

Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria para Parque de Geração Híbrido em Rede ^{*}

Gabriel L. Medeiros ^{*} Pollyanne O. C. Malaquias ^{**}
Benemar A. Souza ^{***}

^{*} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Campina Grande, PB, (e-mail: gabriel.loureiro@ee.ufcg.edu.br)

^{**} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Campina Grande, PB, (e-mail: pollyanne.malaquias@ee.ufcg.edu.br)

^{***} Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Campina Grande, PB, (e-mail: benemar@dee.ufcg.edu.br)

Abstract: Optimal sizing of energy storage system to be installed in a grid-connected hybrid generation plant. The optimization considers dispatch expectations and reliability indicators. The irradiation and wind database were obtained from INMET. Demand curves were generated based on the actual demand curve at the output of a 69/13.8 kV distribution substation in the city of Campina Grande. For a powerplant with 75 MW of wind power and 25MW of photovoltaic, a storage system of 35.45 MWh was sized, resulting in a 21% increase in reliability and a 3-fold reduction in the reference factor. Another positive effect was in the grid's power flows, with a 10 MW reduction in the import amplitude of the balance bus.

Resumo: Dimensionamento ótimo de sistema de armazenamento de energia a ser instalado em um parque de híbrido de geração conectado a rede. A otimização leva em consideração as expectativas de despacho e indicadores de confiabilidade. A base de dados de irradiância e vento foi obtida do INMET. As curvas de demanda foram geradas a partir da curva de demanda real na saída de uma subestação de distribuição 69/13,8 kV da cidade de Campina Grande. Para um parque com capacidade de geração eólica de 75 MW e fotovoltaica de 25 MW, foi dimensionado um sistema de armazenamento de 35,45 MWh, que teve como resultado um aumento de confiabilidade de 21 % e uma redução de 3 vezes no fator de referência. Outro efeito positivo foi nos fluxos de potência na rede, com redução de 10 MW nas variações de importação da barra de balanço.

Keywords: Optimization; BESS; Hybrid System; Photovoltaic; Wind Power; Power Flow; Storage System.

Palavras-chaves: Otimização; SAEB; Sistema Híbrido; Fotovoltaica; Eólica; Fluxo de Potência; Sistemas de Armazenamento.

1. INTRODUÇÃO

Impulsionadas por considerações ambientais, políticas e redução de custos, gerações renováveis de energia, como a eólica e a solar, têm sido cada vez mais adotadas em todo o mundo. Os sistemas híbridos de geração de energia (SHGE) surgem como uma proposta para aumentar a participação de energias renováveis no sistema elétrico. É previsto que, até 2050, essa solução possa representar cerca de 30 % da geração total mundial (Dykes et al., 2020).

A geração baseada em máquinas síncronas destaca-se por: fornecer energia previsível e controlável, dar confiabilidade ao sistema elétrico e oferecer diversos serviços ancilares (Dykes et al., 2020). Esse paradigma de fornecimento

despachável acaba proporcionando maior flexibilidade a demanda, sem um aumento substancial nos custos. No entanto, a geração proveniente de fontes solares e eólicas, apesar de menor custo, quando comparado a outras fontes, é caracterizada por sua grande variabilidade e imprevisibilidade (Dykes et al., 2019). O crescimento acelerado das fontes intermitentes, então, apresenta-se como um grande desafio, principalmente para sistemas com alta penetração de renováveis (Al-Shahri et al., 2021). Portanto, é necessário a adoção de soluções complementares, para contribuir na operação segura e econômica da rede.

A instalação de novos parques de geração, em ritmo maior que o da expansão da rede, causa estrangulamentos no sistema de transmissão de energia elétrica. Consequentemente, enfrentam-se dificuldades no escoamento da geração em determinadas regiões, que podem levar à interrupção da geração para manter a rede dentro dos limites operacionais. Diante da possibilidade de restrição no

^{*} Este trabalho foi apoiado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e pela Coordenadoria do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (COPELE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

escoamento da geração, muitos estudos têm surgido com o objetivo de associar Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB) a SHGE (Impram et al., 2020)(Dykes et al., 2020).

Neste trabalho, objetiva-se o dimensionamento ótimo de um SAEB, a ser instalado em um SHGE. A usina é conectada ao sistema IEEE 14 barras modificado, permitindo análises de fluxo de potência como a importação de energia pela barra de balanço. Aplica-se a metaheurística *Particle Swarm Optimization* (PSO) como ferramenta para obter a capacidade da bateria dadas restrições empregadas de operação. A base de dados de irradiância e vento foi obtida do Instituto Nacional de Metrologia (INMET) e as curvas de carga foram geradas tomando-se as formas das curvas de demanda reais de uma subestação de distribuição 69/13,8 kV da cidade de Campina Grande. Todos os dados foram medidos de forma horária durante o ano completo de 2017.

As seções desse artigo são: modelos de geração eólica e fotovoltaica; modelo de operação do SAEB, índice de confiabilidade e função objetivo; metodologia proposta; resultados e conclusão.

2. GERAÇÃO POR FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

A redução do custo de energia originada de fontes renováveis proporcionou um crescimento exponencial desses recursos na matriz energética global (Dykes et al., 2020). Entretanto, em sistemas com alta penetração dessas fontes, é imperativo que a natureza de variabilidade e intermitência seja mitigada para a segurança operativa da rede (Gutierrez and Fernandez del Valle, 2020).

2.1 Geração Fotovoltaica

Existem várias metodologias para determinar a potência de saída e estimar os custos de um sistema fotovoltaico. A proposta por Parizad and Hatziaioniu (2019), com adaptações, foi empregada neste trabalho, para o cálculo da potência de saída.

$$P_{PV} = \bar{G}_t \eta_{PV} \eta_{conv} A_{PV} N_{PV}, \quad (1)$$

sendo: \bar{G}_t é a irradiância solar incidente no painel fotovoltaico por passo de tempo da análise [W/m²]; η_{PV} é o fator de conversão fotovoltaico; η_{conv} é o fator de conversão de energia pelo conversor CC-CA; A_{PV} é a área do painel solar [m²]; N_{PV} é a número de painéis.

2.2 Geração Eólica

Na geração eólica, a posição adequada do rotor é fundamental, uma vez que a velocidade do vento varia com a altura, conforme descrito matematicamente pela Lei Logarítmica e pela Lei de Potência (Ackermann, 2012). Nessa perspectiva, é necessário determinar a velocidade efetiva do vento para o cálculo da geração de energia por meio da seguinte expressão:

$$V = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^n, \quad (2)$$

sendo: V_0 , a velocidade do vento na altura de medição [m/s]; H , a altura da nacela do aerogerador [m/s]; H_0 , a altura de medição [m]; n , o fator de rugosidade.

A potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Entretanto, nem toda energia é extraída, pois existe perdas nesse processo de conversão mecânico-rotacional.

Uma simplificação da curva de potência foi feita a partir da metodologia adotada por Diab et al. (2019), para o cálculo da potência de saída, a partir da linearização da curva de potência. Assim, são obtidas as condicionais a seguir para potência:

$$P_{GE} = \begin{cases} 0 & V < V_{min} \cap V > V_{max} \\ P_{GEMax} \left(\frac{V - V_{min}}{V_n - V_{min}} \right) & V_{min} < V < V_n \\ P_{GEMax} & V_n \leq V \leq V_{max}, \end{cases} \quad (3)$$

em que: P_{GE} é a potência de geração eólica [W]; V é a velocidade do vento [m/s]; V_{min} é a velocidade mínima do vento para geração [m/s]; V_n é a velocidade nominal do vento para geração, cuja geração é máxima [m/s]; V_{max} é a velocidade máxima do vento para geração [m/s].

2.3 Usinas Híbridas de Geração

Os SHGE são plantas que combinam duas ou mais tecnologias de geração, como turbinas eólicas, energia solar fotovoltaica, energia hidrelétrica, gás natural, entre outras. Tal combinação busca aproveitar a complementariedade de uma fonte em relação à outra de forma a favorecer a operação da usina (Mazzeo et al., 2021).

Dada a possibilidade de complementariedade, as fontes solar e eólica tem sido escolhas usuais para SHGE (Maulik and Das, 2020) (Diab et al., 2019). O armazenamento de energia tem papel fundamental na incorporação das características intrínsecas de complementariedade de geração dessas fontes. Ao combinar as potências geradas, principalmente com o SAEB, é possível obter um perfil linear na curva de potência, contribuindo para a estabilidade. Isso resulta em uma produção mais previsível, controlável, com características semelhantes a uma usina baseada em máquinas síncronas, melhorando a operação e confiabilidade do sistema.

3. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A alta penetração de fontes renováveis no sistema é um grande desafio, pelas características intermitente dessas gerações. Entre as soluções, o armazenamento de energia tem se projetado como solução dos efeitos indesejados da participação crescente da geração a partir de fontes renováveis alternativas. (Gutierrez and Fernandez del Valle, 2020). Nessa perspectiva, há diversas tecnologias de armazenamento como o hidrogênio verde, hidroelétrica de armazenamento bombeado, volante de inércia e baterias. Entretanto, pelos avanços tecnológicos recentes e redução de custo, o armazenamento em baterias vem se destacando pela versatilidade, capacidade e pela atuação em um amplo espectro de escala de tempo, desde ciclos a horas e dias (Gutierrez and Fernandez del Valle, 2020)(Souza et al., 2022).

3.1 Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias

Um SAEB é uma instalação com determinados limites elétricos, composta por pelo menos um armazenador capaz

de absorver energia da rede ou de outras fontes, armazená-la por determinado período e liberá-la em outro momento, conforme a necessidade. A bateria, pode mitigar os efeitos adversos decorrentes da operação de gerações renováveis, por meio do desempenho de diferentes serviços, como arbitragem, suavização, reserva operativa, controle de frequência, controle de tensão e correção do fator de potência (Gutierrez and Fernandez del Valle, 2020).

3.2 Estado de Carga da Bateria

Um modelo computacional simplificado da operação da bateria proposto por Malaquias (2020) é baseado na análise de seu *estado de carga*, também conhecido como SoC, do inglês *state of charge*. Consiste em calcular a quantidade de energia que deve ser armazenada nas baterias de acordo com as especificações do projeto. A estratégia simula a operação do banco de baterias dentro de seus limites de segurança do armazenamento de energia, utilizando funções predefinidas. Dessa forma, a carga da bateria, $E(t)$, tem a seguinte expressão cumulativa:

$$E(t+1) = E(t) \pm P(t)\Delta t, \quad (4)$$

sendo:

$$E(t) = S(t)C, \quad (5)$$

$$E_{min} = S_{min}C, \quad (6)$$

$$E_{max} = S_{max}C. \quad (7)$$

É necessário que sejam respeitadas as restrições operativas de estado de carga e sua relação com a energia na bateria, $E_{min} \leq E \leq E_{max}$.

$S(t)$ é a o estado de carga em relação a Capacidade [%]; S_{min} é a o estado de carga mínimo que a bateria pode atingir [%]; S_{max} é a o estado de carga máximo que a bateria pode atingir [%]; $E(t)$ é a energia armazenada no momento [MWh]; E_{min} é a energia mínima que a bateria pode atingir [MWh]; E_{max} é a energia máxima que a bateria pode atingir [MWh]; C é a capacidade da bateria em [MWh]; $P(t)$ é a potência injetada ou absorvida pela bateria a cada unidade de tempo [MW]; Δt é o passo de análise em unidade de tempo [h].

O conjunto das equações (4) (5) (6) (7), permite que seja realizado o controle da energia armazenada no tempo. Assim, a cada passo de tempo, é calculado e verificado primeiramente a necessidade da atuação da bateria seguindo o modelo de despacho. No problema tomado como base para este artigo, é suposto que existe um despacho mínimo que serve de referência, em relação a potência gerada pelo parque, para o carregamento ou descarregamento da bateria. Caso exista uma escassez de geração, a bateria descarrega, na tentativa de manter o nível de injeção de potência do sistema igual ao despacho mínimo. Caso a bateria se descarregue a ponto de atingir o estado de carga mínimo, é cessada a operação da bateria, que entraria em modo de espera. A bateria só carrega enquanto há um excesso de geração, assim quando ultrapassar a potência mínima de despacho, a bateria usará a potência excedente para carregar até atingir o estado de carga máximo, e então entrar no modo de espera. A partir desse ponto, toda a geração irá ser injetada no sistema.

3.3 Perda de Potência Esperada

Para o dimensionamento das restrições de geração em um sistema interligado, é usual utilizar índices de confiabilidade da rede. Um desses é o índice de Não-atendimento a Potência Esperada (LEP, na sigla em inglês), que relaciona a redução do nível de potência pelo período que este inferior ao despacho mínimo, com o despacho mínimo durante o período de análise. Esse índice também pode ser utilizado para dimensionar o SAEB. O despacho mínimo pode ser fixada dependendo das necessidades contratuais de uma usina e do seu porte, como por exemplo, pelo valor médio de sua geração. O nível de confiabilidade de um sistema é dado pelo valor complementar percentual do LEP. Por exemplo, um sistema com LEP de 10 % possui um fator de confiabilidade de 90 %, o que significa que atende a 90 % da expectativa de demanda. Matematicamente, o LEP se expressa do seguinte modo:

$$LEP = \frac{\sum_0^T LP(t)\Delta t}{\sum_0^T EP(t)}, \quad (8)$$

na expressão: LEP é o índice de Perda de Potência Esperada; LP é a potência não atendida [W]; EP é a potência esperada definida [W]; T é o período de análise [horas]; Δt é o passo de análise em unidade de tempo [horas].

O LEP é o índice de perda de potência esperada obtido da fração do despacho mínimo que não se efetivou.

Valores de LEP muito altos, superiores a 20 % podem indicar uma intermitência grande (Parizad and Hatziaodiniu, 2019). Nesses casos, é preciso considerar alternativas para redução do índice, como a incorporação de SAEB, que ajudam a lidar com a variação da geração. A capacidade de armazenamento permite que o excesso de energia produzido em momentos de alta geração seja armazenado para uso posterior, minimizando assim a necessidade de dimensionar a geração para atender a demandas de ímpares.

3.4 Formulação do Problema

O objetivo é determinar a capacidade de armazenamento mínima para que o sistema opere de acordo com as necessidades determinadas sem que nenhuma das restrições sejam violadas. O modelo de geração foi desenvolvido a partir dos potenciais eólico e fotovoltaico, com as curvas de carga, considerando-se as o despacho desejado. Portanto, o problema de otimização tem como objetivo determinar ξ tal que:

$$\xi = \min \left\{ \left[\frac{LEP(C + \epsilon) - LEP(C)}{\epsilon} \right]^2 + C^2 \right\} \quad (9)$$

sujeito a: $S_{min} \leq S(t) \leq S_{max}$,

no qual: S é a o estado de carga [%]; S_{min} é a o estado de carga mínimo que a bateria pode atingir [%]; S_{max} é a o estado de carga máximo que a bateria pode atingir [%]; C é a capacidade total da bateria em [MWh]; $LEP(C)$ é a perda de potência esperada para a capacidade C .

O algoritmo tem por base o modelo de funcionamento de uma bateria, dado as solicitações de despacho mínimo,

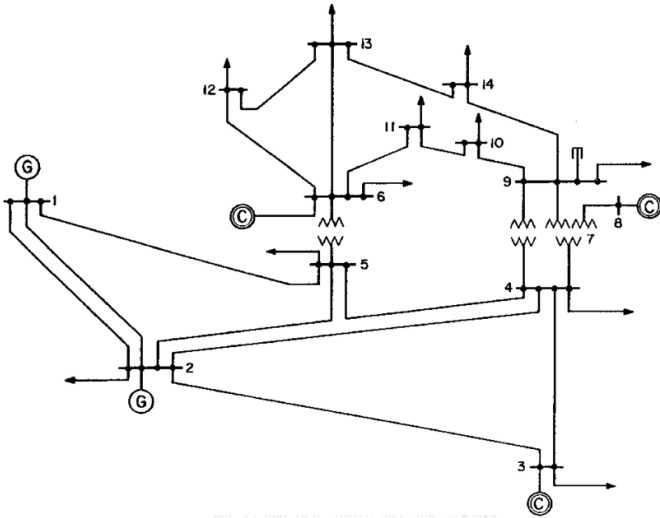


Figura 1. Sistema IEEE 14 barras, figura obtida de Silva and Saavedra (2017).

durante todo o período, em passos de horas, gerando um índice de LEP relacionado ao tamanho. Durante todo o período é mantido o estado de carga da bateria entre os níveis permitidos. Assim é analisado a relação entre tamanhos de baterias e LEP para a determinação da solução ótima.

A forma como a bateria é utilizada é uma definição crucial no problema de otimização, ditando os momentos de carregamento e descarregamento segundo as condições da rede. Nessa perspectiva, o algoritmo utilizado, integra duas funções predefinidas pela EPE (2019): a associação de unidades geradoras e a suavização de potência. O despacho do sistema de armazenamento permite a associação dos efeitos complementares da geração, e, conseqüentemente, gera um efeito suavizador pela carga da bateria em caso de excesso, e descarga quando há escassez na geração.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Supõe-se um SHGE localizada na barra 8 do sistema IEEE 14 barras, mostrado na Figura 1. Para o caso base, é examinado o LEP, as curvas de geração e o comportamento da barra de balanço do sistema. Nesses casos, o valor médio da geração é adotado como o despacho mínimo da usina híbrida e referência para o indicador.

Todas as análises foram conduzidas utilizando a linguagem de programação Python, com a implementação de funções personalizadas para a otimização por enxame de partículas, PSO, e para os cálculos de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson.

4.1 Modelos de Geração e Carga

Para realizar o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia e avaliar seus impactos no sistema, foram utilizados dados meteorológicos reais do ano completo de 2017, fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Esses dados compreendem os índices de irradiação solar e velocidade do vento. Além disso, os dados de carga foram obtidos a partir de um alimentador da subestação de Bela Vista, da rede de

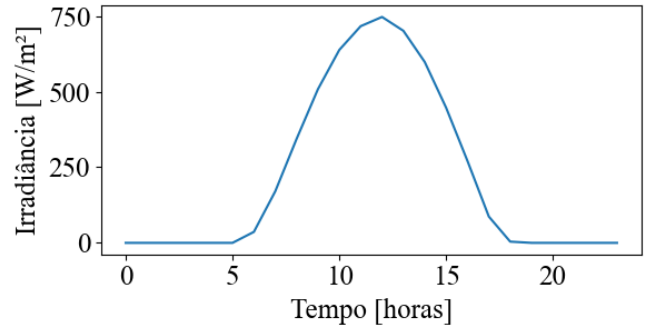


Figura 2. Dados de irradiação para um dia típico.

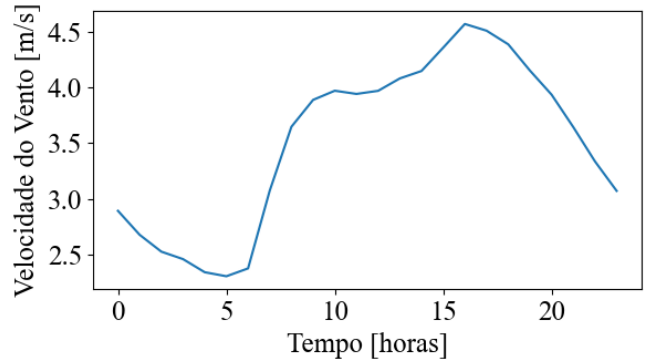


Figura 3. Dados de velocidade de vento para um dia típico.

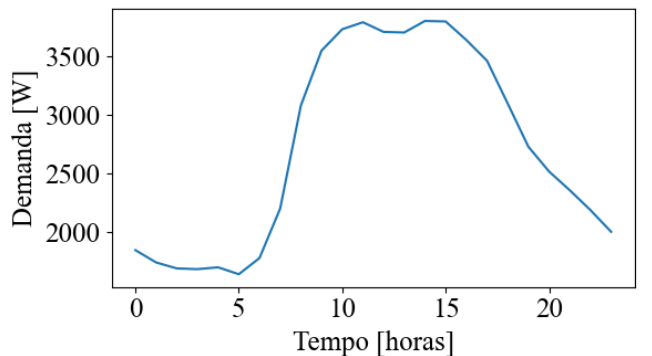


Figura 4. Dados de demanda para um dia típico.

distribuição da cidade de Campina Grande. A Figura 2 é da irradiação, a Figura 3 da velocidade do vento, e a Figura 4 é a curva de demanda de um dia típico.

4.2 Sistema Teste

Para avaliar o impacto do SHGE em um sistema de transmissão, foi utilizado o sistema teste interligado IEEE 14 barras. Com base nos valores originais de fluxo de potência do sistema, foi utilizado um SHGE com uma proporção de 75 % de energia eólica e 25 % de energia fotovoltaica, totalizando 100 MW. Isso corresponde à metade do valor médio de importação da barra 1 de balanço, que é de 200 MW. Os valores e as contribuições de cada fonte para a injeção de potência no sistema são os da Tabela 1.

Para integrar a usina ao sistema, foi escolhida a barra 8, na qual originalmente havia um compensador síncrono. Os parques híbridos e do SAEB substituíram os valores originais da barra.

As cargas do sistema foram modeladas para seguir a curva de demanda. Para isso, utilizaram-se os dados originais das barras de: 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 e 14. Considerando que no arquivo de dados original do sistema IEEE 14 as potências dessas barras são as de pico, tomou-se a razão delas com a demanda máxima da curva na saída da subestação como fator de ajuste das potências de barra em função do tempo.

4.3 Otimização por Enxames de Partículas

O PSO é uma meta-heurística, inspirada no comportamento de enxames, bandos e cardumes. No algoritmo, as partículas, no espaço de busca, tentam imitar o sucesso de suas vizinhas adotando comportamentos semelhantes. A aleatoriedade na posição inicial e o comportamento social das partículas permite que sejam encontradas regiões ótimas globais. Cada partícula representa uma solução em potencial para o problema em questão (Arruda et al., 2015). Embora o algoritmo seja originalmente destinado a problemas sem restrições, é possível introduzi-las por meio de penalizações na função objetivo.

As velocidades são atualizadas baseadas em:

$$v_{i,j}^{k+1} = \omega v_{i,j}^k + c_1 r_1 (P_{best} - P_{i,j}^k) + c_2 r_2 (G_{best} - P_{i,j}^k), \quad (10)$$

no qual: $v_{i,j}^{k+1}$ é a velocidade atualizada de uma partícula, ω é o peso de inércia, c_1 e c_2 são o coeficiente cognitivo e o coeficiente social, respectivamente, r_1 e r_2 são variáveis aleatórias de uma distribuição uniforme entre zero e um, $P_{i,j}^k$ é a posição atual da partícula, P_{best} é a melhor posição pessoal da partícula, G_{best} é a melhor posição global dentro de todo o grupo (enxame). sendo as posições atualizadas segundo:

$$P_{i,j}^{k+1} = v_{i,j}^{k+1} + P_{i,j}^k. \quad (11)$$

Para problemas em sistemas elétricos, referências fazem uso desse algoritmo para a realização de diversas análises, desde cálculo de fluxo de potência ótimo como análise de sistemas híbridos de geração distribuída (Malaquias, 2020) (Diab et al., 2019) (Parizad and Hatziadoniou, 2019).

5. RESULTADOS

5.1 Caso Base

No caso base, foi considerado o sistema apenas com a geração híbrida instalada, sem a presença do armazenamento de energia.

Primeiramente, é realizado o teste com algumas potências fixas, correspondentes ao que seria compreendido como despacho mínimo do sistema, e seus valores de LEP, conforme a Tabela 2.

Tabela 1. Dados das Unidades Geradoras

	Geração Eólica	Geração Solar
Modelo	Siemens 1,5 MW	Himalaya G12 715 W
Potência	1,5 MW	715 W
Quantidade	50	35000
Contribuição	75 MW	25 MW
Altura da Nacele	100 m	-
Área da Placa	-	3,12 m ²

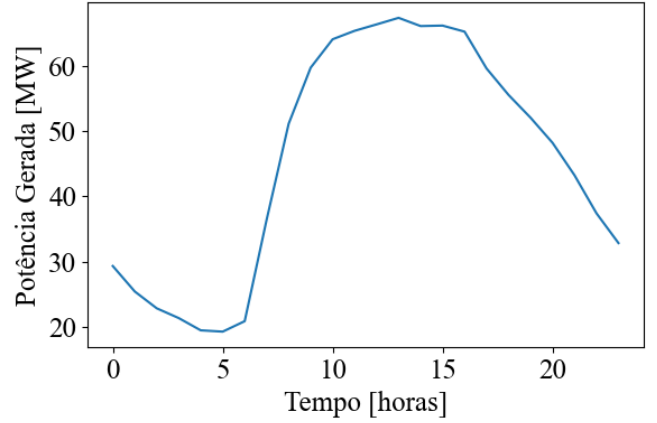


Figura 5. Geração típica durante um dia sem suporte de armazenamento de energia.

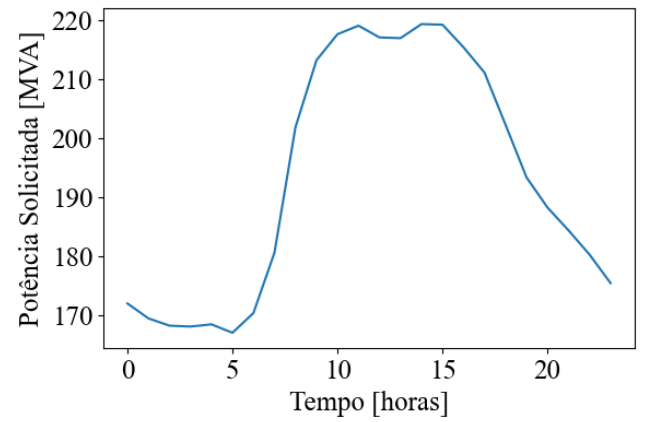


Figura 6. Carga típica durante um dia.

Para prosseguir com as análises, foi escolhida a potência de 45 MW, correspondente ao valor do fator de capacidade do parque.

Na Figura 5 é possível visualizar um dia típico da geração sem o suporte do SAEB. A variação das solicitações das cargas é mostrada na Figura 6. Por fim, o desempenho da barra de balanço no sistema, que pode indicar como está variando a necessidade de importação de energia de outro sistema para satisfazer a condição de igualdade entre geração e carga, é mostrado na Figura 7.

5.2 Dimensionamento Ótimo do SAEB

Com base em todos os dados expostos na Seção 5.1, foi realizado o dimensionamento ótimo do SAEB segundo a equação 9, considerando o despacho mínimo de 45 MW e SoC operando entre 10 % e 90 %. Foi encontrado que

Tabela 2. Potência Mínima Esperada e LEP correspondente

Potência Mínima Esperada	LEP
30 MW	17,1 %
35 MW	19,6 %
40 MW	22,1 %
45 MW	24,6 %
50 MW	27,2 %
55 MW	29,8 %
60 MW	32,5 %

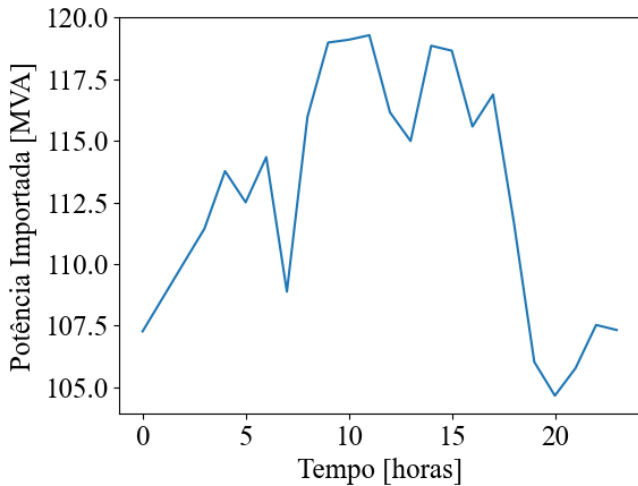


Figura 7. Importação típica durante um dia sem SAE.

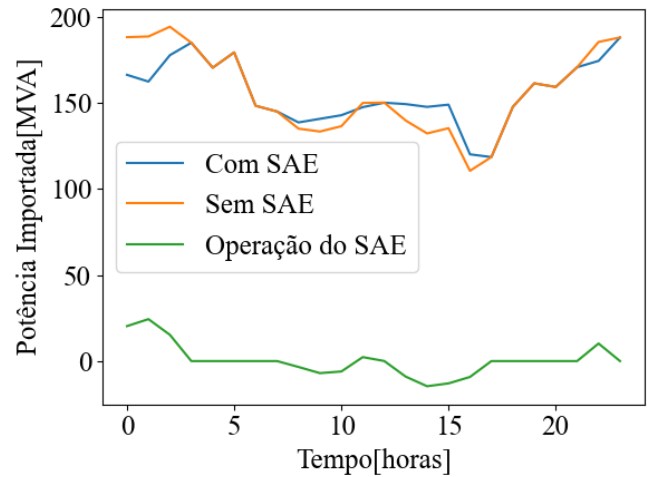


Figura 9. Importação durante um dos dias com e sem SAEB ótimo.

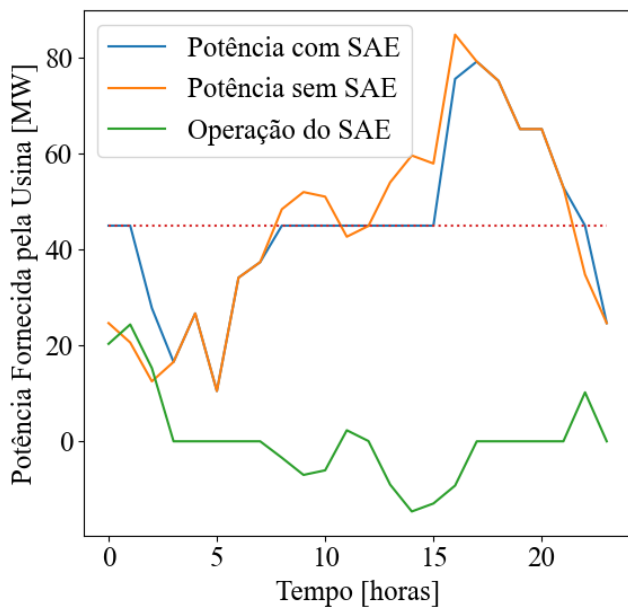


Figura 8. Geração durante um dos dias com e sem SAEB ótimo.

para o sistema proposto, o tamanho ótimo do SAEB é de 35,45 MWh. O SHGE com essa bateria teria 16,3 % como índice LEP, uma redução de aproximadamente 33 %.

5.3 Operação do Sistema com SAEB

A partir do dimensionamento do sistema de armazenamento, torna-se possível simular tanto o despacho da geração quanto o comportamento do sistema interligado, incluindo a importação de energia ao longo do tempo.

A Figura 8 apresenta uma visualização do despacho da geração, comparando o caso base sem suporte de armazenamento com a participação do SAEB. É evidente que a geração busca atingir ou superar o despacho mínimo estabelecido de 45 MW durante o maior tempo possível. As quedas ocorrem quando a energia armazenada é esgotada devido à redução na geração.

A partir das Figuras 9 e 10, é possível analisar a importação de energia pela barra de balanço com e sem o auxílio

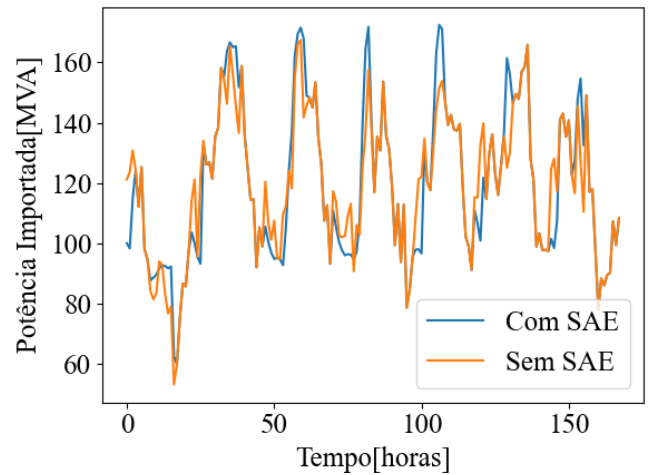


Figura 10. Importação durante uma das semanas com e sem SAEB ótimo.

do SAEB no despacho. Ao comparar o caso base com o caso com baterias, é observada uma suavização na curva de potência, reduzindo as variações bruscas ao longo do tempo. De forma geral, a presença da bateria resulta em uma redução de 10 MW nas amplitudes das curvas durante o período de análise anual. Essa suavização traz benefícios significativos, como a diminuição da necessidade de intervenção dos operadores do sistema, evitando a ocorrência de gargalos no sistema de transmissão.

6. CONCLUSÃO

O dimensionamento ótimo de um sistema de armazenamento por meio de baterias, visando atender às expectativas de despacho mínimo desejado foi apresentado. Os impactos no fluxo de potência e na importação de energia de um SHGE conectada a um sistema interligado de alta tensão foram avaliados.

A utilização do PSO como método de otimização permitiu determinar o tamanho ideal do SAEB, em 35,45 MWh, para o caso analisado. Esse SAEB teve como resultado um aumento de confiabilidade de 11 % e redução de 33 % no LEP em comparação ao sistema original.

Considerando o parque ligado à rede, pôde-se avaliar o desempenho da bateria de modo mais abrangente, incluindo os efeitos no sistema. Os resultados demonstraram uma redução de 10 MW na amplitude dos valores de importação de energia e uma suavização da potência ao longo do tempo, com melhoria nas condições de operação do sistema.

A metodologia apresentada serve como guia para o planejamento e operação de sistemas, com dimensionamento ótimo e a análise de SAEB em SHGE conectados à rede. Ao considerar a flexibilidade operacional e os impactos no sistema interconectado, oferece uma abordagem abrangente para enfrentar os desafios da integração de recursos de energia renovável em sistemas de despacho centralizados.

Mesmo com os custos ainda muito elevados, os SAEB mostram-se promissores para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico. Entretanto os custos das tecnologias a base de íons de lítio e íons de sódio vêm caindo rapidamente, possibilitando a expansão desses sistemas.

Para trabalhos futuros, pretende-se usar modelos mais complexos para o SAEB, como o KiBaM, a fim de levar em consideração a profundidade de descarga da bateria e as restrições de injeção de potência. Além disso, a expansão de outros modelos de despacho da usina híbrida com suporte de armazenamento, para realizar funções como serviços ancilares, avaliando o efeito do SAEB no sistema.

REFERÊNCIAS

- Ackermann, T. (2012). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons.
- Al-Shahri, O.A., Ismail, F.B., Hannan, M., Lipu, M.H., Al-Shetwi, A.Q., Begum, R., Al-Muhsen, N.F., and Soujeri, E. (2021). Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 284, 125465. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125465>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620355116>.
- Arruda, S.A.M. et al. (2015). *Aplicação da otimização por enxame de partículas com topologia "multi-ring" na estimação de parâmetros de linhas de transmissão*. Master's thesis, Universidade Federal de Goiás.
- Diab, A.A.Z., Sultan, H.M., Mohamed, I.S., Kuznetsov, O.N., and Do, T.D. (2019). Application of different optimization algorithms for optimal sizing of pv/wind/diesel/battery storage stand-alone hybrid microgrid. *IEEE Access*, 7, 119223–119245.
- Dykes, K., King, J., DiOrio, N., King, R., Gevorgian, V., Corbus, D., Blair, N., Anderson, K., Stark, G., Turchi, C., et al. (2020). Opportunities for research and development of hybrid power plants. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Dykes, K., Veers, P., Lantz, E., Holttinen, H., Carlson, O., Tuohy, A., Sempreviva, A.M., Clifton, A., Rodrigo, J.S., Berry, D., et al. (2019). Results of IEA Wind TCP workshop on a grand vision for wind energy technology. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- EPE, E.d.P.E. (2019). *Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento*. Ministério de Minas e Energias.
- Gutierrez, L. and Fernandez del Valle, C. (2020). Irena storage valuation 2020.
- Impram, S., Nese, S.V., and Oral, B. (2020). Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. *Energy Strategy Reviews*, 31, 100539.
- Malaquias, O.C.P. (2020). *Otimização tecno-econômica de sistemas híbridos de geração de energia elétrica*. B.S. thesis, Universidade Federal de Campina Grande.
- Maulik, A. and Das, D. (2020). Determination of optimal size of battery energy storage system (bess) for a renewable power based microgrid. In *2020 IEEE 17th India Council International Conference (INDICON)*, 1–6. IEEE.
- Mazzeo, D., Matera, N., De Luca, P., Baglivo, C., Congedo, P.M., and Oliveti, G. (2021). A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database. *Journal of Cleaner Production*, 295, 126070. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126070>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621002900>.
- Parizad, A. and Hatziaodoniu, K.J. (2019). Multi-objective optimization of pv/wind/ess hybrid microgrid system considering reliability and cost indices. In *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, 1–6. IEEE.
- Silva, J. and Saavedra, O. (2017). *OPERATION IN EMERGENCY OF POWER TRANSFORMERS CONSIDERING RISKS AND INTERRUPTION CONTRACTS*. Ph.D. thesis. doi:10.13140/RG.2.2.18372.01923.
- Souza, A.C.M.d. et al. (2022). *Aplicação de sistemas de armazenamento de energia por baterias para a suavização de potência em usinas eólicas*. B.S. thesis.