

Avaliação de Flexibilidade em Sistemas de Distribuição com Armazenamento de Energia

1st Dulcineia Ruback Marchito
Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brazil
dulcineia.ruback@engenharia.ufjf.br

2nd Victor Ribeiro Lúcio
Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brazil
victor.ribeiro@engenharia.ufjf.br

3rd Leonardo Willer de Oliveira
Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brazil
leonardo.willer@engenharia.ufjf.br

Abstract—The current context of energy transition necessitates the study of strategies that enable the best possible use of renewable energy resources. In this context, the present work aims to assess how the integration of battery-based storage systems impacts the flexibility of distribution systems with high levels of distributed generation penetration. The analysis is conducted through a flexibility index that considers the individual contributions of each generation source in the system and the variations in power over the specified period. For the application, an optimization model is used to minimize the power dispatched by the substation, ensuring the maximum utilization of distributed generation. Thus, the model employed is a nonlinear optimization model, given the alternating current representation of the electrical system used. The tests were conducted on the 33-bus system, a widely used system for power system planning studies. Finally, the results obtained demonstrate the effectiveness of batteries in optimizing the management of distributed generation, thereby increasing the flexibility of the grid.

Keywords—Electrical Distribution Systems, Planning, Battery-Based Storage Systems, Distributed Generation, Flexibility

Resumo—O contexto atual de transição energética faz necessário o estudo de estratégias que permitam o melhor aproveitamento possível de recursos energéticos renováveis. Nesse contexto, o presente trabalho objetiva avaliar como a inserção de sistemas de armazenamento baseados em baterias impacta na flexibilidade de sistemas de distribuição que possuem alta penetração de geração distribuída. A análise é feita através de um índice de flexibilidade que considera as contribuições individuais de cada fonte geradora no sistema e as variações de potência ao longo do período determinado. Para a aplicação é utilizado um modelo de otimização que visa minimizar a potência despachada pela subestação, garantindo o máximo aproveitamento da geração distribuída. Dessa forma, o modelo utilizado consiste em um modelo de otimização não linear, dada a representação em corrente alternada do sistema elétrico utilizado. Os testes foram realizados em um sistema amplamente utilizado em estudos de planejamento, o sistema de 33 barras. Por fim, os resultados obtidos demonstram a eficácia das baterias no que se refere à gestão otimizada da geração distribuída, de modo a aumentar a flexibilidade da rede.

Palavras-chave—Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Planejamento, Sistemas de Armazenamento Baseados em baterias, Geração Distribuída, Flexibilidade

I. INTRODUÇÃO

Com a crescente busca por diversificar a matriz energética e reduzir as emissões de gases de efeito estufa houve um rápido crescimento das energias renováveis (ER), porém essas

fontes tem como principais características a intermitência e a variabilidade o que pode comprometer a operação do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) [1]. Nesse contexto, esse trabalho apresenta o cálculo da flexibilidade como a capacidade do sistema de se ajustar às mudanças na carga e na geração visando garantir um fornecimento contínuo e confiável de energia na presença de geração distribuída (GD).

Em [2], é introduzida uma adaptação do cálculo da Expectativa de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*, LOLE), onde se calcula a Expectativa de Recursos de Rampa Insuficientes (*Insufficient Ramping Resource Expectation*, IRRE). Diferente da LOLE, que requer apenas o conhecimento da capacidade nominal e da taxa de falha forçada de um recurso, a IRRE exige informações sobre as características operacionais de cada gerador. Essa abordagem visa medir a flexibilidade do sistema na totalidade, e não apenas da fonte de geração. No entanto, o trabalho analisa apenas a presença de ER e não trata flexibilização na presença de sistemas de armazenamento baseados em baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*).

De acordo com [3] para uma avaliação da flexibilidade em sistemas de energia com alta penetração de renováveis, o ideal é considerar diferentes escalas de tempo e tipos de recursos. Nessas condições, índices como IRRE e LORP podem não ser adequados para o longo prazo, por indicarem apenas a probabilidade da falta de flexibilidade, sem uma relação clara com a redução necessária. Além disso, esses índices mostram baixa compatibilidade com recursos flexíveis variados, como geradores a gás, armazenamento de energia, armazenamento de calor e caldeiras elétricas. O artigo apresentado enfatiza a necessidade de metodologias que calculem a flexibilidade de forma abrangente, superando as limitações dos índices tradicionais. Dessa forma são apresentados métodos de cálculo da flexibilidade nos recursos flexíveis variados, porém não é analisada a flexibilidade considerando o ponto de locação do BESS no sistema.

No trabalho apresentado em [4] é feita uma análise da flexibilidade no Estádio ArenA em Amsterdã considerando a implementação de um BESS de segunda vida. O artigo analisa quatro situações para o sistema, no primeiro cenário o estádio não oferece nenhuma flexibilidade, no segundo o BESS é utilizado para redução do pico de demanda do próprio estádio,

no terceiro o BESS do estádio é usado para dar suporte aos três alimentadores que chegam ao local e no quarto cenário é utilizada uma combinação da flexibilidade do estádio e o carregamento inteligente de veículos elétricos. Porém, apesar do trabalho discutir flexibilidade, ele não apresenta o cálculo de quaisquer índices demonstrando apenas os impactos na rede como a redução de pico de demanda que ocorre como consequência do aumento da flexibilidade do sistema.

O artigo [8] apresenta um modelo para calcular a flexibilidade oferecida por sistemas fotovoltaicos e de armazenamento em bateria. Com o modelo, são calculados os custos associados às ofertas de flexibilidade em dois casos distintos. O trabalho também aborda o conceito de flexibilidade negativa, seus impactos no sistema e custo associado. No entanto, a análise não considera a operação conjunta do BESS e da GD em um sistema radial.

O presente trabalho visa apresentar o cálculo de flexibilidade do sistema considerando a penetração de energias renováveis como a energia eólica e a presença de sistemas de armazenamento baseados em bateria (BESS) no SDEE. O objetivo do modelo de otimização é minimizar a potência despachada pela subestação, maximizando a utilização da ER, e com os parâmetros obtidos analisar a variação de flexibilidade do sistema.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Esta seção apresenta a formulação utilizada para calcular a flexibilidade, incluindo a função objetivo e as restrições aplicadas para determinar os parâmetros do sistema. A formulação da flexibilidade foi realizada utilizando a métrica descrita em [7], adaptada para analisar a capacidade do sistema de energia de ajustar a produção e o consumo a fim de atender às variações na demanda e na disponibilidade de fontes de energia.

$$FLEX = \sum_{n \in nger} \left(\frac{if_n * CAP_n}{\sum_{n \in nger} CAP_n} \right) \quad (1)$$

$$if_n = \frac{flp_n}{CAP_n} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} flp_n = & \left(\sum_{v \in neol} (P_v^{eol,max} - P_v^{eol,min}) \right. \\ & + \sum_{b \in nbat} (P_b^{BESS,max} - P_b^{BESS,min}) \\ & + \sum_{t \in periodo} \left(\sum_{v \in neol} \Delta p_{t,v}^{eol} + \sum_{b \in nbat} \Delta p_{t,b}^{BESS} \right. \\ & \left. \left. + \sum_{c \in nbarras} \Delta p_{t,c}^{cargaP} \right) \right) \quad (3) \end{aligned}$$

$$CAP_n = \left(\sum_{v \in neol} P_v^{eol,max} + \sum_{b \in nbat} P_b^{BESS,max} \right) \quad (4)$$

Onde:

$nger$	= Conjunto de barras de que possuem geração (subestação, GD, BESS);
$neol$	= Conjunto de barras de geração eólica (GD);
$nbat$	= Conjunto de barras com BESS;
$nbarras$	= Conjunto de barras de carga;
if_n	= Índice de flexibilidade na barra n ;
flp_n	= Flexibilidade de potência na barra n ;
CAP_n	= Capacidade de potência na barra n ;
$P_v^{eol,max}, P_v^{eol,min}$	= Potência ativa máxima e mínima da GD locada na barra v , em p.u;
$P_b^{BESS,max}, P_b^{BESS,min}$	= Potência ativa máxima e mínima do BESS locado na barra b , em p.u;
$\Delta p_{t,v}^{eol}$	= Variação da potência ativa da GD na barra v e tempo t , em p.u;
$\Delta p_{t,b}^{BESS}$	= Variação da potência ativa do BESS na barra b e tempo t , em p.u;
$\Delta p_{t,c}^{cargaP}$	= Variação da potência ativa na carga na barra c e tempo t , em p.u;

A equação (1) apresenta a flexibilidade total como a soma ponderada das contribuições individuais de flexibilidade, multiplicadas pela capacidade de cada elemento no conjunto de geradores. Em (2) é representada a flexibilidade oferecida por um gerador específico n calculada com base na flexibilidade determinada em (3) que considera as variações de potência ao longo do período para diferentes componentes do sistema. A capacidade total do sistema, considerando-se apenas a GD e o BESS, é dada pela equação (4).

A seguir está a descrição do modelo de otimização proposto, que objetiva a obtenção da operação da bateria que minimiza o despacho da subestação. Tais potências são parâmetros do cálculo de flexibilidade, de acordo com (3).

$$\min \sum_{t \in periodo} P_t^{SE} \quad (5)$$

$$P_{G_{I,t}} - P_{I_{I,t}} + P_{I_{I,t}}^{GD} - P_{I_{I,t}}^{BESS} - \sum_{J \in \Omega_I} P_{IJ,t} = 0 \quad (6)$$

$$Q_{G_{I,t}} - Q_{I_{I,t}} - \sum_{J \in \Omega_k} Q_{IJ,t} = 0 \quad (7)$$

$$\underline{V}_I \leq V_{I,t} \leq \overline{V}_I \quad (8)$$

$$\underline{\theta}_I \leq \theta_{I,t} \leq \overline{\theta}_I \quad (9)$$

$$\underline{I}_{IJ} \leq I_{IJ,t} \leq \overline{I}_{IJ} \quad (10)$$

$$P_{IJ}^{SE} \geq 0 \quad (11)$$

Onde:

- P_t^{SE} = Potência ativa despachada pela SE;
- $P_{G_{I,t}}$ = Potência ativa da GD na barra I , tempo t ;
- $P_{I,t}$ = Potência ativa requisitada no ponto de carga I , tempo t ;
- $P_{G_{I,t}}, Q_{G_{I,t}}$ = Potência ativa reativa da subestação, respectivamente, na barra I e tempo t ;
- $P_{I,t}, Q_{I,t}$ = Potência ativa e reativa da carga, respectivamente, na barra I e tempo t ;
- $P_{I,t}^{GD}$ = Potência ativa da GD na barra I e tempo t ;
- $P_{I,t}^{BESS}$ = Potência de carga ou descarga da bateria na barra I , tempo t , se houver bateria na barra I ;
- Ω_I = Conjunto de barras conectadas diretamente à barra I ;
- $P_{IJ,t}, Q_{IJ,t}$ = Fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente, no ramo $I - J$ e tempo t ;
- $V_{I,t}$ = Tensão do nó na barra I e tempo t ;
- θ_I = Fase da barra I ;
- $\underline{V}_I, \overline{V}_I$ = Limites mínimos e máximos para as tensões do barramento, respectivamente;
- $\underline{\theta}_I, \overline{\theta}_I$ = Limites mínimos e máximos para as fases das tensões do barramento;
- $I_{IJ,t}$ = Corrente passante no ramo $I - J$ e tempo t ;
- $\underline{I}_{IJ}, \overline{I}_{IJ}$ = Limites mínimos e máximos de corrente passante no ramo $I - J$;
- $P_{IJ,t}^{SE}$ = Soma dos fluxos de potência ativa nos ramos $I - J$ conectados à subestação, no tempo t .

A Equação (5) representa a função objetivo do modelo, que visa minimizar a geração de energia da subestação, de modo que se tenha um melhor aproveitamento do recurso eólico, mais sustentável. Já (6) e (7) são expressões representativas do balanço de potência do sistema, considerando tanto as GDs quanto as baterias. As restrições de canalização, que objetivam impor limites nas variáveis de otimização, são dispostas em (8), (9) e (10). Em desfecho, (11) é responsável por evitar a ocorrência de fluxo reverso no sistema.

III. METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção, são apresentadas a metodologia proposta para a modelagem e análise do BESS e da GD.

A. Modelagem do BESS

A modelagem das baterias, disposta em (12)-(15) foi feita com base em [5], considerando que a mesma assume um estado de carga (SOC, do inglês *state of charge*) variável. Quando a potência ativa é positiva, o BESS está no modo de carregamento, representando uma saída de energia do sistema, ao passo que uma potência negativa indica que o sistema está no modo de descarregamento, desempenhando o papel de injetar energia no SDEE. Para um BESS conectado ao nó

b , no tempo t , as expressões matemáticas baterias utilizadas neste trabalho, adaptadas de [5] são as seguintes:

$$soc_{b,t+1}^{BESS} = soc_{b,t}^{BESS} + \eta_{b,t}^{BESS} \cdot P_{b,t}^{BESS} \cdot \Delta t \quad (12)$$

$$0 \leq soc_{b,t}^{BESS} < \overline{P}_b^{BESS} \quad (13)$$

$$-\overline{P}_b^{BESS} \leq P_{b,t}^{BESS} \leq \overline{P}_b^{BESS} \quad (14)$$

$$\underline{SOC}_b^{BESS} \leq soc_{b,t}^{BESS} \leq \overline{SOC}_b^{BESS} \quad (15)$$

Onde:

- $soc_{b,t}^{BESS}$ = Estado de carga da bateria na barra b , tempo t ;
- $\eta_{b,t}^{BESS}$ = Eficiência dos processos de carga e descarga da bateria na barra b , tempo t ;
- Δt = Intervalo de tempo entre períodos subsequentes;
- \overline{P}_b^{BESS} = Potência nominal da bateria na barra b ;
- $P_{b,t}^{BESS}$ = Potência da bateria na barra m , tempo t ;
- \underline{SOC}_b^{BESS} = Estado de carga mínimo da bateria na barra b ;
- \overline{SOC}_b^{BESS} = Estado de carga máximo da bateria na barra b ;

Em (12) é apresentada a relação entre o SOC de períodos sucessivos. A capacidade de potência do BESS limita o SOC conforme apresentado em (13), juntamente com a restrição apresentada em (15) para os limites inferiores e superiores do estado de carga.

B. Modelagem da Geração Distribuída

A geração eólica empregada no modelo de cálculo da flexibilidade foi alocada nas barras 17, 24 e 32, conforme indicado em [6]. Para determinar a potência eólica, utilizou-se dados de velocidade do vento (v) de um sistema de geração eólica ao longo de um horizonte de 24 horas, com intervalos de uma hora. A partir desses dados, a potência (P_{eol}) foi calculada utilizando a equação abaixo:

$$P_{eol} = 89,4209 * v - 382,5993 \quad (16)$$

A Tabela I destaca as velocidades do vento empregadas, ao passo que as potências resultantes podem ser observadas na Tabela II.

Tabela I
VELOCIDADE DO VENTO HORÁRIA

Hora	1	2	3	4	5	6
Velocidade (m/s)	6,71	5,68	5,59	4,41	6,57	5,34
Hora	7	8	9	10	11	12
Velocidade (m/s)	4,83	4,84	4,55	4,28	6,12	9,43
Hora	13	14	15	16	17	18
Velocidade (m/s)	8,49	8,08	9,04	9,28	9,76	9,58
Hora	19	20	21	22	23	24
Velocidade (m/s)	7,51	7,58	6,71	6,17	7,50	8,70

Tabela II
 POTÊNCIA EÓLICA GERADA

Hora	1	2	3	4	5	6
Potência (kW)	217	125	117	12	205	95
Hora	7	8	9	10	11	12
Potência (kW)	49	50	24	0	165	461
Hora	13	14	15	16	17	18
Potência (kW)	377	340	426	447	490	474
Hora	19	20	21	22	23	24
Potência (kW)	289	295	217	169	288	395

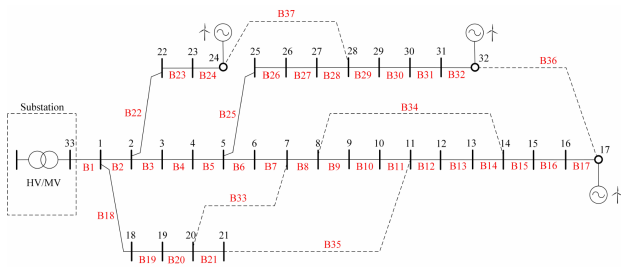


Figura 1. Sistema de 33 barras

IV. ESTUDO DE CASOS

A. Sistema Teste

O sistema utilizado para a realização do presente estudo foi o sistema radial com 33 barras de [9], retratado na Fig. 1, com os geradores eólicos em posição. Como características marcantes, pode-se citar demandas ativa e reativa de 3715 kW e 2300 kvar, respectivamente, além da tensão nominal de 12,66 kV.

B. Cenários Elaborados

Os cenários elaborados para a avaliação da flexibilidade dos SDEEs mediante a presença de geração renovável e baterias constam a seguir:

- Caso 1: sistema teste base, sem a presença de baterias;
- Caso 2: baterias nas barras 11, 13, 14, 16 e 31;
- Caso 3: baterias em 23, 24 e 31, barras de maior carga ativa da rede;
- Caso 4: baterias em 17, 24 e 32, barras com aerogeradores.

O objetivo consiste em verificar o comportamento da flexibilidade do sistema mediante o posicionamento das baterias em diferentes barras. No cenário 2, as baterias foram posicionadas aleatoriamente. Em contrapartida, a escolha das posições nos cenários 3 e 4 foi feita criteriosamente, com a adoção das três barras de maior carga do sistema e com os BESS posicionados em conjunto dos aerogeradores, respectivamente. Os resultados obtidos podem ser verificados na próxima seção.

V. RESULTADOS

Na presente seção, os resultados obtidos a partir do modelo formulado em (1)-(15) são exibidos. Nas Figs. 3, 4, 5 os

estados de carga das baterias em cada cenário, ao longo do horizonte de planejamento, podem ser vistos graficamente. Não obstante, a Tabela III em conjunto com a Fig. 2 detalham as flexibilidades resultantes.

Tabela III
 FLEXIBILIDADE POR CENÁRIO

Cenário	1	2	3	4
Flexibilidade (%)	141,32	165,15	191,59	216,08

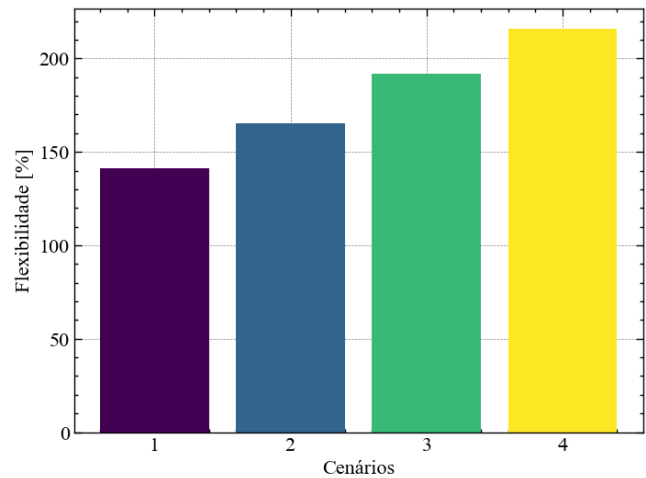


Figura 2. Variação da flexibilidade por cenário

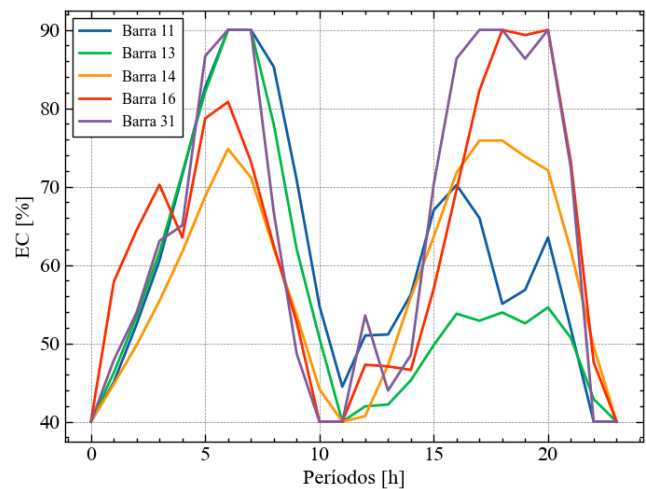


Figura 3. Estado de carga para o cenário 2

Com base na análise da Tabela III e Fig. 2 é possível perceber que a simples inclusão do BESS no sistema, sem qualquer critério de alocação, é capaz de proporcionar uma melhoria na flexibilidade, dado o aumento de praticamente 17% do segundo cenário, com as baterias posicionadas aleatoriamente, em relação ao primeiro. Quando a análise é evoluída e compara-se o cenário 2 com os cenários 3 e 4 é possível

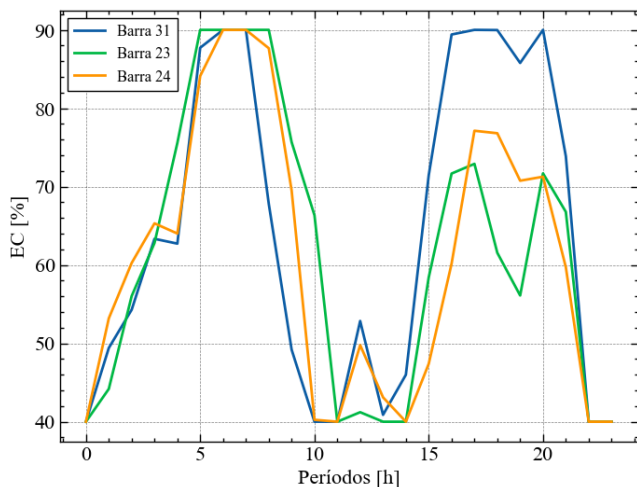


Figura 4. Estado de carga para o cenário 3

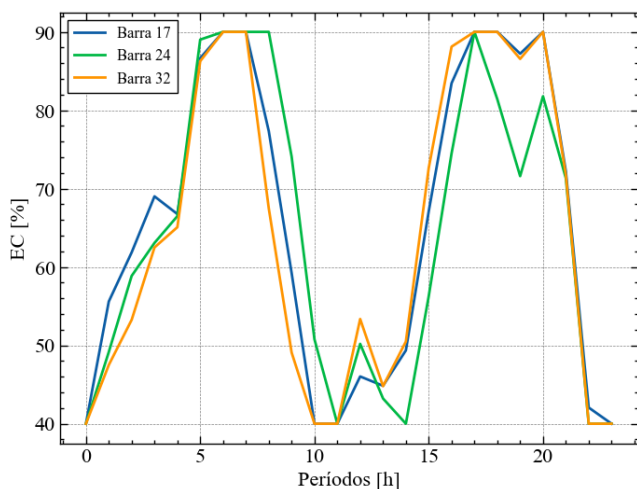


Figura 5. Estado de carga para o cenário 4

perceber que os pontos de decisão para a inclusão do BESS podem proporcionar um aumento ainda mais significativo no índice de flexibilidade. Isso indica que a forma como o BESS é integrado ao sistema pode ter um impacto substancial na flexibilidade geral, reforçando a importância de uma alocação estratégica para otimizar os benefícios do BESS.

Outrossim, a análise conjunta da Tabela II e das Figs. 3, 4, 5 permitem a verificação do comportamento das baterias, cujos estados de carga aumentam nos períodos de maior disponibilidade do recurso renovável e diminuem nos momentos de menor disponibilidade, indicando que quando há vento disponível, a decisão do modelo de otimização descrito em (5)-(15) é por carregar a bateria, armazenando o excesso de energia no sistema, para a descarga nos momentos de maior carga ativa nas barras, quando a subestação seria mais solicitada se não houvessem GDs na rede.

VI. CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo foi analisar o impacto do posicionamento do BESS em um sistema de distribuição com a presença de GD no que se refere ao cálculo da flexibilidade. Para tanto, foi utilizado um modelo de fluxo de potência ótimo em corrente alternada, em conjunto com o posterior cálculo do índice de flexibilidade da rede, tomando-se os resultados do fluxo de potência como parâmetros.

Os resultados obtidos demonstraram que o posicionamento das baterias pode gerar grande impacto no índice de flexibilidade do sistema quando este possui penetração de GD. É notável ainda que para todos os cenários em que o BESS é incluído no sistema o índice de flexibilidade aumenta, demonstrando a contribuição significativa das baterias para melhorar a adaptabilidade do sistema. Esses resultados evidenciam a importância de uma estratégia de posicionamento eficiente das baterias para maximizar a flexibilidade, sendo esta uma proposta para trabalhos futuros.

Complementarmente, o modelo utilizado para a implementação do BESS é uma representação simplificada, adaptada para possibilitar a análise da flexibilidade. Uma proposta para trabalhos futuros é implementar um modelo de fluxo de potência não linear inteiro misto, de forma a se obter uma representação mais assertiva da bateria, com a diferenciação das taxas de rendimento para carga e descarga do BESS, o que permitiria uma representação mais realista do sistema e uma análise mais precisa da flexibilidade.

AGRADECIMENTOS

Os autores expressam sua sincera gratidão pelo apoio recebido do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), do Instituto Brasileiro de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica (INERGE), da FAPEMIG, da CAPES, do grupo de pesquisa SMART4GRIDS e da Red para la integración a gran escala de energías renovables en los sistemas eléctricos (RIBIERSE-CYTED).

REFERÊNCIAS

- [1] M. Sedghi, A. Ahmadian e M. Aliakbar-Golkar, "Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation," em IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 304-316, Jan. 2016.
- [2] E. Lannoye, D. Flynn and M. O'Malley, "Evaluation of Power System Flexibility," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 922-931, May 2012.
- [3] Z. Lu, H. Li and Y. Qiao, "Probabilistic Flexibility Evaluation for Power System Planning Considering Its Association With Renewable Power Curtailment," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 3285-3295, May 2018.
- [4] T. Vo and P. Nguyen, "Energy Flexibility from Prosumers and BESS Coordination to Support Distribution Network Operation," 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Singapore, 2018, pp. 1032-1037.
- [5] C. Shang, D. Srinivasan, T. Reindl, "Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems," Energy, v. 114, p. 671-682, 2016.
- [6] L. W. de Oliveira, J. G. de Oliveira, B. H. Dias, C. S. A. de Sena, and A. L. M. dos Santos, "Optimal allocation of battery in electrical distribution systems with distributed resources," Journal of Control, Automation and Electrical Systems, vol. 32, no. 5, pp. 1289-1304, 2021.

- [7] R. Artis, M. Shivaie, and P. D. Weinsier, "A flexibility-based multi-objective model for contingency-constrained transmission expansion planning incorporating large-scale hydrogen/compressed-air energy storage systems and wind/solar farms," *Journal of Energy Storage*, vol. 70, pp. 108086, 2023.
- [8] B. K. Nalini, M. Eldakadosi, Z. You, M. Zade, P. Tzscheutschler and U. Wagner, "Towards Prosumer Flexibility Markets: A Photovoltaic and Battery Storage Model," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-5.
- [9] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989, doi: 10.1109/61.25627.