, sendo o principal deles é a intensificação do efeito estufa, responsável por elevações anormais das temperaturas. Esse fenômeno contribui para o aquecimento global, provocando mudanças climáticas significativas, como secas, tempestades intensas, derretimento de geleiras e elevação do nível dos oceanos.

Uma das principais soluções que vem tendo maiores investimentos para tentar diminuir a emissão do CO_2 e seus impactos foi o investimento nas tecnologias de produção de energia renovável, que representa cerca de 33,2% do consumo de energia mundial, segundo dados do Balanço Energético Nacional - BEN, assim tendo um grande potencial energético, estando esta em plena ascensão e grandes perspectivas de crescimentos futuros (BEN, 2024).

Quando se trata do Brasil, conforme a ANEEL (2025), as energias renováveis representam 85,1% da capacidade instalada do país, assim se tornando uma referência quando se fala em transição para fontes energéticas mais sustentáveis. Isso também acontece devido ao clima do país ser compatível com uma boa participação de diversos tipos de tecnologias, assim atraindo investimentos em diversas áreas.

Dentro das novas formas de produção de energia elétrica, as tecnologias que utilizam a irradiação solar como fonte de geração têm se destacado nos últimos anos, atraindo um número crescente de investidores. Atualmente, a energia solar representa cerca de 4,5% da produção de energia renovável no mundo (BEN,2024). Esse crescimento é impulsionado por uma combinação de fatores, como a queda nos custos dos painéis solares, o aumento da eficiência dos sistemas fotovoltaicos e as políticas globais voltadas para a transição energética.

No Brasil, o cenário é ainda mais promissor devido à abundância de irradiação solar ao longo de todo o ano. Os indicadores mostram que a geração de energia elétrica utilizando a fonte solar já corresponde a aproximadamente 21,9% da capacidade instalada do país, colocando o Brasil em uma posição de destaque global no uso dessa tecnologia, conforme a ABSOLAR (2025). A capacidade instalada de tecnologia fotovoltaica tem crescido exponencialmente, apoiada por incentivos governamentais, como a isenção de impostos e programas de financiamento para projetos de energia limpa.

Por outro lado, a energia solar térmica produzida de modo renovável tem um grande potencial de produção, sendo vista como uma boa opção para substituir as usinas termoelétricas. Atualmente, a solar térmica representa apenas 0,1% da matriz energética mundial, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023). Esse baixo número de instalações se dá pelo alto valor para implementação deste tipo de projeto em relação a outras tecnologias mais baratas, porém mesmo com esse custo elevado, a sua capacidade de produção torna o investimento viável.

Dentre as tecnologias térmicas, a de concentradores cilíndricos parabólicos é a mais utilizada mundialmente, com uma consolidação robusta no mercado, representando cerca de 69,2% das tecnologias de Concentradores Solares (CSP), segundo dados de IRENA (2023). Alguns países são destaques na utilização desta fonte de geração, como é o caso da Espanha, com capacidade instalada de 2,3 GW (Gigawatts), de acordo com NREL (2023). Este tipo de tecnologia representa cerca de 1,8% da matriz energética do país, segundo dados da Rede Elétrica da Espanha (REE, 2024). No Brasil, há um projeto piloto de uma usina heliotérmica, localizada no Complexo de Energias Alternativas Renováveis da UHE (Usina Hidroelétrica) de Porto Primavera em Rosana-SP, com uma potência de geração de 0,58 MW (Megawatts), que foi implementada para suprir apenas a necessidade dos serviços auxiliares da usina, ou seja, esta energia não será comercializada (GAZOLI, 2018).

Dentro do vasto território brasileiro, algumas regiões se destacam pelo alto potencial de geração de energia solar, sendo o Estado de Pernambuco, no Nordeste, um exemplo notável. A região possui excelentes condições climáticas para a geração de energia solar, com irradiância solar superior a 5750 Wh/m².dia, conforme dados do INPE (2017). Este potencial a torna uma opção interessante para análises e estudos sobre a implementação de usinas termosolares.

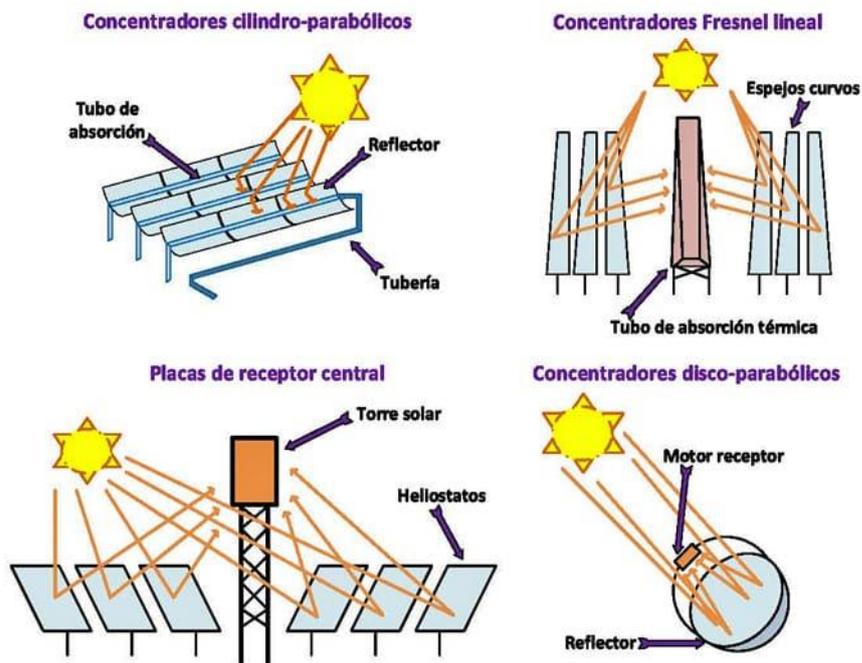
Diante disto, este trabalho apresenta um estudo de geração elétrica e viabilidade financeira para a implementação de uma usina termosolar utilizando a tecnologia de cilindro parabólica em três cidades do Estado de Pernambuco: Petrolina, Afogados da Ingazeira e Goiania. Com isto, será possível analisar a viabilidade dos projetos, a capacidade de produção energética e comparar indicadores como LCOE (Levelized Cost of Electricity) e fator da capacidade em cada localidade. O objetivo é verificar se

há uma diferença significativa na implementação do projeto em cada uma das regiões, considerando que as cidades estão localizadas em pontos distintos do estado.

2 Conceitos técnicos de uma usina termosolar com tecnologia de calha parabólica

A tecnologia CSP contém quatro opções de concentradores para sua instalação; que são, cilindro parabólica, placas de receptor central, fresnel linear e disco parabólica, conforme exposto na figura 1.

Figura 1 – Tipos de tecnologias CSP



Fonte: BIANCHINI (2013)

A tecnologia calha parabólica utiliza um coletor térmico solar que é retilíneo em uma dimensão e curvo como uma parábola nas outras duas, conforme exposto na figura 2. Forrado com um espelho de metal polido, ele converte a radiação do feixe solar em energia térmica em seu receptor de foco linear (AMARAL, 2022).

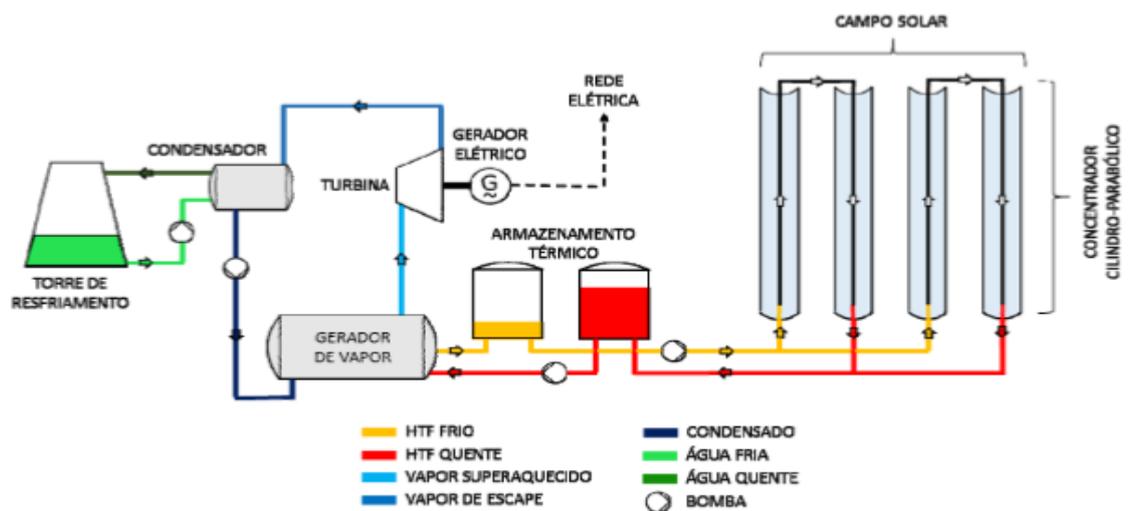
Figura 2 – Sistema Calha parabólica



Fonte: NORTHSUN ENGENHARIA (2022)

A calha forrada com os espelhos concentra a radiação solar no tubo absorvedor, que possui alta capacidade de absorção de calor. Dentro do tubo, há um fluido térmico (sal fundido) que aquece e circula por todo o sistema térmico. Este é utilizado para aquecer a água presente nos trocadores de calor e assim produzir vapor, que é direcionado para uma turbina acoplada a um gerador elétrico. Após passar pela turbina, o vapor é enviado ao condensador, onde é resfriado e retorna ao gerador de vapor na forma de água, conforme exposto na figura 3. O sistema é dividido em dois ciclos: o ciclo térmico e o ciclo de potência. (GAZOLI, 2018).

Figura 3 – Esquema de uma usina termosolar.



Fonte: GAZOLI (2018)

2.1 Ciclo térmico

O ciclo térmico é o sistema responsável por receber o fluido térmico em sua temperatura mínima para manter-se em estado líquido e aquecê-lo, passando pelo

campo solar, de forma que permita a produção de vapor no gerador de vapor ou trocador de calor. O vapor em alta temperatura será direcionado para a turbina. Após passar pela turbina, o vapor de escape é enviado ao condensador, onde é resfriado e retorna ao início do ciclo (GAZOLI, 2018).

Esse ciclo é composto pelos seguintes elementos: concentrador/ receptor, tubo absorvedor, fluido térmico e sistema de armazenamento térmico e que serão descritos nos próximos tópicos.

2.1.1 Concentrador solar

O concentrador solar utilizado neste sistema é responsável por refletir e concentrar a radiação solar direta recebida em sua superfície para o tubo absorvedor. Ele é composto por várias linhas paralelas de coletores alinhados em um eixo horizontal que se estende de Norte a Sul, conforme exposto na figura 2. Esse alinhamento permite que o refletor acompanhe o movimento do Sol de Leste a Oeste ao longo do dia, otimizando a captação de energia solar. Outro fator importante que influencia diretamente na captação da radiação solar, é o espaçamento entre os concentradores, onde a depender da distância de instalação, um concentrador pode causar sombra sobre o outro (Figura 2), diminuindo a quantidade de radiação solar que chega à sua superfície (GONZAGA, 2017).

2.1.2 Tubo Absorvedor

O tubo absorvedor é fabricado em aço inoxidável e, geralmente, possui uma coloração mais escura, reduzindo as perdas de calor por radiação. Ele é encapsulado em uma superfície de vidro, com uma isolação a vácuo entre o tubo e o vidro, conforme exposto na figura 4, o que minimiza ainda mais as perdas térmicas para o ambiente externo. Sua instalação ocorre de forma centralizada no ponto focal dos concentradores, com a função de receber a radiação refletida pelo concentrador solar. Dessa forma, o fluido térmico contido em seu interior é aquecido e posteriormente encaminhado aos trocadores de calor (GONZAGA, 2017). O tubo absorvedor em conjunto com o concentrador forma o que chamamos de campo solar.

2.1.3 Fluido térmico

Os fluidos térmicos são responsáveis por conduzir e transferir energia térmica no sistema, aquecendo e circulando até os trocadores de calor. Eles percorrem os tubos absorvedores, os sistemas de armazenamento térmico e os trocadores de calor que é onde a água presente muda seu estado, de líquido para gasoso. (NUNES, 2019).

2.1.4 Armazenamento térmico

O armazenamento térmico é um sistema essencial para aumentar a eficiência da usina, permitindo o armazenamento do fluido aquecido durante os períodos de incidência solar nos coletores. Essa reserva térmica é utilizada durante a noite, quando não há radiação solar, garantindo a continuidade da geração de energia por períodos mais longos, podendo alcançar até 24 h (horas) contínuas.

O processo de armazenamento é realizado em tanques térmicos projetados para possuir alta capacidade calorífica e elevada condutividade térmica, conforme exposto na figura 4. Esses tanques recebem o fluido aquecido do campo solar e mantêm sua temperatura a mais alta possível, assegurando maior eficiência energética.

Figura 4 - Tanque de armazenamento térmico

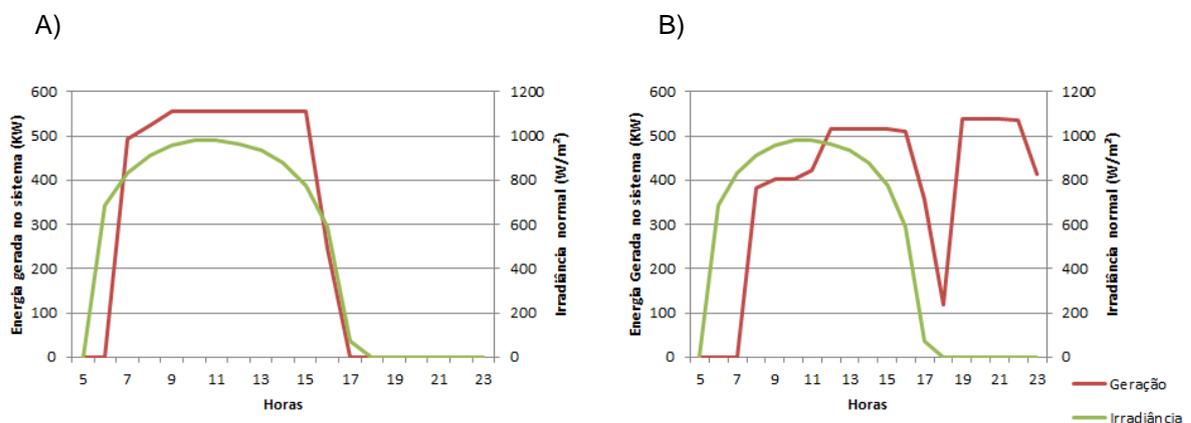


Fonte: AMARAL (2022)

Entretanto, o dimensionamento dos tanques é um fator crítico. Tanques maiores podem levar mais tempo para atingir altas temperaturas devido ao grande volume de fluido, enquanto tanques muito pequenos possuem capacidade insuficiente para atender à demanda de geração. Assim, o tamanho do sistema de armazenamento térmico deve ser cuidadosamente projetado para atender ao porte da usina, garantindo um desempenho ideal e equilibrado (ADOLFO, 2015).

Na figura 5 é apresentado o comportamento da produção de uma usina termosolar em comparação com a irradiância solar da localidade, analisando os casos com e sem armazenamento térmico.

Figura 5 – Comparação do comportamento da usina sem armazenamento térmico (A) e com armazenamento térmico (B).



Fonte : Autores

Na conforme exposto na figura 5, no primeiro caso observa-se que só há geração no período onde há radiação solar.

Já para a segunda análise, é verificada a mesma situação, utilizando um armazenamento térmico de 6 h. É possível visualizar que há produção de energia elétrica mesmo quando não há radiação solar, assim aumentando a quantidade de energia produzida produção da usina.

2.2 Ciclo de potência

O ciclo de potência representa as partes responsáveis por transformarem a energia térmica em elétrica, sendo composto pelos trocadores de calor, turbina, gerador e condensador (GAZOLI, 2018), que serão descritos nos próximos tópicos.

2.2.1 Trocadores de calor

Os trocadores de calor têm a função de realizar a troca de calor entre a água presente em seu interior e o fluido proveniente do ciclo térmico, visando à produção de vapor. À medida que o calor é transferido do fluido para a água, ele retorna ao ciclo térmico para ser reaquecido. Esse retorno ocorre devido à variação de densidade do fluido: quanto menor sua temperatura, maior sua densidade, o que faz com que ele se posicione na parte inferior do gerador de vapor. Na parte superior, por outro lado, recebe o fluido aquecido, que acabou de ser transferido do ciclo térmico.

Como o gerador de vapor geralmente está posicionado em uma área mais elevada em relação ao ciclo térmico, o fluido tende a retornar por gravidade, primeiro passando pelo tanque de armazenamento de fluido em baixa temperatura e, em seguida, indo para o tubo absorvedor (BONFIM, 2007).

2.2.2 Conjunto turbina gerador

No conjunto turbina gerador, o vapor em alta pressão, proveniente dos trocadores de calor, é direcionado à turbina, fazendo com que suas pás girem e transformando a energia térmica em energia mecânica.

O eixo da turbina está conectado ao rotor do gerador. Seu funcionamento baseia-se no princípio da indução eletromagnética: quando o rotor está em movimento, ocorre uma variação do fluxo magnético no gerador. Essa variação induz uma força eletromotriz nas bobinas do estator que quando conectado a uma carga, fornece energia elétrica (GUITARRARA, 2024).

Quando se fala de na produção de energia elétrica, uma importante variável é o múltiplo solar, que representa a relação entre a capacidade térmica do campo solar e a potência térmica necessária para operar o ciclo termodinâmico da usina na sua capacidade nominal. A medida que o múltiplo solar aumenta o campo solar cresce, assim aumentando a capacidade de geração térmica da usina, que em casos que o ciclo de potência consegue aproveitar toda essa energia térmica produzida, a geração elétrica cresce.

2.2.2 Condensador

O condensador é responsável por resfriar o vapor que passa pela turbina, transformando-o novamente em água para que possa retornar ao início do ciclo termodinâmico. Esse processo garante maior eficiência operacional e economia no consumo de água, além de contribuir para a sustentabilidade do sistema.

A parte interna do condensador é composta por tubos ou serpentinas onde circula o fluido de resfriamento, que pode ser água fria proveniente de uma fonte natural (como rios, lagos ou mares) ou de um sistema de resfriamento fechado. Quando o vapor em alta temperatura entra em contato com a superfície resfriada desses tubos, ele perde calor, condensa e retorna ao estado líquido (NIKSON,2014).

3 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho consiste em definir uma configuração de uma usina termosolar com tecnologia cilindro parabólica de referência e, a partir desta, realizar simulações mudando-se quatro parâmetros/configurações para permitir a análise de viabilidade financeira e comparações da capacidade de geração.

Para as simulações, foi utilizado o programa System Advisor Model (SAM), desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) dos Estados Unidos, que permite simular diversas tecnologias renováveis como solar fotovoltaica, térmica, eólica, biomassa, dentre outros, além de ser um programa gratuito.

Nas simulações, foram utilizados diversos dados técnicos da Usina Heliotérmica de Porto Primavera como referência, com algumas adaptações, os parâmetros/configurações analisadas neste trabalho foram: o tempo de armazenamento térmico, espaçamento entre os coletores, múltiplo solar e as localidades.

As localidades escolhidas foram Petrolina, Afogados da Ingazeira e Goiania, devido a estarem entre as cidades do estado com maiores índices de radiação solar direta, estes locais na maioria dos meses, contém dias de céu claro ou parcialmente nublado (JOPLIM et al.,2016), o que representa um elevado potencial para a geração de energia solar.

Nos próximos tópicos serão descritas as configurações de referência para as simulações.

3.1 CONFIGURAÇÃO PARA SIMULAÇÃO

A Usina Heliotérmica de referência possui potência elétrica nominal de 0,58 MWe (Megawatts elétrico) que é a potência do gerador elétrico. As configurações foram organizadas conforme os menus do programa SAM para facilitar a reprodução deste trabalho.

3.1.1 Localidade / Location and Resource

Na guia localidade foram inseridos os dados de latitude e longitude de cada localidade, e em seguida realizado o download dados meteorológicos. Foram utilizados dados no formato (psm3-tmy_60_tmy-2020), todos analisando o ano de 2020, pois era o mais recente no banco de dados National Solar Radiation Database (NSRDB).

No quadro 1 são apresentados todos os valores importantes para configuração e obtenção de dados da localidade.

Quadro 1 – Dados da localidade utilizado no SAM

Localidade / Location and Resource	Cidades	Latitude	Longitude
	Afogados da ingazeira - PE	-7,742	-37,631
	Petrolina - PE	-9,394	-40,509
	Goiania -PE	-7,572	-35,002

Fonte: Autores

3.1.2 Projeto do Sistema / System Design

Na guia projeto do sistema, foram inseridos os parâmetros de projeto na parte do campo solar (solar field), como: a área de implementação do sistema (marcando a opção 2), que varia de acordo com o múltiplo solar e a potência do gerador; a radiação direta do projeto, que é utilizada para o dimensionamento do tubo coletor; e as temperaturas de entrada e saída do HTF (fluido térmico) no circuito, utilizando os valores indicados na literatura.

Já na parte do ciclo de potência (powercycle), foi escolhida apenas a potência nominal da turbina geradora. Ainda nesta guia, as horas de armazenamento foram variadas, para análise do comportamento do sistema.

No quadro 2 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba Design do sistema.

Quadro 2– Dados do Design do sistema utilizado no SAM

Design do Sistema / System Design	
Área do campo / Field aperture	5850 m ²
DNI de projeto / Design Point DNI	1000 W/m ²
Temperatura de entrada / Loop inlet HTF Temperature	250 °C
Temperatura de saída / Loop outlet HTF Temperature	360 °C
Múltiplo Solar / Solar Multiple	1,2,3,4,5
Potência da turbina / Design turbine gross output	0,58 Mwe
Fator de capacidade / Estimated gross to net conversion factor	0.98
Eficiência Térmica / Cycle thermal efficiency	0,356
Ciclo de energia térmica / Cycle thermal power	1,63 MWt
Energia térmica fornecida pelo campo / Field thermal power	4,18 MWt
Horas de armazenamento / Hours of storage at design point	2,3,4,5,6,7,8,9 e 10 horas

Fonte: Autores

A área do campo solar indicada no quadro 2 foi utilizada nas simulações que não variaram o valor do múltiplo solar.

3.1.3 Campo solar / Solar field

Nesta aba foi alterado o valor do espaçamento entre coletores, para assim realizar a análise do comportamento do sistema com esta variável. Os demais parâmetros foram mantidos iguais aos da referência e indicados no quadro 3.

Quadro 3– Dados do Campo Solar no SAM

Campo solar / Solar field	
Espaçamento / Row spacing	7, 9, 11,13,...,21,23 e 25 (m)
Subseções de campo/Number of field subsections	1
Fluído HTF / Field HTF fluid	Therminol VP-1
Temperatura de congelamento / Freeze protection temp	100 °C
Inclinação do coletor / Collector tilt	0 °C
Ângulo azimute / Collector azzimuth	16 °C
Numero de montegm por loop / Number of SCA / HCE assemblies per loop	2

Fonte: Autores

Para as simulações que não variaram o espaçamento, o valor utilizado foi de 11 m (metros).

3.1.4 Coletor (SCAs) / Collector (SCAs)

Na aba de configuração do coletor, foram utilizados os valores indicados no quadro 4.

Quadro 4– Dados do tipo de coletor no SAM

Coletor (SCAs) / Collector (SCAs)	
Tipo de coletor / collector types	SkyFuel SkyTrough (with 80- mm OD receiver)
Area de abertura de reflexão / Reflective aperture area	975 m ²
Apertura da estrutura / Aperture widht, total structure	7 m
Comprimento do conjunto do coletor / Length of coletor assembly	149 m

Fonte: Autores

3.1.5 Receptores (HCEs) / Receivers (HCEs)

Na aba de configuração do coletor, foram utilizados os valores indicados na Tabela 4.

Na aba de configuração do receptor, que é o tubo absorvedor, foram utilizados os valores indicados no quadro 5.

Quadro 5– Dados do tipo de receptor no SAM

Receptores (HCEs) / Receivers (HCEs)	
Tipo de receptores / Receivers type	Schott PTR 70

Fonte: Autores

3.1.6 Ciclo de energia / Power cycle

Nesta aba é definido o tempo de inicialização do bloco de energia, que representa o tempo que o bloco de geração necessita para começar a produzir. A energia térmica de partida representa o valor mínimo para a partida do ciclo térmico e a operação mínima da turbina, que é onde a turbina inicia o seu funcionamento.

No quadro 6 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba Ciclo de Energia.

Quadro 6– Dados do Ciclo de Energia no SAM

Ciclo de energia / Power cycle	
Tempo de inicialização do bloco de energia / Power block startup time	0,5h
Energia térmica de partida / Fraction of thermal power needed for startup	0,2
Operação mínima da turbina / Minimum turbine operation	0,3
Produção estimada / estimated net output	0,5684 Mwe

Fonte: Autores

3.1.7 Armazenamento térmico / Thermal storage

Nesta aba é definido apenas o tipo de fluido utilizado na simulação, que conforme GAZOLI (2018) foi o Therminol VP-1 (Quadro 7).

Quadro 7– Dados do tipo de armazenamento no SAM

Armazenamento térmico / Thermal storage	
Fluido HTF de armazenamento/Storage HTF fluid	Therminol VP-1

Fonte: Autores

3.1.8 Custos de instalação / Installation Costs

Nesta seção, foram definidos os custos necessários para a instalação da usina. Primeiramente, consideraram-se os custos diretos, que englobam os valores dos equipamentos, máquinas e acessórios utilizados na montagem da usina. Em seguida, foram incluídos os custos indiretos, que abrangem os custos EPC (Engenharia, Aquisição e Construção) do proprietário. Por fim, foram consideradas as taxas de impostos. Todos esses valores foram determinados com base no artigo de AMARAL (2022).

No quadro 8 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba Custo de Instalação.

Quadro 8– Dados dos custos de instalação no SAM

Custos de instalação / Installation Costs	
Custos de melhorias no campo / Site improvements	25,00 \$/m ²
Custos do Campo Solar / Solar field	150,00 \$/m ²
Custos do Sistema HTF / HTF System	60,00 \$/m ²
Custos de Armazenamento / Storage	62,00 \$/m ²
Custos para "Fossil Backup" / Fossil backup	0,00 \$/m ²
Usina Elétrica / Power Plant	910,00 \$/m ²
Balanço da Planta / Balance of plant	90,00 \$/m ²
Contingência / Contingency	10%
EPC e custos do proprietário / EPC of direct costs	35%
Custo da terra / Total land costs	0,00 \$
Impostos sobre venda / Sales tax	0%

Fonte: Autores

3.1.9 Custos de Operação / Operation Costs

Nos custos de operação, foram definidos os custos fixos referentes ao primeiro ano de operação, ou seja, valores que permanecem inalterados durante esse período. Também foram estabelecidos os custos variáveis de geração, que representam o valor ajustado por cada MWh gerado. Em ambos os casos, foi aplicada uma taxa de escalonamento, permitindo a variação das parcelas ao longo do tempo, conforme a produção começa a gerar retorno financeiro.

No quadro 9 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba custo de operação.

Quadro 9– Dados dos Custos de Operação no SAM

Custos de operação / Operatind Costs	
Custos fixos primeiro ano / Fixed costs capacity	80 \$/kw-yr
Taxa de escalonamento / Escalation rate	6%
Custo variavel de geração / Variable cost by generation	20 \$/kw-yr
Taxa de escalonamento / Escalation rate	6%

Fonte: Autores

3.1.10 Parâmetros Financeiros / Financial Parâmetros

Nesta seção são definidos parâmetros como: o período da análise financeira em anos, a taxa de inflação anual que representa o aumento de preços dos produtos e serviços naquele ano e a taxa de desconto real por ano, que mede a rentabilidade anual já considerando a inflação.

As taxas de impostos e seguro do projeto foram consideradas como 0%, de acordo com AMARAL (2022).

Na guia dívida a prazo do projeto é escolhido a opção "Debet Percent", onde foi definido a porcentagem da dívida do custo total instalado.

No quadro 10 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba Parâmetros financeiros.

Quadro 10– Dados de Parâmetros financeiros no SAM

Parâmetros financeiros / Financial parameters	
Período de análise / Analysis period	25 anos
Taxa de inflação / Inflation rate	6,65 %/ano
Taxa de desconto real / Real discount rate	6,2 %/ano
Taxa de imposto federal / Federal income tax rate	0%
Taxa de imposto estadual / State income tax rate	0%
Taxa de seguro anual / Insurance rate (annual)	0%
Impostos sobre venda / Sales tax	0%
Prazo da dívida do projeto / Project term debt	Debt percent = 0%

Fonte: Autores

3.1.11 Receitas / Revenue

Na aba Receitas, foi escolhida a opção "Especifique a TIR", sendo definido a taxa interna de retorno do projeto e a quantidade de anos para o cálculo desta no projeto.

No quadro 11 são apresentados todos os valores importantes para configuração da aba Parâmetros financeiros.

Quadro 11– Dados de Receita no SAM

Receitas / Revenue	
Modo de Solução / Solution Mode	Specify IRR target
Taxa interna de retorno / IRR target	15%
Taxa interna de retorno a partir do ano/ IRR target year	20

Fonte: Autores

3.1.12 Compras de eletricidade / Electricity purchases

Nesta guia foi escolhido o tipo de tarifa de eletricidade para compra, ou seja, como será realizada comercialização da energia. As compras de eletricidade são para energia da rede necessária para atender à carga noturna do inversor, carregar a

bateria ou para qualquer outra energia necessária ao sistema à noite ou quando o sistema não está fornecendo energia à rede, foi escolhido o tipo tarifa de eletricidade no varejo.

Quadro 12– Dados de Receita no SAM

Compras de eletricidade / Electricity purchases	
Compras de eletricidade / Electricity purchases	Use retail electricity rate(s)

Fonte: Autores

3.1.13 Dados não apresentados

Os dados não apresentados foram mantidos os valores e configurações padrões do SAM.

3.2 DADOS DE SAÍDA ANALISADOS

Foram definidos como dados de saída para as análises dos resultados das simulações: o Custo Nivelado de Energia (LCOE), Fator de Capacidade e a quantidade de energia elétrica gerada anual.

3.2.1 LCOE

Na análise financeira, adotamos o modelo apresentado por SANTOS (2022), considerando os mesmos valores de impostos e custos. É importante ressaltar que os valores utilizados para os cálculos estão em dólares, pois o programa pertence ao Laboratório de Energias Renováveis (NREL), localizado nos Estados Unidos.

O LCOE representa o valor por MWh (Megawatt-hora), em unidades monetárias descontadas, da construção e operação da usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica (DOS SANTOS, 2019). Para este estudo, utilizamos o LCOE real que foi fornecido pelo SAM.

3.2.2 Geração anual

Representa a capacidade de geração da usina em GWh/ano (Gigawatt-horas por ano), ou seja, apresenta a produção média estimada da usina por ano em cada uma das situações analisadas, assim sendo possível analisar em quais casos a usina apresenta maiores valores de geração (AMARAL, 2022).

3.2.3 Fator de Capacidade

O fator de capacidade é a relação entre a produção real e a produção nominal em um determinado período, indicando a proporção da capacidade máxima que está sendo efetivamente utilizada, na equação (1) é apresentada sua fórmula matemática (JOI, 2022).

$$FC = \frac{\text{Energia anual}}{\text{Potência instalada}} \times 100 \% \quad (1)$$

4 RESULTADOSE E ANÁLISE

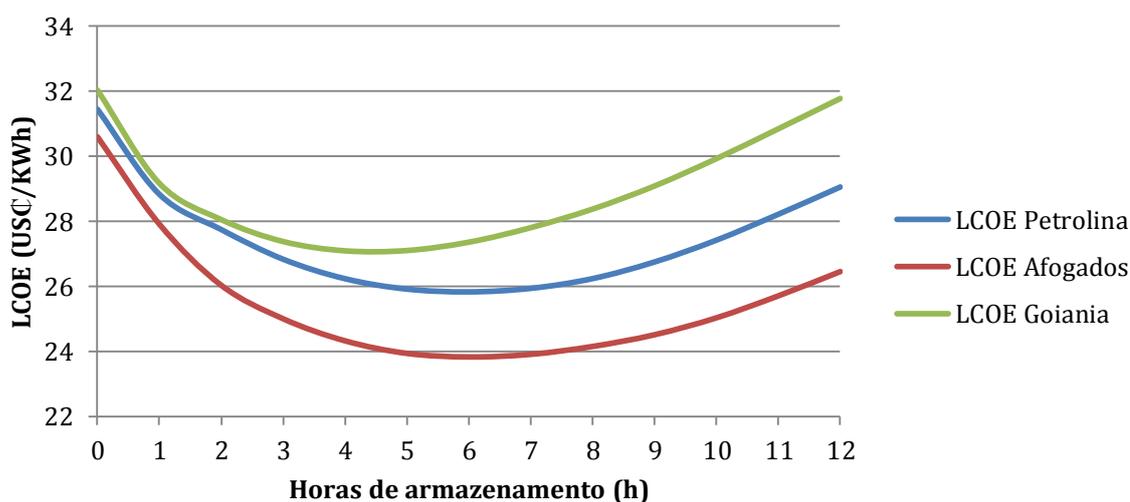
4.1 Análises dos resultados de saída com a variação independente dos valores de entrada.

Nessas análises, foi possível observar o comportamento da usina em relação à variação dos valores de armazenamento térmico, espaçamento e múltiplo solar. Cada uma dessas variáveis foi alterada de forma independente, permitindo avaliar a influência individual de cada parâmetro nos dados de saída da usina.

4.1.1 Armazenamento térmico

Para o armazenamento térmico, foram mantidas as configurações definidas para a usina, variando apenas os valores de armazenamento, que foram estabelecidos entre 0 e 12 h. O comportamento do LCOE em relação à variação do tempo de armazenamento está apresentado na figura 6.

Figura 6 - Comportamento do armazenamento térmico (h) X LCOE (US¢/KWh).



Fonte: Autores

Observa-se na figura 6, que o LCOE apresenta um valor mais alto quando não há armazenamento para as três cidades, devido a turbina não conseguir utilizar toda energia térmica disponibilizada, aumentando as perdas. À medida que o tempo de armazenamento aumenta, o LCOE diminui. Atingindo um mínimo próximo das 6 h para as cidades de Afogados e Petrolina, a partir desse ponto, ele aumenta novamente. Já para Goiania, esse valor mínimo ocorre próximo às 4 h, ou seja, é possível reduzir o custo energia gerada pelas usinas quando o tempo de armazenamento está em torno de 6h para Afogados e Petrolina e 4 h para Goiania.

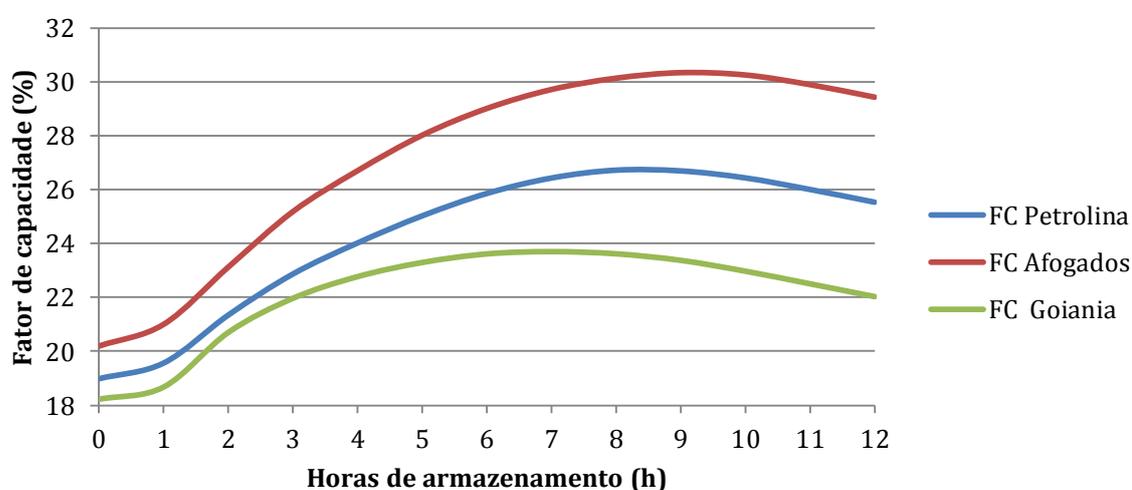
É possível observar que Afogados apresentou o menor LCOE das três cidades analisadas, seguida por Petrolina e Goiania.

Esse comportamento ocorre devido à capacidade do ciclo térmico da usina e a sua relação com a potência do Gerador elétrico. Para pequenos armazenamentos, uma

grande quantidade de energia térmica é desperdiçada, pois potência do ciclo térmico é maior que a do gerador, o que eleva o LCOE. Conforme o armazenamento é ampliado, esse desperdício é reduzido, diminuindo o LCOE até atingir a capacidade máxima de produção do gerador. A partir desse ponto, não é mais vantajoso aumentar a capacidade de armazenamento, devido a duas hipóteses: 1) a capacidade do ciclo térmico e o recurso solar da localidade não são capazes de carregar em tempo o armazenamento com energia térmica ou 2) conforme aumento tempo de armazenamento, o custo dele impacta negativamente no LCOE.

Em seguida, foi analisada a influência do armazenamento sobre o fator de capacidade, cujo resultado está apresentado na figura 7.

Figura 7 – Comportamento do armazenamento térmico (h) X fator de capacidade(%)



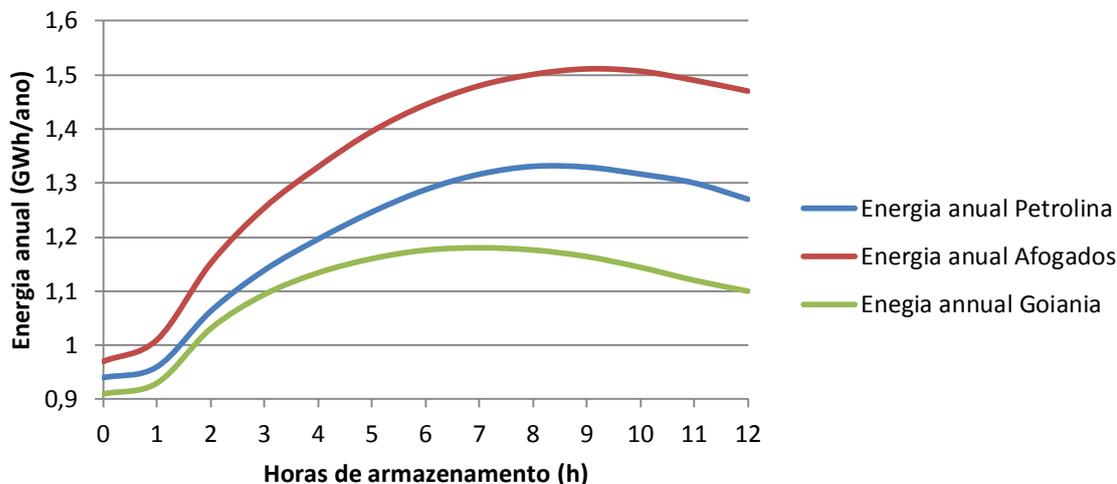
Fonte: Autores

Nota-se na figura 7 que, à medida que as horas de armazenamento aumentam, o fator de capacidade tende a crescer devido ao aumento da quantidade de energia térmica disponível para o gerador operar. No entanto, assim como no caso anterior, chega-se a um ponto em que esse fator de capacidade tende a diminuir. Isso ocorre porque a capacidade de geração térmica da usina pode não ser suficiente para suprir as horas adicionais de armazenamento ou porque o gerador é pequeno demais para aproveitar toda a energia térmica produzida pelo sistema.

Nas análises realizadas, a cidade que apresentou o melhor fator de capacidade foi Afogados, atingindo 30,5% com aproximadamente 9h de armazenamento. A cidade de Petrolina obteve o segundo melhor fator de capacidade, cerca de 27%, com um armazenamento de 8 h. Por fim, a cidade de Goiânia alcançou um fator de capacidade máximo de 23,5%, com cerca de 7 h de armazenamento. Estes resultados são diretamente influenciados pela disponibilidade de radiação nas localidades.

Por fim, foi realizada a análise da geração de energia elétrica anual da usina, que está apresentada na figura 8.

Figura 8 – Comportamento do armazenamento térmico (h) X Energia anual (GWh/ano)



Fonte: Autores

Como o fator de capacidade depende diretamente da quantidade de energia elétrica gerada, o comportamento da energia elétrica gerada é o mesmo do fator de capacidade, conforme Figura 8.

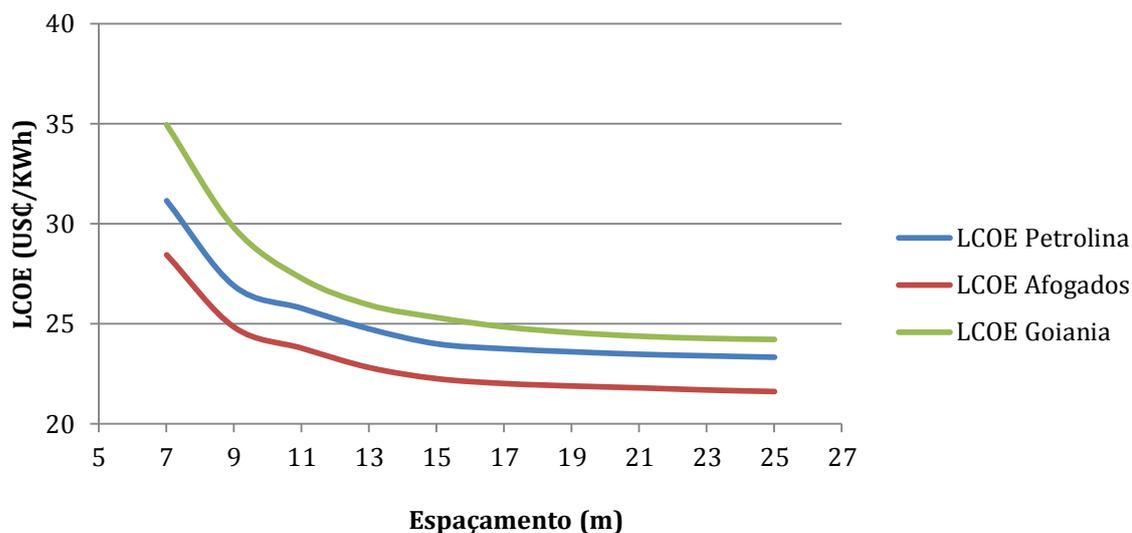
Os resultados confirmam as tendências já indicadas nos gráficos anteriores: Afogados apresentou o maior valor de produção de energia para qualquer tempo de armazenamento, atingindo seu pico com aproximadamente 9h o que corresponde a uma geração aproximada de 1,5 GWh/ano. Seguida por Petrolina que registrou um valor máximo de produção de aproximadamente 1,33 GWh/ano, com um armazenamento de 8h. Por fim, Goiânia com uma produção de 1,18 GWh/ano, para 7 h.

4.1.2 Espaçamento

Para a análise do espaçamento, foram mantidas as configurações definidas para a usina, variando-se apenas os valores do espaçamento entre 7 e 25 m, com incrementos de 2 m. O valor de 7 m escolhido foi determinado pelo tamanho da abertura do concentrador solar.

Da mesma forma que na análise do armazenamento, as variáveis avaliadas foram: LCOE, fator de capacidade e energia elétrica anual. A figura 9 apresenta o comportamento do LCOE com o espaçamento.

Figura 9 – Comportamento do espaçamento (m) X LCOE (US\$/kWh)



Fonte: Autores

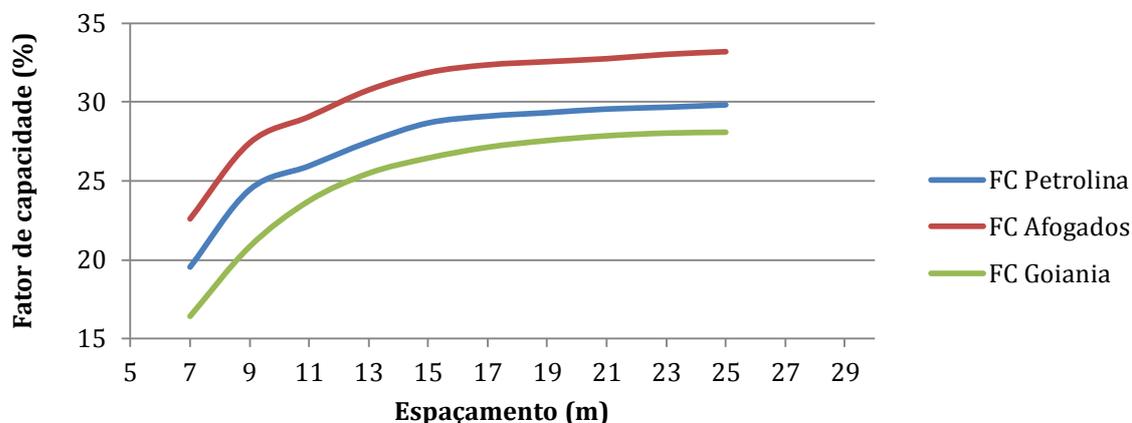
Observa-se na figura 9 que o LCOE diminui à medida que o espaçamento aumenta. Isso ocorre devido à redução das sombras projetadas por um concentrador sobre o outro, permitindo que mais radiação atinja as superfícies dos concentradores. A partir de 21 metros, o LCOE se mantém praticamente constante, pois, nesse ponto, os concentradores deixam de interferir uns nos outros, eliminando a necessidade de um espaçamento maior. Como nas três localidades analisadas os concentradores possuem as mesmas dimensões, o comportamento da curva em relação ao espaçamento é semelhante para todas elas.

Vale destacar que, caso houvesse um custo associado ao terreno, o LCOE voltaria a subir a partir de determinado espaçamento, pois um maior espaçamento demandaria uma área de terreno maior, impactando os custos. No entanto, como o estudo envolve três regiões distintas, onde os custos dos terrenos variam significativamente, optou-se por desconsiderar esse fator na análise.

Ao analisar os resultados para o espaçamento de 21 metros, observa-se que Afogados apresenta o menor LCOE, com um valor de US\$ 21,8 / kWh, seguido por Petrolina, com US\$ 23,48 / kWh que é 7,7 % maior que Afogados. O pior desempenho foi registrado em Goiânia, com um custo de US\$ 24,38 / kWh (11,8% maior que Afogados).

Em seguida, foi realizada a análise do fator de capacidade cujo gráfico da figura 10.

Figura 10– Comportamento do espaçamento (m) X fator capacidade (%)



Fonte: Autores

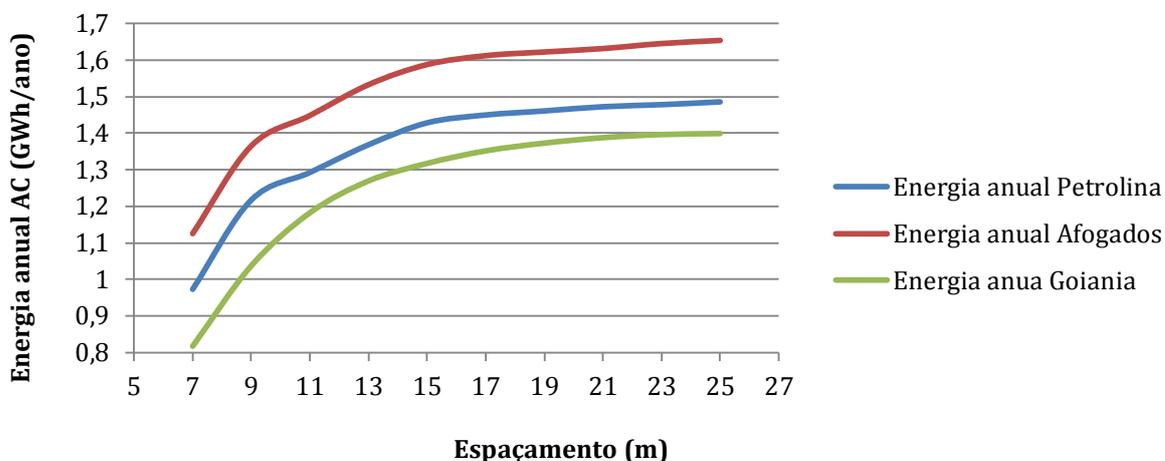
Na figura 10 é apresentado como varia o fator de capacidade em função do espaçamento entre os coletores. Este aumenta à medida que o espaçamento cresce. Esse aumento ocorre pelo mesmo motivo da redução do LCOE observado na análise anterior, a redução do sombreamento. Quanto menor o sombreamento, maior a quantidade de radiação que atinge o concentrador, resultando em uma maior geração de energia pela usina e, conseqüentemente, em um fator de capacidade mais elevado.

Como esperado, quando o espaçamento atinge um ponto em que um concentrador não interfere mais no outro, com isto, o fator de capacidade se mantém constante a partir de 21 metros.

Em relação aos valores de fator de capacidade, Afogados apresentou o melhor desempenho, com 32,76% no máximo, seguida por Petrolina com 29,56%, e, por último, Goiania, com 27,86%.

Por último, foi realizada a análise da produção anual de energia que, da mesma forma observada na análise do armazenamento, possui o mesmo comportamento do fator de capacidade e, está apresentada na figura 11.

Figura 11 – Comportamento do Espaçamento (m) X Energia anual (GWh/ano)



Fonte: Autores

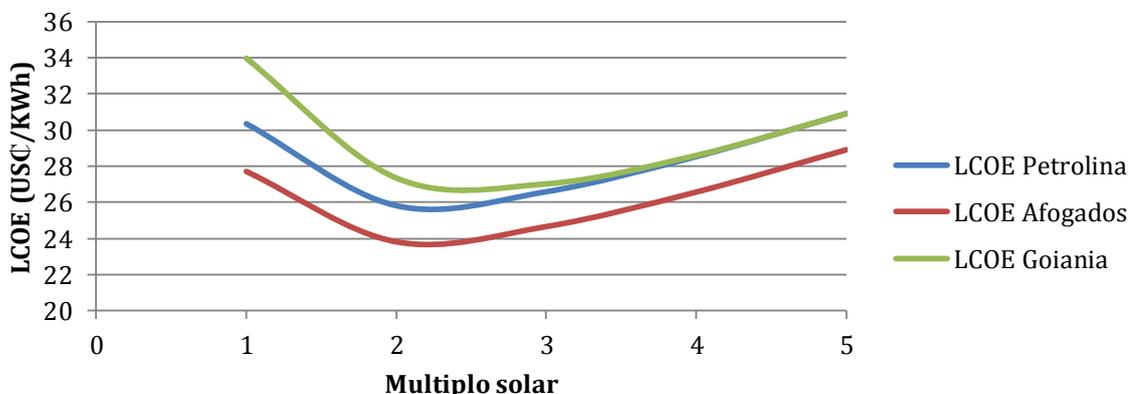
A justificativa do aumento é a mesma do fator de capacidade. Em relação aos valores de energia produzidos.

No melhor cenário, com um espaçamento de 25 m, Afogados apresentou a maior produção, atingindo 1,65 GWh/ano. O aumento do espaçamento de 7 m para 25 m provocou um aumento de 46% na energia elétrica gerada. Para Petrolina o aumento foi de 53% e de 70% para Goiania que foi mais beneficiada com o aumento do espaçamento entre as três analisadas.

4.1.3 Múltiplo Solar

O comportamento do LCOE, fator de capacidade e energia elétrica anual foram também avaliados em relação à variação do múltiplo solar, foram mantidas as configurações iniciais definidas para a usina, variando apenas os valores do múltiplo entre 1 e 5. A figura 12 apresenta o resultado do comportamento do LCOE para as variações do múltiplo solar.

Figura 12 – Múltiplo Solar X LCOE (US\$/kWh)



Fonte: Autores

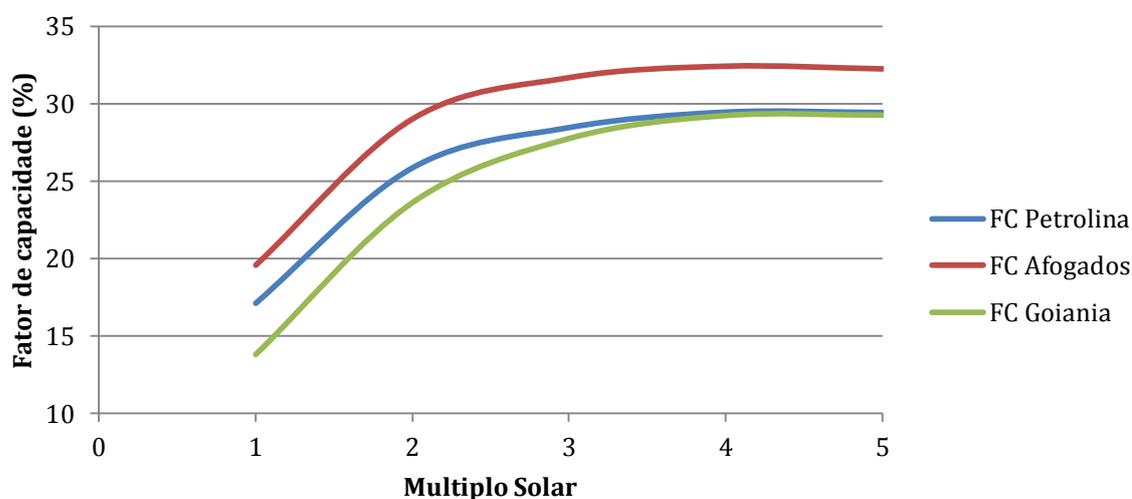
Observou-se que, no caso estudado, o LCOE apresenta seu valor mais alto quando o múltiplo solar é igual a 1 (figura 12). À medida que o múltiplo solar aumenta em direção a 2, há uma redução no LCOE em todos os casos, pois ocorre um aumento da quantidade de energia térmica produzida, resultando em uma maior geração energia da usina. No entanto, para múltiplos solares superiores a 2, o LCOE tende a subir novamente. Isso ocorre porque o ciclo termodinâmico não consegue aproveitar totalmente a energia fornecida pelo campo solar, resultando em uma área de campo excessivamente grande e com custos elevados.

O melhor desempenho para todas as cidades foi obtido com um múltiplo solar próximo a 2. Entre os locais analisados, Afogados apresentou o melhor resultado, com um LCOE de US\$ 23,82 / kWh, seguido por Petrolina, com US\$ 25,82 / kWh, e Goiania, com US\$ 27,35 / kWh.

O aumento do múltiplo solar de 1 para 2 (100%) provocou uma redução de 20% do valor do LCOE para Goiania que a mais beneficiada com esta alteração. Petrolina reduziu 16,4% e 14% foi o percentual de redução para Afogados que se beneficiou menos deste aumento.

Em seguida, foi realizada a análise do fator de capacidade cujo o resultado está apresentado na figura 13.

Figura 13 – Múltiplo Solar X Fator de Capacidade (%)



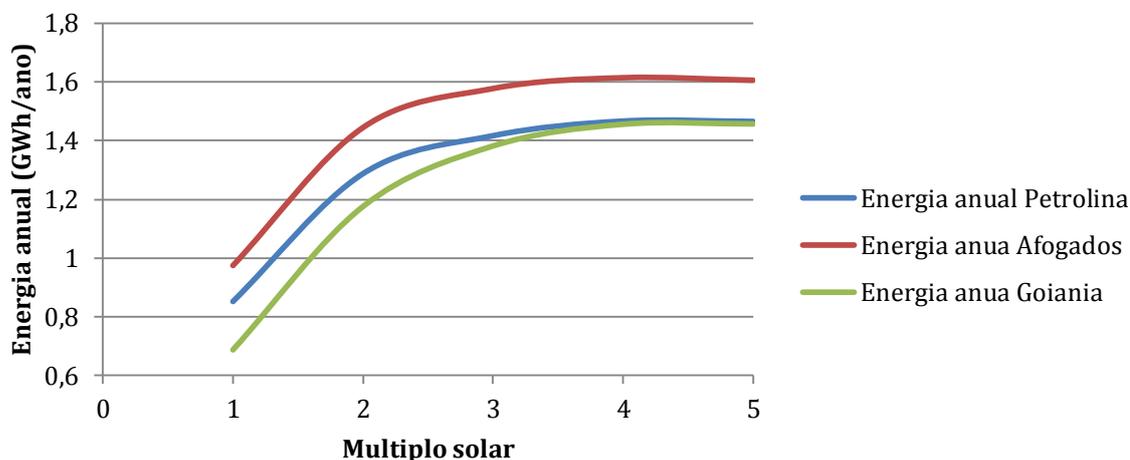
Fonte: Autores

Na figura 13, observa-se que, para o aumento do múltiplo solar de 1 para 2, há um aumento significativo no fator de capacidade. A partir desse valor (2), o fator de capacidade se mantém praticamente constante, pois o gerador já opera em seu valor nominal pelo máximo de tempo possível, limitando assim a quantidade energia gerada e assim o fator de capacidade da usina.

Considerando um múltiplo solar de 2, Afogados apresentou o melhor resultado, com um FC de 29 %, seguido por Petrolina, com 25,8 %, e, por último, Goiania, com 23,6%.

Por fim, foi analisada a energia anual produzida e seu comportamento com a variação do múltiplo solar, que, seguindo a tendência, acompanha o fator de capacidade, está apresentada na figura 14.

Figura 14 – Múltiplo Solar X Energia anual (GWh/ano)



Fonte: Autores

Na figura 14 é possível observar que há um aumento maior da quantidade de energia quando o múltiplo solar sai de 1 para 2 e aumento menor para variações acima de 2. Afogados apresentou o melhor resultado, com uma produção de 1,44 GWh/ano, seguido por Petrolina, com 1,29 GWh/ano, e, por último, Goiânia, com 1,18 GWh/ano.

Para Afogados, o aumento de 1 para 2 do múltiplo solar provocou um aumento de 49,4% na energia elétrica produzida, de 2 para 3 ocorre um aumento de 8,9%, acompanhado de um aumento do LCOE de 3,5%.

Para Goiania, quando o múltiplo solar passa de 1 para 2, a quantidade de energia elétrica produzida aumenta 71%, já quando o campo solar aumenta de 2 para 3, a energia elétrica aumenta 17% seguido de um aumento do LCOE de 1,2%.

Em valores monetários e considerando que a energia será vendida pelo LCOE, a receita bruta anual em Goiania para um múltiplo solar 2 é US\$ 318.836, para o múltiplo solar 3 será de US\$ 377.430, um aumento de 18% de receita.

Para analisar a influência do múltiplo solar no CAPEX (Capital Expenditure), observou-se que o custo para um múltiplo 2 é de US\$ 3.802.813, enquanto para um múltiplo 3 o custo sobe para US\$ 4.483.315, resultando em uma diferença de US\$ 680.502 no custo de implementação.

Além disso, ao calcular o tempo estimado de retorno do investimento para a expansão do campo solar, obteve-se um período aproximado de 11 anos e meio.

Outra análise realizada foi sobre o custo do MWh da usina simulada, que se mostrou elevado para esse tipo de usina. Mesmo considerando negociações com base no LCOE, o custo permanece acima dos valores praticados no mercado brasileiro. Devido a esse alto custo, o Brasil não utiliza essa tecnologia para fins comerciais. No entanto, em países com menos recursos energéticos e um alto custo do MWh, esse tipo de usina pode representar uma alternativa viável.

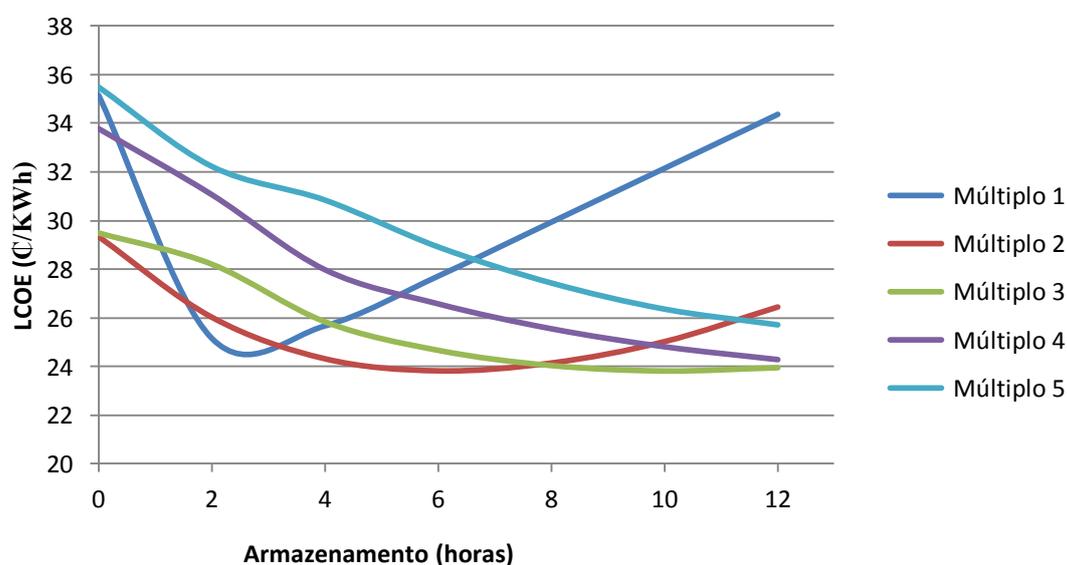
4.2 Análises do comportamento dos resultados da cidade de Afogados da Ingazeira-PE com variação de duas variáveis de entrada simultaneamente.

Nessas análises, foi possível observar o comportamento da usina em relação à variação dos valores de armazenamento térmico e múltiplo solar. As simulações foram realizadas variando dois dos dados de entrada acima simultaneamente para analisar o comportamento da usina em relação ao LCOE, FC e energia anual. Foi escolhida a cidade de Afogados para estas análises pelo o fato de apresentar melhores resultados nas simulações anteriores.

4.2.1 Armazenamento X Múltiplo solar

O comportamento do LCOE, fator de capacidade e energia elétrica anual foram avaliados, sendo mantidas as configurações iniciais definidas para a usina, variando apenas os valores do múltiplo solar entre 1 e 5 e do armazenamento entre 0 e 12 horas. A Figura 15 apresenta o resultado do LCOE para o caso analisado.

Figura 15 - LCOE (US\$/KWh) X Armazenamento (h) X Múltiplo solar



Fonte: Autores

Observa-se na figura 15 que o LCOE apresenta comportamentos distintos para os múltiplos 1 e 2, enquanto para os demais múltiplos, o comportamento é similar. No caso do múltiplo solar 1, há uma queda significativa no custo do LCOE quando o tempo de armazenamento aumenta de 0 para 2 h. Isso ocorre porque o tamanho reduzido do campo solar não produzirá energia suficiente durante o dia para suprir a capacidade de armazenamento.

Para o múltiplo 2, verifica-se o mesmo comportamento observado na figura 6 e comentado no item 4.1.1: até 6 h de armazenamento, o custo diminui, mas para tempos superiores, começa a aumentar novamente.

Considerando múltiplos superiores a 2, o LCOE tende a diminuir conforme o tempo de armazenamento aumenta. Isso ocorre porque a geração de energia térmica é alta, sendo necessário um tanque maior para aproveitar toda energia térmica

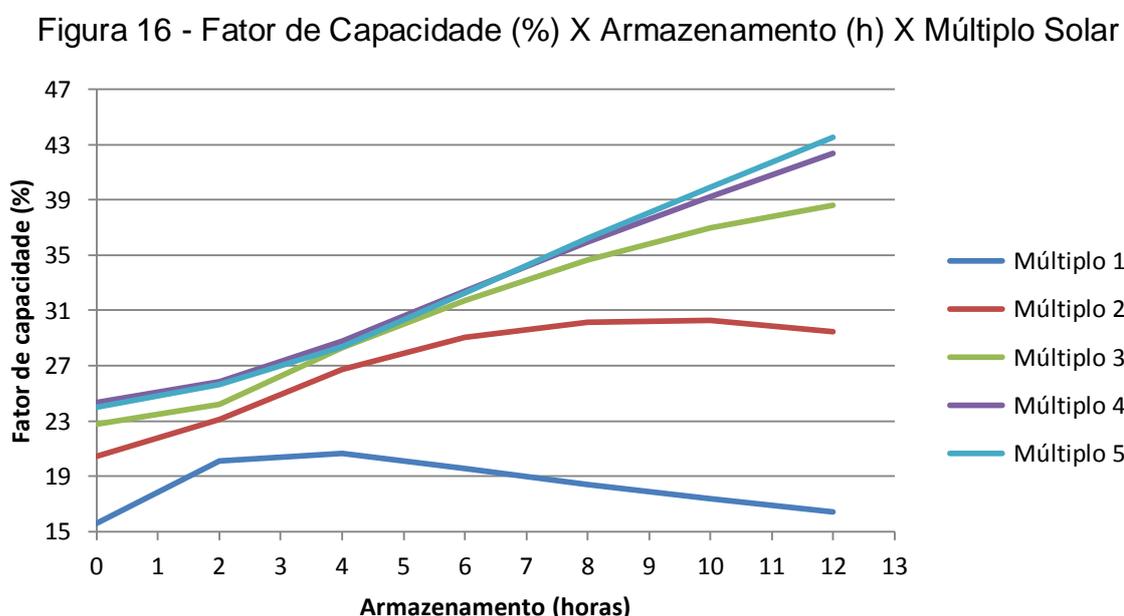
disponível. Como consequência, há mais capacidade de geração elétrica, permitindo estender as horas de produção durante a ausência de radiação solar.

Para o múltiplo 1, um aumento de armazenamento de 0 (US\$ 35,15 /KWh) para 2 horas (US\$ 25,16 /KWh) que foi caso de menor custo, ocasionou uma diminuição no custo do LCOE de 39,7% do valor.

Já para um múltiplo 2, o LCOE sem armazenamento tem um custo de 29,34 US\$/KWh e com 6 h de armazenamento o valor é de US\$ 23,82 /KWh, havendo uma diminuição no custo de 23,17%.

Por fim os múltiplos 3, 4 e 5 apresentaram o menor LCOE com 12 h de armazenamento. Onde a diferença percentual da usina entre eles é de, 3 para 4 1,25% e de 4 para 5 de 5,9%.

Foi analisado o comportamento do fator de capacidade em relação ao múltiplo solar e o armazenamento. A figura 16 apresenta os resultados obtidos na análise.



Fonte: Autores

Na figura 16, é possível observar, semelhantemente ao LCOE, que o fator de capacidade para os casos de múltiplos 1 e 2 apresenta comportamentos distintos em relação aos demais múltiplos.

Para um múltiplo solar 1, nota-se um aumento no fator de capacidade quando o tempo de armazenamento aumenta de 0 h para 2 h. A partir desse ponto, o crescimento é menor até 4h de armazenamento, seguido por uma redução. Essa redução ocorre porque a capacidade de geração térmica da usina não é suficiente para suprir as horas adicionais de armazenamento.

No caso do múltiplo solar 2, observa-se um aumento no fator de capacidade até 8 h de armazenamento, após esse ponto, há uma tendência de queda. Esse comportamento pode ser explicado pela limitação da capacidade de geração térmica

da usina para atender ao armazenamento adicional ou pelo fato de o gerador ser pequeno demais para aproveitar toda a energia térmica disponível.

Para os demais múltiplos analisados, o fator de capacidade aumenta conforme cresce o tempo de armazenamento. Isso ocorre porque, para múltiplos maiores que 2, a capacidade do campo solar em produzir energia térmica é ampliada, a energia excedente, produzida por este é maior e pode ser armazenada em grandes quantidades e, conseqüentemente, podendo ser utilizada em momento que tem radiação. Dessa forma, o fator de capacidade apresenta um crescimento contínuo à medida que o tempo de armazenamento se estende.

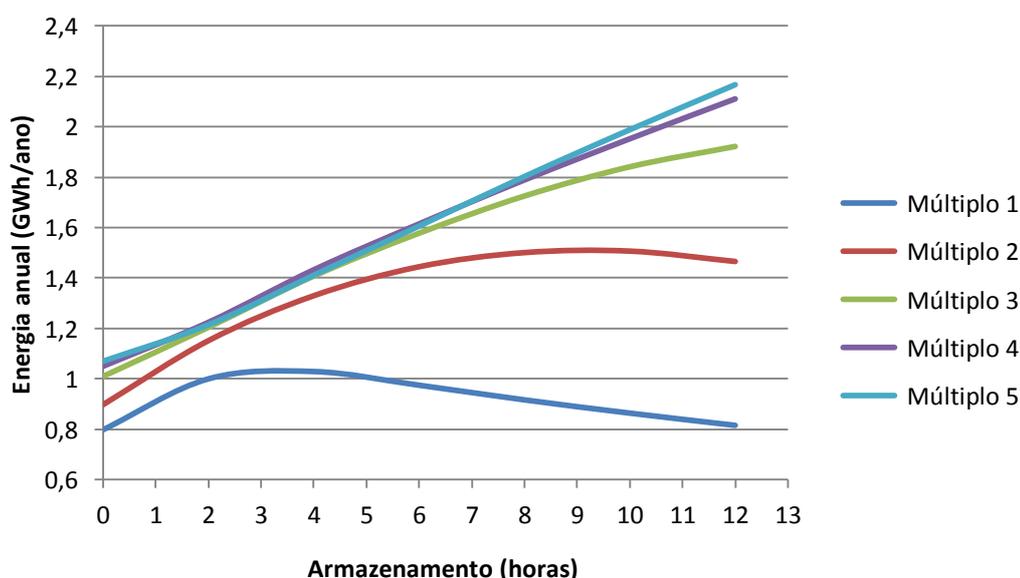
Em termos percentuais, para o múltiplo solar 1, o fator de capacidade sem armazenamento é de 15,58% e com 2 h é de 20,1%, o que representa um aumento de 28,9%. Quando aumentamos do armazenamento de 2 h para 4 h, o aumento do fator de capacidade é de apenas 2,9%

No caso do múltiplo solar 2, o fator de capacidade sem armazenamento é de 20,46% e aumenta para 30,14% com 8 h de armazenamento, o que corresponde a um aumento de 47,3%.

Ao analisar os melhores resultados para os múltiplos 3, 4 e 5, verifica-se que todos atingem seu fator de capacidade máximo com 12 h de armazenamento. O múltiplo 3 apresenta um fator de capacidade de 38,6%, enquanto o múltiplo 4 atinge 42,38%, correspondendo a uma diferença percentual de 9,8%. Entre os múltiplos 4 e 5 (com fator de capacidade de 43,5%), essa diferença é de 2,6%.

Por último foi analisada a quantidade de Energia elétrica anual gerada na usina, como é possível observar na Figura 17.

Figura 17 - Energia Anual (GWh/ano) X Armazenamento (h) X Múltiplo Solar



Fonte: Autores

O comportamento da energia anual na Figura 17, segue a mesma tendência do fator de capacidade, com os múltiplos 1 e 2 apresentando um desempenho distinto dos demais. Esse comportamento já foi explicado no item anterior.

Considerando um múltiplo solar igual a 1, a geração de energia elétrica sem armazenamento térmico é de 0,8 GWh/ano. Com um armazenamento de 2h, a produção aumenta para 1 GWh/ano, o que representa um crescimento de 25% na geração anual.

Para um múltiplo solar 2, a geração sem armazenamento é de 0,9 GWh/ano, enquanto com 8 h de armazenamento sobe para 1,5 GWh/ano, resultando em um aumento de 66%.

Nos demais casos analisados, o maior nível de geração foi alcançado com 12 h de armazenamento. O múltiplo 3 apresentou uma produção de 1,92 GWh/ano, o múltiplo 4 atingiu 2,11 GWh/ano e o múltiplo 5 chegou a 2,17 GWh/ano. A diferença percentual entre os múltiplos 3 e 4 foi de 9,9%, enquanto entre os múltiplos 4 e 5 foi de 2,8%.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em relação ao espaçamento, observou-se que para todas as localidades, para valores menores que 21 m ocorre aumento do LCOE, redução do fator de capacidade e quantidade de energia. Abaixo dos 13 m, estes efeitos são mais acentuados.

Já na análise da influência do tempo de armazenamento, o LCOE mínimo foi obtido para tempos entre 4 h e 6 h. Para o fator de capacidade, observou-se que o aumento de 0 h para 1 h não é significativo, porém para tempos acima de 1 h até o seu máximo, o fator de capacidade aumenta 44,5% para Afogados, 36,6% para Petrolina e 26,7% para Goiana, o que se traduz em aumentos semelhantes da quantidade de energia.

Para a análise do múltiplo solar, o LCOE mínimo foi observado para um valor de 2, para todos os casos. O aumento do múltiplo solar de 1 para 2 provocou a maior redução do LCOE para Goiana (20%), sendo esta a mais beneficiada com este aumento, embora possua o maior LCOE das três.

Comparando-se as três localidades, para todos os indicadores, Afogados foi a que apresentou os melhores resultados e Goiana os piores.

A influência simultânea do múltiplo solar e tempo de armazenamento no LCOE foi analisada apenas para Afogados e apresentou valores mínimos de LCOE para duas combinações: múltiplo solar 2 e 6 h de armazenamento e, múltiplo solar 3 e 10 h de armazenamento (US\$ 23,82), para as duas soluções, a primeira apresenta um CAPEX de 3,8 milhões de USD e a segunda 5,1 milhões de USD, correspondendo a um aumento de 34%. Esta diferença de CAPEX é compensada pelo aumento da quantidade de energia anual, de 1,45 GWh para 1,84 GWh (27%).

Como trabalhos futuros, sugere-se realizar a análise considerando o custo do terreno, alterar os tipos de coletores e receptores avaliando também a eficiência da usina.

REFERÊNCIAS

ADOLFO, C. Modelagem numérica de tanques de armazenamento térmico aplicada a sistemas de refrigeração por adsorção. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 19 fev. 2025.

AMARAL, Gustavo Santos. Análise de viabilidade técnico-econômica da operação de uma planta Heliotérmica de tecnologia de Calha Cilindro-Parabólica em Rosana-SP. 2022. Universidade Estadual de Paulista – Campus Rosana SP, Rosana-SP.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 19 fev. 2025.

BEN. Relatório de Síntese 2024. 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 20 out. 2024.

BIANCHINI, H. M. Avaliação comparativa de sistemas de energia solar térmica. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BONFIM, Danielle. Otimização do projeto de um gerador de vapor que utiliza biodiesel como combustível. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

EPE. Matriz energética e elétrica. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 20 out. 2024.

GAZOLI, J. R. et al. Dimensionamento básico do campo solar de concentradores cilindro-parabólico da usina termosolar Porto Primavera. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado.

GONZAGA, Rafael Silva. Geração termo solar cilindro-parabólica: evolução e perspectivas. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande-PB,.

GUITARRARA, Paloma. Energia termoelétrica. 2024. Brasil Escola. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/energia-termoeletrica.htm>. Acesso em: 24 jan. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE. Atlas solar brasileiro de energia solar. 2. ed. 2017.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. Renewable energy benefits. 2025. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jan/IRENA_Renewable_energy_benefits_leveraging_capacity_CSP_2025.pdf. Acesso em: 19 fev. 2025.

JOI. Entenda tudo sobre o fator de capacidade. 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/fator-de-capacidade/>. Acesso em: 26 dez. 2024.

JUNGES, S. M. et al. Efeito estufa e aquecimento global: uma abordagem conceitual a partir da física para educação básica. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

NIKSON, Patrick. Determinação do coeficiente global de transferência de calor de um condensador do tipo casco e tubo de um chiller por absorção de amônia em NaBr. Araranguá: Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

NORTHSUN ENGENHARIA. Usina solar: todas as informações sobre a tecnologia no Brasil. 2022. Disponível em: <https://www.northsun.com.br/usina-solar-todas-as-informacoes-sobre-a-tecnologia-no-brasil/>. Acesso em: 07 jan. 2025.

NREL. CSP projects around the world 2023. 2023. Disponível em: <https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-projects-around-the-world/>. Acesso em: 18 out. 2024.

NUNES, Larissa Fernanda. Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo calha parabólica de 100 MWe. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte-MG.

PASSOS, E. S.; FRAGOSO, M. R. Estudo da viabilidade econômica de uma usina heliotérmica com armazenamento de energia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Curitiba-PR.

PESCADOR, Darío. La Plataforma Solar de Almería, espejos y sol contra el cambio climático. 2023. Disponível em: <https://quo.eldiario.es/gigantes/q2302891190/visita-a-la-plataforma-solar-de-almeria>. Acesso em: 07 jan. 2025.

REE. Electrical energy balance 2024. 2024. Disponível em: <https://www.ree.es/en/datos/balance>. Acesso em: 22 out. 2024.

SOARES, A. S. R. O. et al. Mapeamento global das usinas de energia solar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza-CE.