

ANÁLISE DE PLANTA SOLAR HELIOTÉRMICA REAL COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO NO CENÁRIO BRASILEIRO

Breno de Almeida Menezes – menezesbam@gmail.com

Anésio de Leles Ferreira Filho

Veber Samir Moreira Ribeiro

Otávio Henrique de Freitas Rabelo

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Elder Geraldo Domingues

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Goiânia

Resumo. *Este estudo tem como objetivo apresentar os resultados da aplicação de uma ferramenta computacional desenvolvida para se realizar uma análise de viabilidade técnico-econômica de uma usina heliotérmica de grande escala com topologia torre solar (Solar Power Tower, SPT) e características técnicas similares à planta projetada em Tabuk, Arábia Saudita. Para tanto, serão identificados computacionalmente os desempenhos desta usina (com e sem armazenamento térmico), considerando-se que ela tenha sido instalada em Bom Jesus da Lapa, região nordeste do Brasil. Os indicadores de análise de viabilidade foram obtidos considerando que a energia elétrica produzida é negociada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro (MEEB). Os resultados mostram que a geração anual de energia e os fatores de capacidade atingidos no nordeste do Brasil ultrapassam os valores da planta real, corroborando a potencialidade brasileira para instalação de tais usinas. Contudo, o projeto não se mostrou viável do ponto de vista econômico nas condições inicialmente avaliadas. Com isso, foi realizada uma análise de sensibilidade (Sensitivity Analysis, SA) de algumas variáveis estrategicamente selecionadas, a saber, a taxa de câmbio, a taxa mínima de atratividade, o investimento inicial (Capital Expenditure - CAPEX), o percentual de capital próprio e o preço da venda da energia no ACR, visando-se avaliar seus impactos no valor presente líquido (VPL) do projeto. Por fim, foi avaliado um cenário otimista considerando a resposta do VPL aos parâmetros investigados na SA. Para este cenário, os resultados indicaram a viabilidade econômica do projeto. Este tipo de iniciativa caracteriza-se como importante para o avanço da energia solar no cenário brasileiro e seu respectivo incentivo, seja por meio de estudos de Pesquisa e Desenvolvimento ou por meio de benefícios regulatórios que tornem determinadas tecnologias mais atraentes.*

Palavras-chave: *Análise técnica/econômica, Análise de sensibilidade, Torre solar*

1. INTRODUÇÃO

Apesar de desfrutar de um grande potencial energético, com destaque para fontes de energia renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa), o Brasil enfrenta há alguns anos o desafio de diversificar sua matriz elétrica. Nesse contexto, cabe destacar que o cenário energético brasileiro conta com uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, que corresponde a 84,8% da oferta nacional de energia elétrica. Apesar desse elevado patamar, ressalta-se que ele não condiz com uma divisão proporcional da matriz elétrica, já que a fonte hídrica responde por 65,2% do abastecimento interno, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

Visando a diversificação e expansão do sistema elétrico brasileiro, alguns especialistas têm incentivado o uso da geração despachável (Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2022). Nesse sentido, é importante destacar a possibilidade de utilização de usinas fotovoltaicas (PV) e Energia Solar Concentrada (Concentrated Solar Power - CSP). Os sistemas fotovoltaicos, embora apresentem vantagens notáveis, não costumam ser utilizados para produção em larga escala, devido aos altos custos para manter a produção constante utilizando baterias elétricas (Zurita *et al.*, 2018). Por outro lado, os sistemas CSP, em ascensão, permitem o fornecimento ininterrupto de energia com a utilização de armazenamento térmico. Apesar dos elevados custos de investimento, a possibilidade de fornecimento ininterrupto pode torná-los mais viáveis. Ressalta-se que, dentre as topologias CSP disponíveis, a torre solar (Solar Power Tower - SPT) pode alcançar altos fatores de capacidade sem um aumento demasiado dos custos (Ju *et al.*, 2017). Ademais, vale mencionar que, países que constituem o Cinturão Solar, região de alta irradiância solar, têm sido caracterizados apropriados para o emprego de topologias como a SPT. Dentre esses países, a Espanha se destaca por ter recebido desde 2011 a primeira usina de geração heliotérmica do tipo SPT com a tecnologia de armazenamento com sal derretido.

Na literatura é possível encontrar alguns estudos envolvendo CSP (Islam, M. T. A. *et al.*, 2018; Bellos, 2019; Beltagy, H. *et al.*, 2015). Em (Islam, M. T. A. *et al.*, 2018), os autores inferiram que na América Latina, especialmente no Brasil, ainda faltam pesquisas sobre a temática heliotérmica, o que culmina na nulidade das usinas CSP em operação comercial. Em (Bellos, 2019) é sugerido com base nas eficiências energéticas, que para uma planta do tipo Refletor Linear Fresnel (Linear Fresnel Reflector - LFR) ser competitiva, ela deve ter um custo de até 70% da topologia do tipo coletor

de calhas parabólicas (Parabolic Trough Collector - PTC). Em (Ahmad e Zeeshan, 2022), os autores executam uma análise técnico-econômica de usinas heliotérmicas dos tipos SPT e PTC sob condições climáticas distintas. São considerados os sistemas de resfriamento a seco e a água, bem como os climas temperado, semiárido e subtropical. A otimização busca maximizar o potencial técnico ao passo em que o custo de produção de energia é minimizado. Em (Nojavan *et al.*, 2019), os autores executam uma análise de risco de uma planta CSP com armazenamento térmico considerando-se algumas incertezas inerentes a este tipo de processo de geração de energia elétrica. Eles desenvolvem um novo método MILP híbrido IGDT-estocástico, que é empregado para modelar a irradiância solar. São definidas três estratégias para a operação da usina, a saber: i) avessa ao risco; ii) neutra; e iii) tomadora de risco. Em (Marazgioui e Fadar, 2022), os autores avaliam os impactos de diferentes tecnologias da torre de resfriamento no desempenho de usinas heliotérmicas. Para isso, eles escolheram sete projetos distintos, e realizaram diversas simulações no *System Advisor Model* (SAM). Foram analisados a produção anual de energia, o fator de capacidade e o Custo Nivelado de Energia (Levelized Cost of Energy - LCOE). Os impactos foram medidos com base em cinco métricas, a saber: i) payback descontado; ii) relação custo-benefício; iii) emissão de gases de efeito estufa (GHG); iv) economia de água; e v) redução de custos. Em (Zeng *et al.*, 2021), os autores propõem uma análise de confiabilidade para usinas heliotérmicas dos tipos SPT e PTC. Para tal, eles utilizam um modelo de Markov com oito estados e consideram a operação da usina com falha funcional parcial, tanto como sistema de armazenamento térmico (Thermal Energy Storage - TES) quanto para geração de energia. O modelo de oito estados pode ser reduzido para quatro estados ao combinar falhas de mesma natureza. Após isso, a simulação de Monte Carlo é aplicada a esse modelo para avaliar a confiabilidade das usinas. Em (Gasa *et al.*, 2022), os autores avaliam os impactos ambientais de quatro usinas heliotérmicas do tipo SPT com diferentes capacidades de armazenamento, a saber, 3, 6, 9 e 17,5 horas. Cada usina foi otimizada para se obter o menor LCOE. Por meio de simulações computacionais, foram dimensionados os parâmetros da planta como número de heliostatos, múltiplo solar, altura da torre e produção de eletricidade. Em (Morosini *et al.*, 2023), os autores realizam uma análise técnico-econômica de uma usina heliotérmica do tipo SPT em Las Vegas, com ciclos transcíticos de misturas baseadas em CO₂, a saber, i) CO₂ + C₆F₆; ii) CO₂ + C₂H₃N; e iii) CO₂ + C₄F₈. Para tanto, eles consideram quatro configurações para o sistema TES: a primeira, com armazenamento direto, emprega sais solares como HTF e possui temperatura máxima de 550 °C, enquanto as três restantes utilizam armazenamento indireto e sódio como HTF, em temperaturas de 550 °C, 625 °C e 700 °C. Em (Asselineau *et al.*, 2023), os autores realizam uma análise técnico-econômica de uma usina heliotérmica do tipo SPT com bloco de potência de sCO₂ e temperatura de 700 °C. Para isso, eles desenvolvem quatro configurações, a saber, i) 1×100; ii) 2×50; iii) 3×33; e iv) 4×25 MWe.

Considerando os aspectos supramencionados, é possível concluir que faltam estudos sobre a viabilidade técnico-econômica das plantas CSP na América do Sul. Como resultado desta observação, surgiu a ideia de elaboração deste estudo, cujo objetivo geral é o desenvolvimento de uma ferramenta para análise da viabilidade técnica e econômica de usinas heliotérmicas do tipo SPT que operam no Ambiente de Contratação Regulada (RCE) do MEEB. Também faz parte deste estudo a realização de uma análise de sensibilidade (SA) para verificar quais parâmetros técnicos/econômicos mais impactam na viabilidade econômica da planta SPT. Com isso, é possível estabelecer um cenário econômico otimista que valide a viabilidade de investimento em usinas desse tipo no Brasil. A ferramenta proposta neste trabalho caracteriza-se como uma forma de incentivar o surgimento e consolidação do país na construção de novas soluções energéticas sustentáveis no que diz respeito à energia heliotérmica.

2. METODOLOGIA

Para este trabalho foi desenvolvido um protótipo de software para simulação técnica e econômica de uma usina SPT de grande porte operando no ACR do MEEB. A metodologia proposta adotada neste estudo compreende quatro grandes etapas. A primeira etapa consiste no desenvolvimento da modelagem física dos elementos que compõem a planta otimizada: o campo solar, o receptor, o ciclo de potência e o armazenamento térmico. Com base nesta modelagem, é possível quantificar a produção líquida anual de eletricidade da central. As entradas dos dados técnicos do campo de heliostato determinam as posições dos heliostatos no campo e definem configurações de otimização para o algoritmo de otimização SolarPILOT. Foi utilizado o processo de otimização do layout do heliostato e dimensão da torre no SAM por meio do SolarPILOT para calcular automaticamente as posições dos heliostatos e os valores ideais para a altura da torre, altura do receptor, diâmetro do receptor e quantidade de heliostatos.

A segunda etapa visa obter o fluxo de caixa da planta ao longo de sua vida útil. Este estudo emprega a estrutura básica de Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCLA) de Damodaran. É importante ressaltar que o modelo FCLA foi modificado para considerar as particularidades da tributação no mercado brasileiro. Este estudo considerou que toda a energia elétrica produzida anualmente é vendida no ACR a um preço fixo (preço de leilão). Portanto, a viabilidade econômica do investimento baseia-se na análise dos seguintes indicadores econômicos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), Payback Descontado (PBD) e Custo Nivelado de Energia (LCOE).

Na terceira etapa, é realizada uma análise de sensibilidade (SA) para determinar como os parâmetros econômicos, taxa de câmbio, taxa mínima de atratividade (TMA), CAPEX, percentual de capital próprio e o preço de venda da energia no ACR, afetam a viabilidade econômica (por meio do indicador VPL).

Com base nos resultados da SA, na quarta etapa é estabelecido um cenário mais otimista para os valores dos parâmetros TMA, CAPEX, preço de venda da energia no ACR, taxa de câmbio e percentual de capital próprio. O cenário otimista objetiva mostrar aos investidores que sob condições mais favoráveis é possível que a tecnologia SPT possa se tornar viável e se desenvolver nos próximos anos no Brasil.

O campo de heliostatos está sujeito a perdas ópticas que resultam em uma imagem refletida na superfície do receptor que é um pouco menor que do que a quantidade de energia solar originalmente incidente na superfície dos heliostatos. A potência incidente no campo de heliostatos ($P_{incidente_h}$) e a potência que atinge com sucesso a superfície do receptor ($P_{incidente_r}$) são calculadas conforme Eq. (1) e (2).

$$P_{incidente_h} = A_h \cdot Q_h \cdot A_{reflex} \cdot I_d \quad (1)$$

$$P_{incidente_r} = P_{incidente_h} \cdot N_{field} \quad (2)$$

Em que: A_h é a área dos heliostatos [m^2]; Q_h é a quantidade de heliostatos; A_{reflex} é um fator que representa o percentual da área do heliostato que de fato irá refletir (adimensional); I_d é a irradiância direta incidente [$\frac{W}{m^2}$] e N_{field} é eficiência do campo solar (adimensional).

O receptor é responsável por produzir a energia que alimentará o ciclo de potência. A potência útil (P_r) obtida pelo fluido de transferência de calor (HTF) pode ser obtida por meio do balanço de potência do receptor solar menos a perda pela tubulação ($Perda_{tubos}$). Devido à diferença de temperaturas entre o envelope e o ambiente, ocorrem dois modos de transferência de calor, ou seja, radiação entre o céu e o envelope de vidro e convecção entre o ar ambiente e o envelope. Com isso, duas perdas principais atenuam a potência transferida ao fluido, a saber, perdas por radiação (Q_{rad}) e por convecção (Q_{conv}). Levando em consideração a energia solar absorvida pelo tubo absorvedor e as perdas térmicas do receptor, a potência útil no receptor na hora h pode ser calculada pela Eq. (3).

$$P_r = P_{incidente_r} - Q_{rad} - Q_{conv} \quad (3)$$

As perdas por radiação no receptor (Q_{rad}) podem ser obtidas por meio das Eq. (4), (5), (6), (7), (8) e (9).

$$Q_{rad} = H_{amb} \cdot \pi \cdot D_r \cdot H_r \cdot (T_r - T_{amb}) + H_{sky} \cdot \pi \cdot D_r \cdot H_r \cdot (T_r - T_{sky}) \quad (4)$$

$$H_{amb} = StB \cdot rse \cdot 0,5 \cdot (T_r^2 + T_{amb}^2) \cdot (T_r + T_{amb}) \quad (5)$$

$$H_{sky} = StB \cdot rse \cdot 0,5 \cdot (T_r^2 + T_{sky}^2) \cdot (T_r + T_{sky}) \quad (6)$$

$$T_r = (T_{quente,HTF} + T_{frio,HTF}) \cdot 0,55 \quad (7)$$

$$T_{sky} = T_{amb} \cdot (0,711 + 0,0056 \cdot T_{po} + 0,000073 \cdot T_{po}^2 + 0,013 \cdot \cos(15t))^{\frac{1}{4}} \quad (8)$$

$$T_{po} = \frac{243,04 \cdot \frac{17,625 \cdot T_{amb}}{243,04 + T_{amb}} + \ln\left(\frac{UR}{100}\right)}{17,27 - \frac{17,625 \cdot T_{amb}}{243,04 + T_{amb}} + \ln\left(\frac{UR}{100}\right)} \quad (9)$$

Em que: D_r é o diâmetro do receptor [m]; H_r é a altura do receptor [m]; T_r é a temperatura média do receptor [K]; T_{amb} é temperatura ambiente [K]; StB é a constante de Stefan-Boltzmann [$\frac{W}{m^2 \cdot K^4}$]; rse é a emissividade da superfície (adimensional); $T_{quente,HTF}$ é a temperatura do tanque quente [$^{\circ}C$]; $T_{frio,HTF}$ é a temperatura do tanque frio [$^{\circ}C$]; T_{sky} é a temperatura do céu [K], estimada conforme Duffe e Beckman (2006); T_{po} é a temperatura do ponto de orvalho [$^{\circ}C$], t é referente hora do dia e varia de 0 a 23 (adimensional) e UR é a umidade relativa dada em porcentagem.

As perdas por convecção (Q_{conv}) são calculadas conforme Eq. (10) e (11). Q_{conv} representa a transferência de calor do receptor para o ambiente externo graças à circulação do ar. As perdas por convecção são proporcionais a um coeficiente de convecção mista. Este coeficiente incorpora tanto a convecção forçada (H_f) quanto a convecção natural (H_n).

$$Q_{conv} = \left(4 \cdot (H_f^{3,2} + H_n^{3,2})^{\frac{1}{3,2}} \right) \cdot A_r \cdot \left(T_r - \frac{T_r + T_{amb}}{2} \right) \quad (10)$$

$$H_f = Nu_D \cdot \frac{k_{air}}{D_r} \quad (11)$$

Em que: A_r é área do receptor [m^2]; k_{air} é a condutividade térmica do ar [$\frac{W}{m \cdot K}$] e Nu_D é o número de Nusselt, o qual é obtido seguindo a correlação apresentada por (Oliveira, 2020).

Um estudo desenvolvido por (Feierabend, 2010) mostrou que várias correlações convectivas para receptores de alta temperatura subestimam a perda convectiva prevista pelo ANSYS Fluent. Neste estudo foi adotado um fator multiplicador igual quatro para modificar o coeficiente de convecção mista no modelo. A determinação do número de Nusselt (Nu_D) é feita seguindo a correlação apresentada por (Oliveira, 2020), na qual representa uma aproximação para o raio externo dos tubos do receptor.

As correlações empregadas são determinadas considerando tanto a rugosidade do receptor quanto o regime de escoamento do fluido que absorve o calor, no caso em análise, o ar. Nesse contexto, é importante destacar que o cálculo do número de Reynolds (Re_D) se faz necessário para determinar o grau de turbulência do fluido. O Re_D pode ser calculado empregando-se a Eq. (12).

$$Re_D = \rho \cdot \frac{\left(\frac{\log \left(\frac{H_{torre} + H_r}{2} \right)}{\log \left(\frac{10}{0,003} \right) \cdot V_{vento}} \right)}{v_d} \cdot D_r \quad (12)$$

Em que: ρ é a densidade do ar $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$; e v_d é a viscosidade dinâmica do ar $[Pa \cdot s]$ e H_{torre} é a altura da torre $[m]$. O coeficiente natural para receptores cilíndricos pode ser determinado segundo as Eq. (13) e (14).

$$H_n = \left(0,098 \cdot Gr_H^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{T_r}{T_{amb}} \right)^{-0,14} \right) \cdot \frac{k_{air}}{H_r} \quad (13)$$

$$Gr_H = g \cdot \beta \cdot (T_r - T_{amb}) \cdot \left(\frac{H_r^3}{v_k^2} \right) \quad (14)$$

Em que: g é a aceleração da gravidade $\left[\frac{m}{s^2}\right]$; β é o coeficiente de expansão volumétrica do ar $[K^{-1}]$; v_k é a viscosidade cinemática do ar $\left[\frac{m^2}{s}\right]$.

A perda de energia térmica por metro de comprimento de tubulação entre a torre e o sistema de armazenamento térmico ($Perda_{tubos}$), incluindo tubulação quente e fria é determinado pelas Eq. (15), (16), (17) e (18).

$$Perda_{tubos} = Perda_{frio} + Perda_{quente} \quad (15)$$

$$Perda_{frio} = Coef_{perda} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{A_{cs}}{\pi} \cdot \frac{Tam_{tubo}}{2}} \cdot (T_{frio,HTF} - T_{amb_{des}}) \quad (16)$$

$$Perda_{quente} = Coef_{perda} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{A_{cs}}{\pi} \cdot \frac{Tam_{tubo}}{2}} \cdot (T_{quente,HTF} - T_{amb_{des}}) \quad (17)$$

$$A_{cs} = \frac{Taxa_{flow}}{V_{tubo} \cdot (10^{-7} \cdot T_r^3 + 0,0002 \cdot T_r^2 - 0,7875 \cdot T_r + 2299,4)} \quad (18)$$

Em que: $Coef_{perda}$ é o coeficiente de perda de calor $\left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$; Tam_{tubo} é a altura da torre vezes um multiplicador de 2,6 (adimensional); $T_{amb_{des}}$ é temperatura ambiente de projeto dos tubos de 293,15 K; $Taxa_{flow}$ é taxa de fluxo de massa projetada $[kg/s]$ e V_{tubo} é a velocidade alvo da tubulação de 3 m/s.

A capacidade do armazenamento é dada pela Eq. (19).

$$Q_{TES} = Q_{nom}^{PC} \cdot \Delta t_{load} \quad (19)$$

Em (20), Q_{TES} é a potência máxima da capacidade de armazenamento térmico $[Wt \cdot hr]$; Q_{nom}^{PC} é a potência nominal do ciclo de potência (PC) $[W]$; e Δt_{load} é equivalente a horas de carga total de TES (adimensional).

Os tanques também apresentam perdas horárias de potência e essas perdas são calculadas pelas Eq. (20) e (21).

$$HTF_{loss} = \left(\left(Coef_{loss} \cdot \frac{V_{htf}}{h_{htf}} + \pi \cdot \left(2 \cdot \left(\frac{V_{htf}}{\pi} \right)^{0,5} \right) \cdot h_{htf} \right) \cdot (T_{frio,HTF} - T_{amb_{des,HTF}}) \right) \quad (20)$$

$$V_{htf} = \frac{Q_{TES} \cdot 3600}{Den_{fluido} \cdot C \cdot (T_{frio,HTF} - T_{quente,HTF}) \cdot (1 - h_{min} / h_{htf})} \quad (21)$$

Em que: $Coef_{loss}$ é o coeficiente de perda térmica $\left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$; V_{htf} é o volume total do tanque de armazenamento $[m^3]$; h_{htf} é a altura do volume do fluido $[m]$; $T_{amb_{des,HTF}}$ é a temperatura ambiente de projeto dos tanques de 288,15 K; Den_{fluido} é a densidade do fluido $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$; C é o calor específico do fluido $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K}\right]$ e h_{min} é a altura mínima permitida de fluido nos tanques de armazenamento $[m]$.

Nesse estudo, foi empregado o transiente no receptor e no ciclo de potência. Dessa forma, essas duas partes da planta SPT consomem certa energia para serem ligados e, caso venham a desligar, é necessário fazer um novo processo de ligamento.

Dada a capacidade de armazenamento, são definidos quatro modos estratégicos de operação para o TES. Tais estratégias consideram três parâmetros: a potência útil do receptor; a potência nominal do ciclo de potência e a potência máxima da capacidade de armazenamento térmico. Esta abordagem visa satisfazer a potência nominal do ciclo de potência, utilizando os recursos disponíveis do receptor e do sistema TES, em ordem de prioridade (Wagner e Gilman, 2011). As estratégias são descritas a seguir.

- i. Estratégia 1: Casos em que a energia total produzida pelo campo solar não é suficiente para alimentar o ciclo energético e o TES não possui reservas para suportar a produção. Nestes casos, o armazenamento se comportará de forma inerte, ou seja, não é alimentado e não alimenta o ciclo de potência. Tal estratégia é o chamado modo de espera.
- ii. Estratégia 2: Casos em que o campo solar está totalmente focado, mas necessita de TES para complementar a potência enviada ao ciclo de potência.
- iii. Estratégia 3: Casos em que a potência útil do receptor excede a energia que pode ser utilizada no ciclo de potência ou no TES. O campo solar deve ser parcialmente desfocado, rejeitando a energia restante que não pode ser aproveitada.
- iv. Estratégia 4: Casos em que a potência útil do receptor supera a demanda do ciclo de potência, mas todo o excesso de energia térmica pode ser desviado para o TES.

A potência útil gerada pelo ciclo de potência pode ser obtida pela Eq. (22) (Behar *et al.*, 2015).

$$P_{ciclo} = n_{PC} \cdot P_{estratégia} \cdot F_{B-L} \quad (22)$$

Em que: P_{ciclo} é a potência útil gerada pelo ciclo de potência na hora h [W]; n_{PC} é a eficiência do ciclo de potência (adimensional); $P_{estratégia}$ é a potência entregue ao ciclo de potência a depender a estratégia utilizada e F_{B-L} é fator de conversão bruto para líquido (adimensional).

A energia total anual pode ser calculada de acordo com a Eq. (23).

$$E_{total} = \sum_{h=1}^{8760} P_{ciclo} \quad (23)$$

Em (23), E_{total} é a eletricidade anual gerada pelo ciclo de potência [MWh] para o primeiro ano de operação; 8760 é o número de horas em um ano. A produção de energia no primeiro ano é projetada para os demais anos de vida útil considerando-se um fator de degradação constante.

A receita bruta da venda da energia no ACR do ano y é obtida por meio da Eq. (24).

$$RB_y = E_{total,y} \cdot \$_{ACR} \quad (24)$$

Em que: RB_y é a receita bruta no ano y [BRL]; $E_{total,y}$ é a eletricidade anual gerada pelo ciclo de potência [MWh] no ano y , e $\$_{ACR}$ é o preço da energia da energia elétrica no ambiente ACR [R\$/MWh].

A linguagem de programação Python foi escolhida para o processo de modelagem das diferentes etapas do processo de geração de energia elétrica, dada a existência da interface entre Python e o SAM, denominada NREL-PySAM. Assim, diagramas de classes foram utilizados para descrever melhor como os relacionamentos entre os objetos são formados. Além disso, a planta é modelada por conceitos de programação orientada a objetos, que recorre a classes, objetos, métodos e atributos.

3. RESULTADOS

Inicialmente, são abordados os resultados da análise técnica de uma usina SPT aplicada no Nordeste do Brasil (Bom Jesus da Lapa). Em seguida, são apresentados os indicadores de viabilidade econômica. A SA é executada considerando-se algumas variáveis econômicas e, por fim, analisa-se um cenário otimista, considerando a resposta do sistema aos parâmetros investigados na SA.

3.1 Análise técnica

Num primeiro instante desta investigação, as informações meteorológicas de cada região do Brasil foram extraídas do NSRDB (National Solar Radiation Database). Este banco de dados coleta principalmente dados históricos horários sobre irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente, bem como propriedades estáticas regionais como latitude, longitude e fuso horário, requisitos para simulação dos modelos criados. Os dados utilizados neste estudo foram

adquiridos referentes ao ano de 2019. Com base na análise dos dados meteorológicos, foi possível observar que a cidade de Bom Jesus da Lapa possui os maiores índices de irradiância solar, o que caracteriza esta região como um excelente local para implantação de uma planta heliotérmica, independente da topologia adotada. A Tab. 1 resume os principais parâmetros definidos para a simulação de plantas SPT (Torres, 2021).

Tabela 1 – Parâmetros técnicos para a simulação da planta heliotérmica do tipo SPT

Classe	Parâmetros	Valor
Campo Solar	Múltiplo Solar	2
	Área de um heliostato	144,37 m ²
	Proporção da área reflexiva	0,97
	Refletância do espelho e sujeira	0,9
	Área reflexiva total do heliostato	1.059.999,8 m ²
	DNI do ponto de design	950 W/m ²
	Quantidade de heliostatos	7342
	Altura da torre	173,3 m
Receptor	Eficiência óptica	0,52456
	Energia térmica do receptor (Ponto de design)	538,1 MWt
	Tipo de receptor HTF	Salt (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
	Diâmetro externo do tubo	40 mm
	Emitância do revestimento	0,88
	Coefficiente de perda de calor da tubulação	2 Wt / m ² * K
	Altura	22,73 m
	Diâmetro	16 m
Ciclo de potência	Fração de energia de atraso de inicialização	0,25
	Produção bruta do ciclo de potência	110,85 MW
	Produção líquida estimada	100,55 MW
	Eficiência	0,42815
	Fator de conversão elétrica	0,894599
	Tempo de inicialização	0,5 horas
	Fração de energia térmica necessária para partida	0,5
	Potência do ciclo de potência	269,05 MWt
Sistema de Armazenamento Térmico (TES)	F_{B-L}	0.894599
	Modelo	Dois tanques
	Tipo de armazenamento HTF	Salt (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
	Horas de armazenamento	8 h
	Volume de armazenamento	10.014 m ³
	Capacidade de armazenamento térmico	2.152,4 MWt-hr
	Min. Temperatura de armazenamento	290 °C
	Max. Temperatura de armazenamento	574 °C
	Altura	12 m
	Diâmetro	34 m

A Tab. 2 apresenta os resultados da produção anual de energia e do fator de capacidade anual da planta operando sem TES e com TES. A planta foi simulada operando em Bom Jesus da Lapa e em Tabuk, Arábia Saudita (Awan, 2020). Da Tab. 2 é possível verificar que Bom Jesus da Lapa possui uma excelente capacidade anual de produção de energia elétrica e um fator de capacidade anual elevado. Eles se aproximam aos que foram encontrados na Arábia Saudita. Na verdade, eles são ligeiramente superiores. Isto se deve às condições climáticas favoráveis da região no Nordeste brasileiro. Ainda da Tab. 2, verifica-se que a energia produzida pelo sistema com armazenamento é 59,97% maior do que sem.

Tabela 2. - Produção anual de energia e fator de capacidade de Bom Jesus da Lapa-BA e Tabuk, Arábia Saudita.

Cidade	Bom Jesus da Lapa	Bom Jesus da Lapa	Tabuk
Armazenamento	Sem TES	Com TES	Com TES
Energia (GWh)	285.119	456.108	444.629
Fator de capacidade (%)	32.5478	52.0671	50.9

3.2 Análise econômica

Para que a análise econômica possa ser realizada, os dados de geração da usina SPT com e sem TES de Bom Jesus da Lapa devem alimentar o modelo de FCLA para obtenção dos indicadores de viabilidade econômica calculados neste estudo. Nesta avaliação, são abordados todos os custos de construção, operação e manutenção da usina, além dos impostos e alíquotas incidentes sobre a receita arrecadada com a venda de energia no ACR do MEEB. A análise desenvolvida considerou uma estrutura de capital com financiamento. Neste estudo, foi considerado que a produção de energia tem uma degradação anual de geração de 0,2% ao ano (Zhuang, X. *et al.*, 2019). A Tab. 3 apresenta os dados utilizados para a execução da análise de viabilidade econômica.

Tabela 3 – Dados empregados nas simulações computacionais

Parâmetros	Valor
CAPEX com armazenamento térmico ^a	BRL 2.099,89 Mi
CAPEX sem armazenamento térmico ^a	BRL 1.826,43 Mi
Vida útil	30 anos
Preço da venda no ACR ^b	BRL 305,8/MWh
Taxa mínima de atratividade (TMA) ^c	Igual à remuneração de capital próprio
Tarifa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE) ^d	0,4% da receita bruta
Tarifa da utilização do sistema de transmissão (TUST) ^e	BRL 5,205/kW.mês
O&M - Fixo ^f	BRL 65/kW/ano
O&M – Variável ^g	USD 3,5/MWh
Taxa de câmbio	BRL 5/USD
Depreciação linear	30 anos
Adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ^h	BRL 7924,00
Taxa paga à CCEE por energia gerada ⁱ	0,091 BRL/MWh
Seguro da usina ^j	0,3% do CAPEX
Reserva Global de Reversão (RGR) ^k	3% do CAPEX
Valor da terra ^l	2.501,93 BRL/ha
Regime tributário	Lucro Real
Taxa regulatória de remuneração do segmento de geração	
Remuneração de capital próprio ^c	9,6711% a.a.
Remuneração de capital de terceiros ^c	4,3012% a.a.
Percentual de capital próprio ^c	55,1124%
Percentual de capital de terceiros ^c	44,8876%

^a System Advisor Model e dados de (Gacitúa, J., *et al.*, 2022).

^b Valor médio dos Leilões de Energia de Reserva (LER) e Energia Nova (LEN), disponibilizado pelo site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023).

^c Disponível no Despacho N° 829 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de março de 2023.

^d Disponível em (ANEEL, 2022).

^e Disponível no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2026 (MME e EPE, 2017). Além disso, foi considerado a redução de 50% no valor pago pela TUST, conforme definido pela Resolução Normativa ANEEL N° 1031, de julho de 2022.

^f Disponível em (Gacitúa, J., *et al.*, 2022).

^g Disponível em (Valenzuela, C., *et al.*, 2017).

^h Disponível em (CCEE, 2023).

ⁱ Disponível em (Bonora, J. V., 2021).

^j Disponível em (Neto, 2017).

^k Disponível em (Eletrobrás, 2023).

^l Disponível em (INCRA, 2018).

A Tab. 4 apresenta os resultados dos indicadores de viabilidade econômica obtidos para a usina SPT com e sem TES do município de Bom Jesus da Lapa. Da Tab. 4 é possível observar que os indicadores VPL, TIRM e PBD mostram que o investimento é financeiramente inviável nas condições apresentadas. O LCOE está acima do valor médio de 0,075 USD/kWh previsto pela IRENA para a central CSP, o que indica a inviabilidade do projeto.

Tabela 4 – Resultados dos indicadores financeiros.

Indicador	Valor (Com armazenamento térmico)	Valor (Sem armazenamento térmico)
VPL	-887.095.514,50 BRL	-1.042.126.800,72 BRL
TIRM	4,4801% a.a.	-0,62438% a.a.
PBD	>30 anos	>30 anos
LCOE	0,1142 USD/kWh	0,1582 USD/kWh

3.3 Análise de sensibilidade

Diante de cenários de inviabilidade econômica da usina SPT em território brasileiro, é necessário avaliar quais variáveis têm maior impacto nos indicadores utilizados e o que poderia ser feito para viabilizar o investimento. Nesse sentido, propõe-se a realização de uma SA para o indicador VPL, cujo resultado está representado na Fig. 1. Para esta análise, abordou-se cinco parâmetros: o preço de venda da energia elétrica no ACR (BRL/MWh), o CAPEX (R\$), a taxa de câmbio (R\$/USD), a taxa de remuneração de capital próprio (% a.a.) e o percentual de capital próprio sobre o CAPEX.

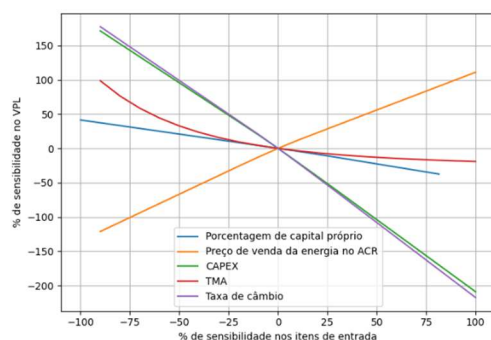


Figura 1 – Resultados da análise de sensibilidade.

O preço de venda da energia, que é definido em licitação na modalidade leilão, é o principal parâmetro econômico que define o rendimento das usinas. Para este efeito, foi considerada uma faixa de -90% a 100% de 305,8 BRL/MWh. Com base nesta análise de sensibilidade, é possível verificar que: i) o VPL cresce à medida que o preço de venda aumenta, e ii) a usina SPT otimizada atinge viabilidade econômica para preços de venda de energia elétrica acima de R\$ 600/MWh.

O custo de instalação (CAPEX) é inversamente proporcional aos indicadores financeiros utilizados neste estudo. A faixa de variação utilizada foi de -90% a 100% do CAPEX da planta otimizada. Para este parâmetro, a SA mostra um comportamento decrescente do VPL devido ao aumento do CAPEX. Também é possível concluir que o custo de instalação deve ser inferior a R\$ 997,45 milhões para ser economicamente viável. Para que a instalação real atingisse esse patamar, seria necessário reduzir seu custo em cerca de 52,5%. Para a taxa de câmbio considerou-se uma faixa de variação de -90% a 100% de BRL 5/USD. Ressalte-se que segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada Ipea, a taxa de câmbio no Brasil de 1997 a 2021 variou entre R\$ 1,08/USD e R\$ 5,40/USD (Torres, 2021). É possível perceber que existe uma dependência significativa do VPL com os custos de importação impostos pela taxa de câmbio. A partir de R\$ 2,5/USD, a usina começa a apresentar inviabilidade econômica. No caso da TMA considerou-se uma variação de -90% a 100% da remuneração de capital próprio. A SA mostra que o VPL tem comportamento exponencialmente decrescente em relação à TMA. Com base nesta análise, uma TMA mais baixa proporciona um maior retorno financeiro. Para o VPL ser positivo e indicar viabilidade econômica, a taxa de remuneração de capital próprio deve ser igual a 0,9107% a.a. O percentual de capital próprio interfere diretamente na estrutura de capital e sendo inversamente proporcional ao percentual de capital de terceiros. Para a análise de sensibilidade foi considerado um percentual de capital próprio variando de -100% até 81,4473%. Variou até 81,4473%, pois porcentagens acima desse valor, ultrapassam o limite de o capital próprio ser de 100%. Todas as combinações da estrutura de capital apresentaram inviabilidade econômica. No entanto, pode-se notar que o VPL aumenta à medida em que se diminui o percentual de capital próprio na estrutura de capital.

Diante dos resultados da SA, conclui-se que o parâmetro de maior impacto na viabilidade econômica da usina SPT instalada em Bom Jesus da Lapa foi a taxa de câmbio juntamente com o CAPEX, seguido do preço de venda da energia no ACR e, por fim, os dois últimos, o percentual de capital próprio e a TMA.

3.4. Cenário otimista

Com base nos resultados obtidos via SA, foi realizada uma simulação considerando um cenário otimista para a usina SPT instalada em Bom Jesus da Lapa. A Tab. 5 apresenta os dados aplicados na simulação do cenário otimista.

Tabela 5 - Dados alterados do projeto.

Parâmetros	Não otimista	Otimista	Diferença
Preço de venda (BRL/MWh)	305,8	466,3	+52,48%
CAPEX (Mi BRL)	2.099,89	1.469,92	-30%
Taxa de câmbio (BRL/USD)	5	3	-40%
TMA (% a.a)	9,6711 % a.a.	6 % a.a.	-3,671 pp
Percentual de Capital Próprio	52,4453%	30%	-12,4453 pp

No tocante ao custo de instalação, foi utilizada a redução percentual de 30% do CAPEX. O preço de venda foi estimado considerando o maior valor apresentado pelos LEN e LER publicamente pela CCEE conforme apresentado em (CCEE, 2023). A taxa de câmbio adotada foi o valor médio de 2015. Para a TMA adotou-se o valor de 6%a.a. com base no valor médio do ano de 2019. Os resultados encontrados no cenário otimista, bem como os referentes ao cenário padrão, são apresentados na Tab. 6.

Tabela 6 - Comparação entre os resultados dos cenários não otimista e otimistas para a instalação da SPT

Cenário	VPL (BRL)	TIRM (% a.a.)	PBD (anos)	LCOE (USD/kWh)
Não otimista	-887.095.514,50	4,4801	>30	0,1142
Otimista	1.143.025.525,31	12,0721	3,33	0,0669

Diferença	+100,13 %	+7,592 pp	-	-41,418 %
-----------	-----------	-----------	---	-----------

Analisando-se os dados Tab. 6, nota-se que todos os indicadores de viabilidade econômica apresentaram melhora significativa no cenário otimista. O VPL passou a ser positivo (um aumento de 100,13% em relação ao cenário não otimista), gerando lucro aos acionistas. A TIRM aumentou para 12,0721%, acima da TMA, definida como 9,6711% a.a., o que significa que o projeto é atrativo para investidores. O PBD, por sua vez, foi reduzido para 3,33 anos. Isso indica que no quarto ano os investidores começam a lucrar com o empreendimento. Cabe ainda destacar que o LCOE foi reduzido para 0,0669 USD/kWh, tornando a central ainda mais competitiva.

4. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma nova metodologia para análise determinística da viabilidade técnico-econômica de investimentos em uma usina solar SPT no Brasil. Com isso, foram modelados o campo solar, o receptor, o ciclo de potência e o armazenamento térmico. Para obter resultados precisos, os indicadores de viabilidade econômica utilizados contemplam as particularidades legislativas e tributárias do mercado elétrico brasileiro.

Para validar a metodologia, foram realizadas análises técnicas de uma usina solar SPT de 100 MW no Nordeste do Brasil com elevado potencial de irradiância solar, a saber, na cidade de Bom Jesus da Lapa. Neste local, há uma produção de energia superior a 456 GWh e 285 GWh, e fatores de capacidade de 52,07% e 32,55% para as usinas com e sem armazenamento, respectivamente. Com base na energia elétrica produzida e considerando a sua comercialização no ACR, foi construído o modelo de FCLA para extrair os dados financeiros e levantar a hipótese de viabilidade do projeto. Com isso, os indicadores apontaram para a inviabilidade econômica da planta modelada.

Com isso, foi realizada uma SA do VPL em relação às variações dos parâmetros econômicos: preço de venda de energia no ACR; CAPEX; taxa de câmbio; TMA; e o percentual de capital próprio. Os resultados mostraram que o preço de venda da energia, o custo de instalação e a taxa de câmbio têm maior impacto na viabilidade econômica.

Com base nos resultados da SA, foi estabelecido um cenário otimista para a cidade de Bom Jesus da Lapa. Os resultados apontaram para a viabilidade do investimento com VPL positivo, TIRM acima do valor da TMA, Payback Descontado abaixo da duração da vida útil e LCOE abaixo da previsão da IRENA. Empregando-se as análises realizadas neste estudo, pode-se concluir que a tecnologia avaliada possui alto potencial para se desenvolver nos próximos anos no Brasil.

Para melhorar a viabilidade econômica das centrais SPT recomenda-se: i) redução dos impostos sobre a importação dos principais componentes para reduzir o custo total do investimento, a criação de subsídios, isenções e/ou a oferta de crédito a taxas reduzidas nas instituições dedicadas a este fim; ii) estratégias que ajudem os investidores, como a isenção do imposto de renda. Além disso, sugere-se a criação de novas políticas públicas para atrair pesquisadores e entusiastas no desenvolvimento da geração heliotérmica; iii) incentivo à indústria nacional para criação dos componentes das usinas heliotérmicas, visando reduzir o custo total do investimento; iv) avaliar os ganhos ambientais da utilização de tecnologia limpa e todas as externalidades positivas resultantes da implementação da energia heliotérmica nas diversas esferas da sociedade. A inserção da receita dos créditos de carbono poderia contribuir significativamente para a viabilidade econômica deste tipo de empreendimento.

Agradecimentos

Breno de Almeida Menezes gostaria de agradecer à CAPES pelo apoio à pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Ahmad, M., Zeeshan, M., 2019. Multi-objective optimization of concentrated solar power plants from an energy-water-environment nexus perspective under distinct climatic conditions – Part A: Techno-economic analysis, *Journal of Cleaner Production*, vol. 375.
- Amadei, C., Allesina, G., Tartarini, P., Yuting, W., 2013. Simulation of gemasolar-based solar tower plants for the chinese energy market: influence of plant downsizing and location change, *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 366–373.
- ANEEL, 2022. Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 5.5 – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prorot>.
- ANEEL, 2023. Despacho nº 829–SGT/ANEEL.
- Asselineau, C., Fontalvo, A., Wang, S., Venn, F., Pye, J., Coventry, J., 2023. Techno-economic assessment of a numbering-up approach for a 100MWe third generation sodium-salt CSP system, *Solar Energy*, vol. 263.
- AWAN, A.-B. Design, optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants. *Energy*, v. 199, 2020.
- Behar, O., Khellaf, A., Mohammedi, K., 2015. A novel parabolic trough solar collector model – Validation with experimental data and comparison to Engineering Equation Solver (EES), *Energy Conversion and Management*, vol. 106, pp. 268–281.
- Bellos, E., 2019. Progress in the design and the applications of Linear Fresnel Reflectors – A critical review, *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 10, pp. 112–137.
- Beltagy, H. Semmar, D. Said, N., 2015. Performance of medium-power Fresnel Concentrator Solar plant in Algerian sites, *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 942–951.

- Bonora, J. V., 2021. O valor desembolsado pelos agentes com contribuição associativa reduziu 11% nos últimos 5 anos. Disponível em: <https://migratio.com.br/o-valor-desembolsado-pelos-agentes-com-contribuicao-associativa-reduziu-11-nos-ultimos-5-anos/>.
- Branker, K., Pathak, M. J. M., Pearce, J. M., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 9, pp. 4470–4482.
- CCEE, 2023. InfoLeilão Dinâmico - 068 - Nov/2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mensal>.
- CCEE, 2023. Adesão - Nov/2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/adesao>.
- Eletrobrás, 2023. Reserva Global de Reversão (RGR). Disponível em: <https://q.eletrobras.com/pt/Paginas/Reserva-Global-de-Reversao.aspx>
- Faustino, L.; Fraidenraich, N., 2020. Concentrador Linear Fresnel com geometria aplanática, In: [S.l.: s.n.].
- Feierabend, L., 2010. Thermal Model Development and Simulation of Cavity-type Solar Central Receiver System. Master thesis, University of Wisconsin – Madison.
- Gacitúa, J., Palma-Behnke, R., Cardemil, J., Cerda, M., Godoy, F., Dinter, F., 2022. Assessing the synergy between a seawater pumping system for mining facilities and the cooling system of a CSP plant in Northern Chile, *Journal of Cleaner Production*, vol. 346.
- García, I. L., Alvarez, J. L., Blanco, D., 2011. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: comparison to operating plant data, *Solar Energy*, vol. 85, n. 10, pp. 2443–2460.
- Gasa, G., Prieto, C., Lopez-Roman, A., Cabeza, L., 2022. Life cycle assessment (LCA) of a concentrating solar power (CSP) plant in tower configuration with different storage capacity in molten salts, *Journal of Energy Storage*, vol. 53.
- INCRA, 2018. PPR/SR05/BA/nº 01/2018 do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária – INCRA.
- Islam, M. T. A., Huda, N., Abdullah, A. B., Saidur, R., 2018. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 987–1018.
- IRENA 2021 IRENA, I. R. E. A. Renewable Power Generation Costs 2020. 2021. Accessed on: May 07, 2022.
- Ju, X., Xu, C., Hu, Y., Han, X., Wei, G., Du, X., 2017. A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (pv-csp) hybrid systems, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 161, pp. 305–327.
- Marazgioui, S., Fadar, A., 2022. Impact of cooling tower technology on performance and cost-effectiveness of CSP plants, *Energy Conversion and Management*, vol. 258.
- Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2017. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.
- Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.
- Morosini, E., Villa, E., Quadrio, G., Binotti, M., Manzolini, G., 2023. Solar tower CSP plants with transcritical cycles based on CO₂ mixtures: A sensitivity on storage and power block layouts, *Solar Energy*, vol. 262.
- Neto, D. P., 2017. Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Goiás.
- Nojavan, S., Pashaei-Didani, H., Saberi, K., Zare, K., 2019. Risk assessment in a central concentrating solar power plant, *Solar Energy*, vol. 180, pp. 293–300.
- Oliveira, T. A. P. d., 2020. Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro, Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, Brasília.
- Torres, G. d. S., 2021. Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil, Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, Brasília.
- Valenzuela, C., Mata-Torres, C., Cardemil, J. M., Escobar, R. A., 2017. CSP + PV hybrid solar plants for power and water cogeneration in northern Chile, *Solar Energy*, vol. 157, pp. 713–726.
- Wagner, M. J., Gilman, P., 2011. Technical manual for the SAM physical trough model, [S.l.].
- Zeng, J., Xie, K., Hu, B., Tie, Y., Shao, C., Yan, J., Li, C., Peng, L., 2021. A multi-state reliability evaluation model of CSP plants considering partial function failure, *Electric Power Systems Research*, vol. 199.
- Zhuang, X., Xu, X., Liu, W., Xu, W., 2019. LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. *Energies* 2019, 12, 1394.
- Zurita, A., Mata-Torres, C., Valenzuela, C., Felbol, C., Cardemil, J. M., Guzmán, A. M., Escobar, R. A., 2018. Techno-economic evaluation of a hybrid CSP+PV plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation, *Solar Energy*, vol. 173, pp. 1262–1277.

ANALYSIS OF REAL CONCENTRATING SOLAR PLANT WITH THERMAL STORAGE SYSTEM IN THE BRAZILIAN SCENARIO

Abstract. *This study aims to present the results of applying a computational tool developed to conduct a technical economic feasibility analysis of a large-scale concentrating power plant with a Solar Power Tower (SPT) topology and technical characteristics similar to the plant designed in Tabuk, Saudi Arabia. For this purpose, the performances of this plant (with and without thermal storage) will be computationally identified, considering its installation in Bom Jesus da Lapa, in the northeast region of Brazil. Feasibility analysis indicators were obtained considering that the electricity produced is negotiated in the Regulated Contracting Environment (ACR) of the Brazilian Electricity Market (MEEB). The results show that the annual energy generation and capacity factors achieved in northeastern Brazil exceed the values of the real plant, confirming the potential for installing such plants in Brazil. However, the project was not economically viable under the initially evaluated conditions. Therefore, a Sensitivity Analysis (SA) was conducted on some strategically selected variables, namely, the exchange rate, the minimum attractive rate, the initial investment (Capital Expenditure - CAPEX), the equity percentage and the electricity selling price in the ACR, aiming to assess their impacts on the Net Present Value (NPV) of the project. Finally, an optimistic scenario was evaluated considering the NPV response to the parameters investigated in the SA. For this scenario, the results indicated the economic viability of the project. This type of initiative is important for the advancement of solar energy in the Brazilian scenario and its respective encouragement,*

either through Research and Development studies or through regulatory benefits that make certain technologies more attractive.

Keywords: *Technical/economic analysis, Sensitivity analysis, Solar tower*