

Método para alocação e gerenciamento de baterias em sistemas de distribuição com minimização de perdas considerando vida útil e restrições de temperatura

Maria Elisa F. Octaviano, Eduardo M. Loureiro, Leandro R. de Araujo, Débora R. R. P. Araujo

Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil
(e-mails: elisa.octaviano@engenharia.ufff.br; eduardo.mendes@engenharia.ufff.br
leandro.araujo@ufff.edu.br; debora.rosana@ufff.edu.br).

Abstract: With the growing trend in demand for electricity and the increase in the penetration of intermittent sources in the Brazilian energy matrix, such as solar and wind, there is a need for studies of new technologies capable of contributing to the quality of energy in this new scenario. Thus, it is observed that the use of batteries can bring several advantages such as voltage regulation and loss reduction. However, for this allocation to be made in an advantageous way, characteristics such as lifespan, costs, and the influence of temperature on battery capacity must be considered. To do this, this work proposes a method based on a genetic algorithm.

Resumo: Com a tendência de crescimento da demanda por energia elétrica e o aumento da penetração de fontes intermitentes na matriz energética brasileira, como a solar e a eólica, surge a necessidade de estudos de novas tecnologias capazes de contribuir com a qualidade de energia neste novo cenário. Sendo assim, observa-se que a utilização de baterias pode trazer diversas vantagens como a regulação de tensão e redução de perdas. Entretanto, para que esta alocação seja feita de forma vantajosa, características como a vida útil, custos e a influência da temperatura na capacidade das baterias devem ser consideradas. Para fazer isto, este trabalho propõe um método baseado em algoritmo genético.

Keywords: Batteries; Power Flow; Optimization; Losses; Distribution Systems; Lifespan.

Palavras-chaves: Baterias; Fluxo de Potência; Otimização; Perdas; Sistemas de Distribuição; Vida Útil.

NOMENCLATURA			
		k	Constante variada nas simulações para preservação de vida útil
Fob	Função Objetivo		
		Pen_{vida}	Penalização de vida útil
Fat_{perdas}	Fator que avalia as perdas de energia elétrica	$Dias$	Número de dias de funcionamento do sistema elétrico
Fat_{vida}	Fator que avalia a vida útil das baterias	$Custo_{bat}$	Custo da bateria
Pen_{carga}	Penalização de estado de carga	N_{ciclos}	Número de ciclos da bateria
$N_{bus,1}$	Número de barras PQ e PV do sistema elétrico	$Custo_{perdas}$	Custo das perdas de energia elétrica
$N_{bus,2}$	Número de barras PQ do sistema elétrico	$Perdas$	Perdas de energia elétrica
T	Último instante de tempo da curva de cargas	M	<i>Big number</i> ajustado no algoritmo
$\Delta P_{t,b}$	Resíduo de potência ativa no tempo t e nó b	$E_{f,t}$	Energia armazenada na bateria no final do instante de tempo t
$\Delta Q_{t,n}$	Resíduo de potência reativa no tempo t e nó b	P	Potência que entra ou sai da bateria
		η_{ef}	Eficiência da bateria
SOC	Estado de carga da bateria	$E_{nom,t}$	Capacidade nominal da bateria no instante de tempo t

P_{sist}	Perdas de energia elétrica do sistema
P_{auto}	Perdas por autodescarga
P_{efic}	Perdas por eficiência
η_{aut}	Autodescarga Considerada
V_b^t	Tensão convergida no nó b
$V_{0,b}^t$	Tensão nominal no nó b

1. INTRODUÇÃO

Com a modernização dos sistemas de distribuição, novas tecnologias têm se mostrado promissoras devido à sua vasta aplicabilidade. Dentre estas, destaca-se os sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Os BESS (do inglês: *Battery Energy Storage System*) tem sido fonte de vários estudos e, objetivando exemplificar seu uso, alguns destes usos serão descritos resumidamente a seguir.

Com o objetivo de diminuir as perdas totais da rede e dar suporte de tensão, no trabalho de Vankudoth e Badar (2019), é feita a otimização da posição e do dimensionamento de BESS. Foram usados métodos de otimização baseados em enxame de partículas (PSO) e a evolução diferencial (DE).

Aplicando algoritmo genético e programação linear inteira mista, em Wu *et al.* (2020) é proposto um método de otimização de duas camadas para maximizar o benefício econômico do uso de BESS.

Em Kelly e Leahy (2019), também é avaliada a questão econômica e são apresentados dois diferentes modelos de otimização que consideram valor diário, custo diário e razão entre custo-benefício.

Lidando com as incertezas da geração distribuída, o trabalho de Wang *et al.* (2020) propõe uma abordagem de resposta à demanda baseada no preço, utilizando um método de otimização para minimizar o custo operacional total e aumentar a confiabilidade do sistema.

O trabalho de Jawad *et al.* (2021) tem como objetivo a regulação de frequência em redes com geração distribuída e, para o dimensionamento de BESS, é utilizada a otimização por enxame de partículas.

Utilizando algoritmo genético, o trabalho de Saini e Gidwani (2020) tem como objetivo a minimização das perdas de energia anuais, através de posicionamento e dimensionamento ótimos de BESS em um sistema com geração fotovoltaica, considerando diferentes perfis de carga.

O trabalho de Sa'ed *et al.* (2018) objetiva de obter a curva de carga diária mais plana e maximizar o benefício econômico com o uso ótimo de BESS em sistemas de distribuição. O trabalho visa a redução da carga de pico em presença de uma tarifação horossazonal.

Considerando restrições de tensão, o trabalho de Alshahrani *et al.* (2019) tem o objetivo de otimizar o posicionamento de BESS em sistemas de distribuição para minimização de perdas ativas considerando diferentes perfis de carga.

De acordo com a análise dos trabalhos acima, percebe-se que, segundo a literatura, os BESS podem ser utilizados com objetivos diversos. Apesar disso, mesmo que se trate de uma temática atual e promissora, percebe-se que há muitos pontos de melhoria que podem ser implementados como, por exemplo, a realização de uma análise da vida útil das baterias alocadas.

Sendo assim, este artigo apresenta um método para alocação e gerenciamento de baterias com o objetivo de minimização de perdas, considerando custos bem como impactos que descargas profundas e diferentes temperaturas têm sobre as baterias.

Nos resultados serão apresentados os impactos destes aspectos (descarga profunda e temperatura) que são muitas vezes negligenciados em diversos estudos e a não consideração destes parâmetros pode levar à escolha de soluções prejudiciais à vida útil das baterias.

2. CONCEITOS BÁSICOS

2.1 OpenDSS

O software OpenDSS (do inglês: *Open Distribution System Simulator*) foi desenvolvido para promover condições de estudo para sistemas de distribuição. Dentre as suas funcionalidades, está a solução de fluxos potência e a possibilidade de interface com o MATLAB (do inglês: *Matrix Laboratory*). Este será utilizado para implementação do método proposto neste trabalho.

2.2 Baterias

Embora muito tenha sido discutido a respeito da vasta aplicabilidade das baterias devido a sua característica de fornecimento e armazenamento de energia, é importante observar alguns limites operacionais destes equipamentos para que o funcionamento ocorra conforme esperado.

Dentre os fatores que precisam ser tratados, destaca-se o SOC (do inglês *state of charge*) que avalia a quantidade de energia na bateria em relação à sua capacidade nominal. Segundo os dados fornecidos em Suarez-García *et al.* (2015), o intervalo de SOC entre 10% e 90% é indicado para a operação das baterias.

Além disso, observa-se na Fig. 1, obtida da folha de dados da Trojan Battery Company (2021), que a capacidade nominal das baterias varia com a temperatura, o que influencia no gerenciamento destes componentes e será tratado neste trabalho.

Também serão consideradas penalizações a respeito de descargas profundas que, segundo Camargo (2016), implicam num menor número de ciclos de vida útil da bateria.

O circuito da bateria utilizado neste trabalho é mostrado na Fig. 2. Trata-se de um modelo baseado no disponibilizado pelo OpenDSS.

No circuito, a impedância Z_1 representa as perdas internas da bateria devido à autodescarga, que é um processo interno natural de perda de energia na bateria. Já a impedância Z_2 é responsável por modelar as perdas por eficiência, na medida em que há perdas entre a energia que entra na bateria e a energia que é de fato armazenada no componente. Estas perdas ocorrem tanto no processo de carga quanto no de descarga.

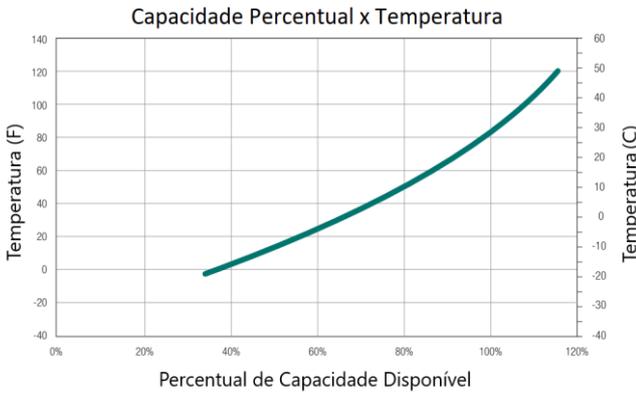


Fig. 1 Relação entre a capacidade da bateria e temperatura – Adaptado (Trojan Battery Company, 2021)

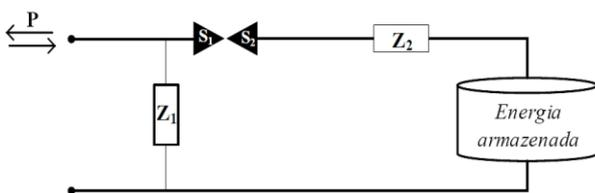


Fig. 2 Modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS – Adaptado (Dugan e Montenegro, 2019)

3. MÉTODO PROPOSTO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA

3.1 Formulação Matemática

O problema resolvido neste trabalho pode ser modelado através das equações abaixo.

$$\min Fob = Fat_{perdas} + Fat_{vida} + Pen_{carga} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N_{bus,1}} \sum_{t=1}^T \Delta P_{t,n} = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{n=1}^{N_{bus,2}} \sum_{t=1}^T \Delta Q_{t,n} = 0 \quad (3)$$

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (4)$$

$$E_{f,t} = \begin{cases} E_{f,t-1} + P t \eta_{ef}, & P \geq 0 \\ E_{f,t-1} + \left(\frac{P t}{\eta_{ef}}\right), & P < 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\Delta SOC \leq \Delta SOC_{max} \quad (6)$$

Sendo:

$$Fat_{vida} = k Pen_{vida} Dias \frac{Custo_{bat,med}}{N_{ciclos,med}} \quad (7)$$

$$Pen_{vida} = \sum_{f=1}^{n_{bat}} \sum_{t=1}^T abs\left(\frac{E_{f,t} - E_{f,t-1}}{E_{nom,t} - E_{nom,t-1}}\right) \quad (8)$$

$$Fat_{perdas} = Custo_{perdas} Perdas Dias \quad (9)$$

$$Pen_{carga} = \begin{cases} M, & SOC_t > SOC_{max} \text{ ou } SOC_t < SOC_{min} \\ 0, & SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \end{cases} \quad (10)$$

$$Perdas = P_{sist} + P_{auto} + P_{efic} \quad (11)$$

$$P_{efic} = \begin{cases} (1 - \eta_{ef})P, & P \geq 0 \\ P - \left(\frac{P}{\eta_{ef}}\right), & P < 0 \end{cases} \quad (12)$$

$$P_{auto} = \eta_{aut} abs(P) \left(\frac{V_b^t}{V_{0,b}^t}\right)^2 \quad (13)$$

$$SOC = \frac{E_{f,t}}{E_{nom,t}} \quad (14)$$

Em (1) é apresentada a função objetivo (Fob) do problema de otimização. Percebe-se que a função considera parcelas relacionadas à perda de energia elétrica (primeiro fator), à vida útil das baterias (segundo fator) e à restrição de estado de carga das baterias (terceira parcela).

Segundo (2) e (3), a solução deverá obedecer às equações de fluxo de potência, ou seja, os somatórios das potências ativa e reativa em cada nó devem ser iguais a zero. Isso deverá ocorrer para todos os instantes de tempo (1 a T) e barras do sistema.

Em (4) é apresentada a restrição de estado de carga da bateria. Neste trabalho a solução deve apresentar SOC entre 10% e 90%.

Em (5), são representadas as perdas internas da transformação química-elétrica durante o processo de carga e de descarga. Quando $P \geq 0$, a bateria se comporta como uma carga. Caso contrário, como gerador. Neste trabalho, a eficiência de carga e descarga foram consideradas iguais.

Em (6), é modelada a carga/descarga máxima permitida em cada operação (intervalo de tempo). Neste trabalho, $\Delta SOC_{max} = 60\%$.

Explicitando os fatores que formam (1), em (7) tem-se o Fat_{vida} , no qual é calculado o custo de cada ciclo de carga e descarga da bateria, ou seja, o custo da bateria é dividido pelo número de ciclos indicado pelos fabricantes. Considerou-se que a bateria realiza apenas um ciclo completo por dia. A constante k ativa esta função, pois fazendo $k=0$ o custo de ciclos não será considerado. A constante k pode ser variada para verificar o impacto da consideração dos ciclos da bateria na solução final do problema ou pode ser utilizada para verificar até que ponto a bateria deixa de ser vantajosa para o sistema. Isso será mostrado na seção de resultados.

Em (8) é descrita a penalização de vida útil. Pode-se perceber que neste fator são verificadas as variações de energia na bateria em relação às respectivas capacidades nominais. Isso foi feito uma vez que foi considerada uma curva de variação diária na temperatura que acaba promovendo uma variação na capacidade da bateria conforme mostrado na Figura 2. Para exemplificar esta utilização, caso o sistema esteja operando a uma temperatura, T_c , pode-se verificar através da Fig. 2, o percentual de capacidade disponível para esta temperatura. Caso a capacidade nominal seja 100%, não haverá alteração nesta grandeza. Caso contrário, o percentual obtido será considerado.

Em (7), Fat_{vida} também depende do número de dias simulados, do custo médio da bateria bem como seu número de ciclos. Estes últimos estão disponibilizados no trabalho de Hu *et al.* (2017) sendo que as simulações foram feitas considerando baterias de lítio-íon e 365 dias.

Em (9) mensura-se as perdas de energia elétrica que são explicitadas (11), ou seja, são formadas pelas perdas da bateria mais as perdas do sistema de distribuição. Voltando a (9), considera-se que o sistema operará da mesma maneira por 365 dias e o $Custo_{perdas}$ utilizado foi de 500 reais por MWh.

Em (10) é mostrada a lógica empregada caso a solução candidata ultrapassasse os limites de SOC. Na convergência $Pen_{carga} = 0$.

Por fim em (12) e (13) são apresentadas as perdas internas da bateria, por eficiência e autodescarga, que são calculadas para cada instante de tempo t , e depois contabilizadas às perdas de energia do sistema conforme (11).

Por fim, em (14) é apresentada a expressão utilizada para cálculo de SOC e sua dependência com a energia armazenada na bateria.

3.2 Algoritmo Genético

Uma vez que o problema apresentado na seção anterior é de natureza não linear com variáveis contínuas e discretas e possui acoplamento temporal, decidiu-se utilizar o Algoritmo Genético (AG) como ferramenta de solução.

Um requisito importante na formulação de um AG é a definição dos cromossomos. A Fig. 3 mostra a representação utilizada neste trabalho e, para exemplificar o cromossomo, mostra a alocação de três baterias monofásicas independentes (fases A, B e C) numa mesma barra de alocação. O sistema opera por $T = 24$ horas.

Para cada bateria alocada, os primeiros genes contêm as potências ativas que a bateria fornece ou absorve do sistema de distribuição em cada intervalo de tempo ($1 \leq t \leq 24$).

Em relação à alocação das baterias, optou-se por realizar em uma determinada barra trifásica do sistema descrita pelo gene POS_{BAT} .

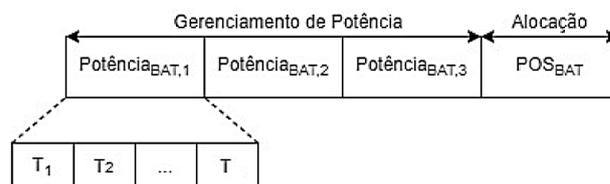


Fig. 3 Representação do Cromossomo

O método AG trabalha o cromossomo acima descrito em diferentes etapas. As principais estão destacadas na Fig. 4.

Como pode ser observado, os indivíduos são avaliados de acordo com a função objetivo. Sendo assim, aqueles que possuem melhores aptidões possuem maiores probabilidades de se reproduzirem. Neste trabalho, o operador *crossover*, que representa a reprodução, foi de 80% e a taxa de mutação utilizada foi de 10%.

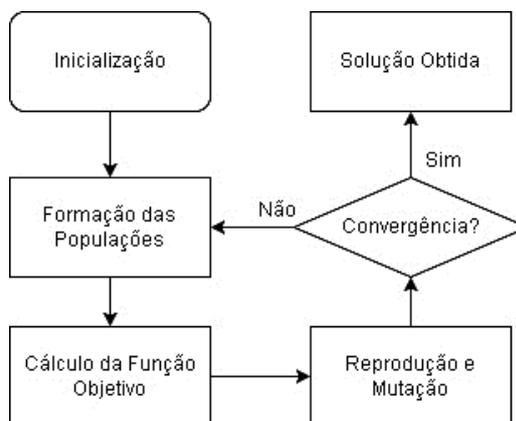


Fig. 4 Fluxograma do AG

Em relação ao operador mutação, responsável pela inserção de novos indivíduos à população, utilizou-se a função *gaussiana default* do MATLAB para o AG. Maiores informações sobre

as demais taxas do AG utilizado estão no trabalho de Tahvonen e Niimimäki (2013). O tamanho da população configurada foi de 200 indivíduos e o critério de convergência foi o tempo computacional.

4. RESULTADOS

Conforme descrito, o método acima foi implementado computacionalmente. Os resultados mostrados a seguir referem-se a dois sistemas teste: o sistema IEEE 34 Barras e o IEEE 123 Barras. Foram alocadas baterias de lítio-íon que, de acordo com o trabalho de Hu *et. al* (2017), possuem os parâmetros destacados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros das baterias de lítio-íon de acordo com Hu *et al* (2017).

Tecnologia da Bateria	Custo (US\$/kWh)	Número de Ciclos
Lítio-íon	300-2500	1000-10000

Observando-se os valores acima dispostos, percebe-se que os autores utilizaram intervalos numéricos dentre os quais os valores variam. Neste trabalho, optou-se por utilizar a média entre estes valores. Sendo assim, para a bateria de lítio-íon, $Custo_{bat} = 1400$ US\$/kWh e $N_{ciclos} = 5500$.

Também pode ser observado que o custo original citado pelos autores estava em dólares, por isso foi utilizado um valor de conversão em Reais para inserção nas equações (1US\$ = R\$5,84).

Além disso, os sistemas mostrados a seguir foram submetidos à curva de variação de temperatura mostrada na Fig. 5.

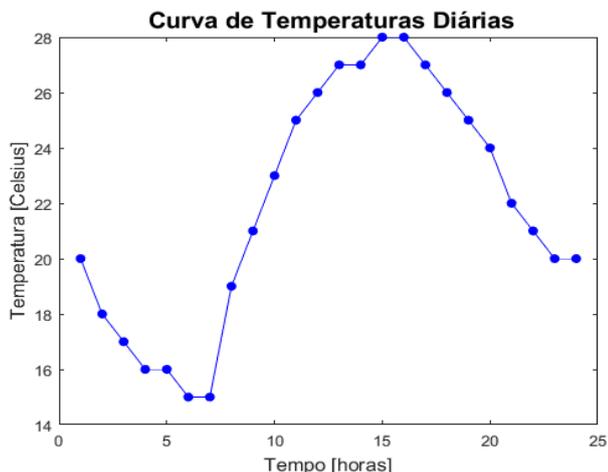


Fig. 5 Curva de Temperaturas Utilizada nas Simulações

4.1 Sistema IEEE 34 Barras

O sistema IEEE 34 Barras (IEEE PES, 1991) é um sistema radial que possui longos alimentadores. A Fig. 6 mostra a topologia deste sistema. Para a presente simulação será utilizada a curva de cargas da Fig. 7 e serão alocadas baterias com capacidade nominal de 100 kWh. Para verificar se o método está funcionando de acordo com o esperado, a carga

do sistema IEEE 34 Barras foi reduzida a 10%, exceto em 1 intervalo de tempo.

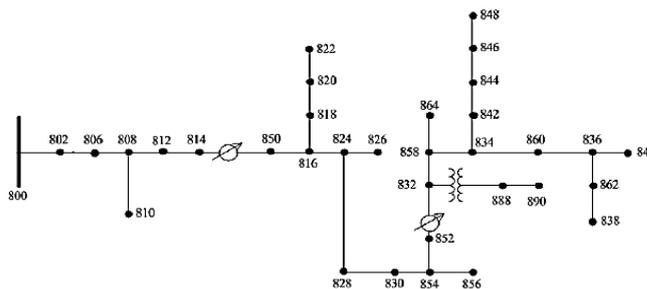


Fig. 6 Sistema IEEE 34 Barras (IEEE PES, 1991)

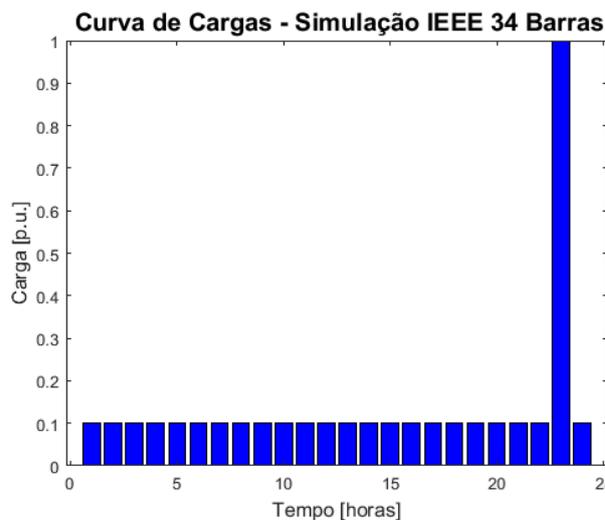


Fig. 7 Curva de Cargas Utilizada no Sistema IEEE 34 Barras

Tendo em vista as premissas estabelecidas acima, a Fig. 8, a Fig. 9 e a Fig. 10 mostram os resultados obtidos pela simulação no sistema IEEE 34 Barras utilizando as baterias de Lítio-íon.

Os valores mostrados abaixo referem-se a um cromossomo, ou seja, 24 horas, e supôs-se que o sistema funcionaria da mesma maneira por um ano.

Percebe-se, através da observação da Fig. 8 que o aumento de k provoca um aumento nas perdas de energia elétrica. Isso porque o algoritmo responde a maiores valores de k reduzindo a variável Pen_{vida} , conforme mostrado em (7).

Sendo assim, percebe-se que para os valores de $k \geq 4$, o sistema atinge as perdas de energia elétrica no caso base, ou seja, a bateria não opera, o que também é evidenciado pelos valores de Pen_{vida} próximos a zero nestas situações.

Portanto, para $k \geq 4$, o custo relativo das baterias alocadas não mais compensa o custo relativo à redução de perdas no sistema e por isso, as baterias deixam de ser vantajosas.

Outro fato importante é que em $k = 0$, tem-se as perdas de energia elétrica mínimas, o que ocorre uma vez que o fator Fat_{vida} fica nulo na função objetivo e, neste cenário, não há avaliação do impacto que as descargas profundas poderiam causar nas baterias, prejudicando sua vida útil.

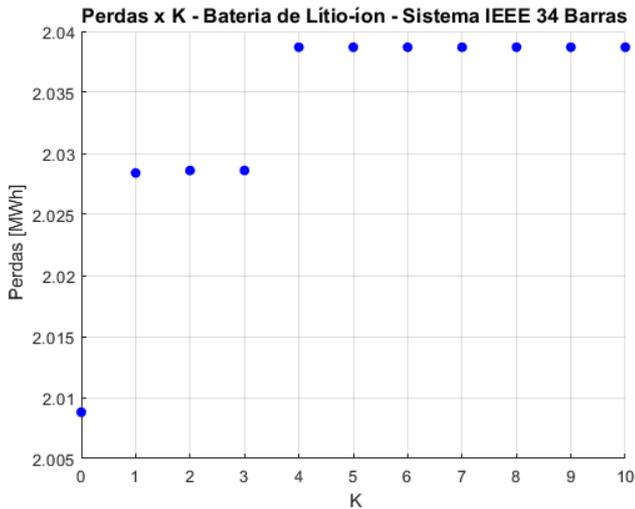


Fig. 8 Perdas x k obtidas no sistema IEEE 34 Barras

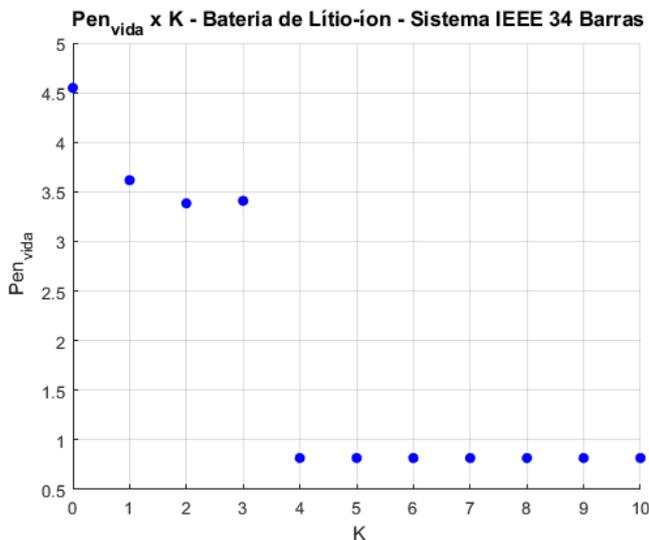


Fig. 9 Pen_{vida} x k obtidas no sistema IEEE 34 Barras

Além disso, ao observar a Fig. 10, percebe-se que as baterias alocadas nas fases A, B e C se comportam conforme esperado, ou seja, fornecem energia quando o sistema mais precisa com variações de estado de carga entre uma hora e outra menores que 60%, em conformidade com (6).

Também foram consideradas diferentes capacidades nominais para as baterias de acordo com a respectiva temperatura na hora do dia, de acordo com a Fig. 1 e a Fig. 5. O algoritmo respeitou esta restrição.

As barras de alocação das baterias para cada valor de k no qual o algoritmo foi executado encontram-se no Apêndice A deste trabalho.

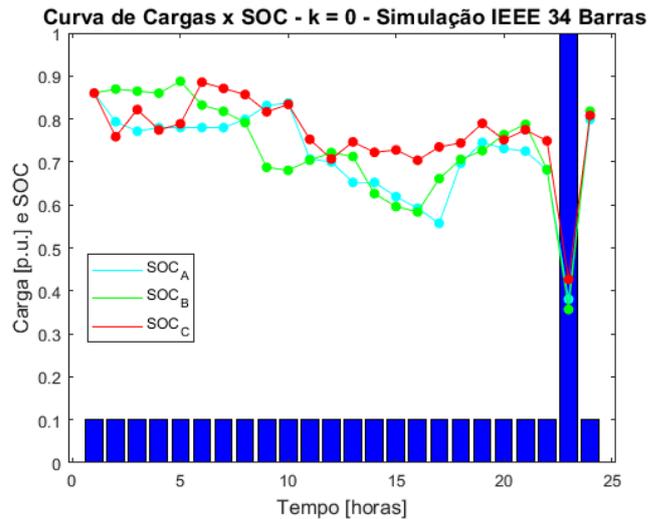


Fig. 10 Curva de Cargas e SOC – $k = 0$ – Sistema IEEE 34 Barras

4.2 Sistema IEEE 123 Barras

Nesta seção foi utilizado o sistema IEEE 123 Barras (IEEE PES, 1991) conforme mostrado na Fig. 11. Este sistema destaca-se por apresentar elevadas quedas de tensão e presença de capacitores.

Para este sistema foi utilizada a curva de cargas da Fig. 12 e serão alocadas baterias com capacidade nominal de 570 kWh. Os resultados obtidos são mostrados nas Fig. 13, Fig. 14 e Fig. 15.

Conforme pode ser observado, os resultados dispostos para este sistema se comportaram de acordo com o esperado, ou seja, é possível perceber o aumento da variável Perdas e redução de Pen_{vida} com o crescimento do fator k .

Mais detalhes sobre as barras de alocação de baterias para cada uma das simulações realizadas podem ser visualizados no Apêndice B deste trabalho.

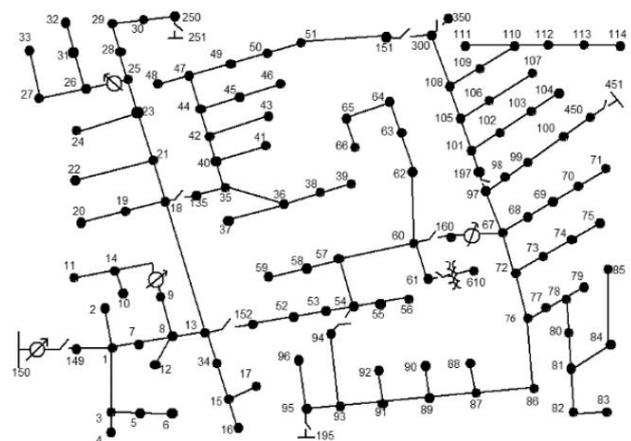


Fig. 11 Sistema IEEE 123 Barras (IEE PES, 1991)

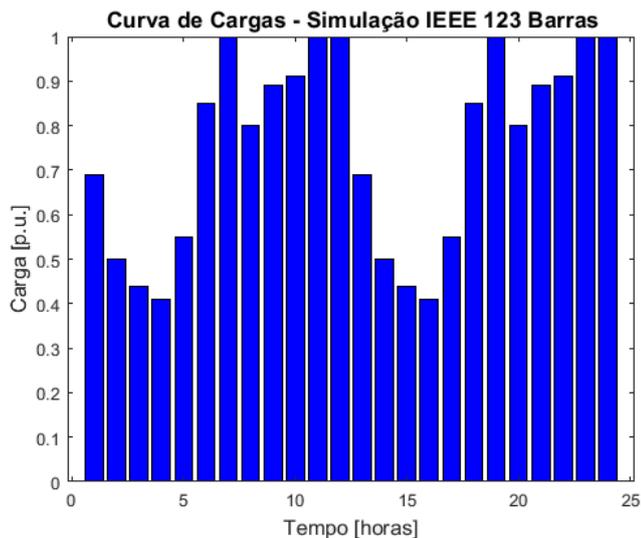


Fig. 12 Curva de Cargas Utilizada no Sistema IEEE 123 Barras

Diante da observação das figuras, percebe-se que no sistema IEEE 123 Barras, para $k \geq 2$ o sistema atinge as perdas de energia elétrica do caso base, ou seja, a bateria não opera.

Isso quer dizer que, para estes valores de penalização, o custo relativo das baterias não mais compensa o custo relativo à redução de perdas do sistema. Por isso, o algoritmo opta pela sua não operação.

Entretanto, no intervalo $0 \leq k \leq 1$, a bateria opera provocando redução nas perdas de energia elétrica do sistema. Mais uma vez, em $k = 0$ são obtidas as perdas mínimas porque o Fat_{vida} é desconsiderado.

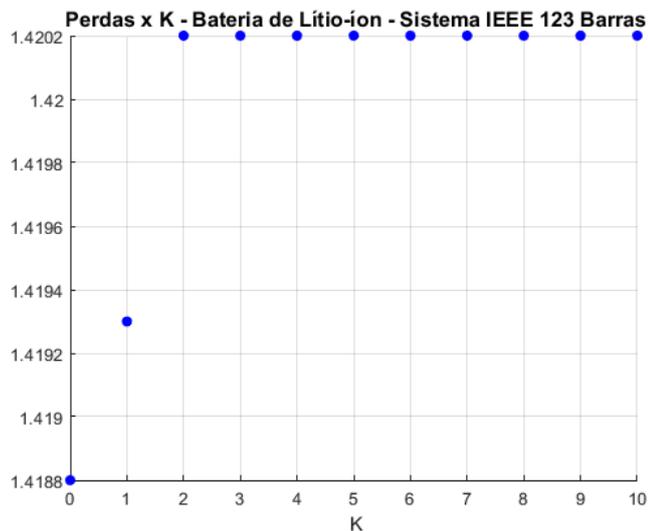


Fig. 13 Perdas x k obtidas no sistema IEEE 123 Barras

Observa-se também, ao analisar a Fig. 15 que as baterias operam de acordo com o esperado, ora fornecendo energia, ora absorvendo de forma a promover o suprimento energético do sistema nas suas 24 horas de funcionamento.

Além disso, ressalta-se também que, por mais que as baterias se descarreguem, estas respeitam a restrição imposta em (4). Caso contrário, as baterias também poderiam perder vida útil, conforme discutido em Suarez-García *et al.* (2015).

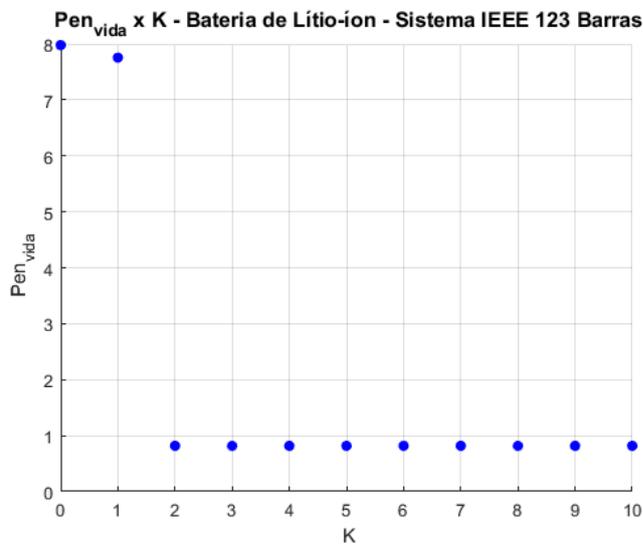


Fig. 14 $Pen_{vida} \times k$ obtidas no sistema IEEE 123 Barras

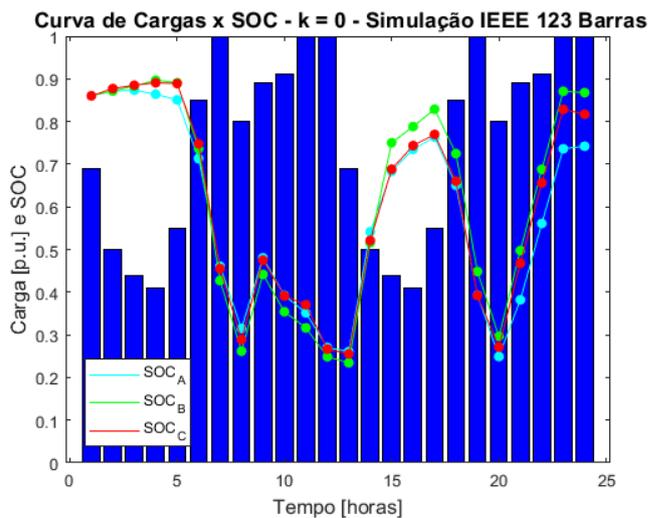


Fig. 15 Curva de Cargas e SOC – $k = 0$ – Sistema IEEE 123 Barras

5. CONCLUSÕES

Diante dos resultados acima apresentados, percebe-se que a realização de uma otimização que realize penalizações de vida útil nas baterias é importante, uma vez que este fator pode inviabilizar determinadas soluções.

Por isso, neste trabalho foram verificados diversos parâmetros das baterias, uma vez que descargas profundas, apesar de vantajosas no ponto de vista de redução de perdas de energia elétrica, reduzem a vida útil das baterias.

Também foi inserida uma curva de variação de temperatura diária, conforme mostra a Fig. 5, porque a capacidade nominal da bateria varia com este parâmetro, o que acaba influenciando o SOC.

Como sugestão para trabalhos futuros, podem ser realizadas análises de baterias trifásicas, inserção de geração distribuída e otimização de outras variáveis.

Em relação ao gerenciamento energético das baterias alocadas, percebe-se que estas se comportaram de acordo com o esperado, ou seja, forneceram energia nos momentos de carga pesada e absorveram nos momentos de carga leve, sendo benéficas para os sistemas estudados.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a FAPEMIG, CNPq, CAPES e INERGE.

REFERÊNCIAS

Alshahrani, S. *et al.* (2019). Minimizing Active Power Losses in Electricity Networks Based on Optimal Location of Battery Energy Storage System. *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, pp. 648-654.

Camargo, A. R. (2016) Alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição considerando a preservação da vida útil das baterias. *Dissertação de Mestrado*. Unicamp.

Dugan R. e Montenegro D. (2019). OpenDSS storage element and storage controller element. *EPRI, OpenDSS Tech. Note*.

Hu, X. *et al.* (2017) Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, volume (15), n. 5, p. 20–31.

IEEE PES (1991) IEEE Test Feeder Working Group. Acesso: 15 mar. 2022. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

Jawad, A. *et al.* (2021). Optimal Sizing of BESS for Attaining Frequency Stability Under High PV Penetration. *2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, pp. 348-353.

Kelly, J., Leahy, P. (2019). Sizing Battery Energy Storage Systems: Using Multi-Objective Optimization to Overcome the Investment Scale Problem of Annual Worth. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2305-2314.

Sa'ed, J. *et al.* (2018). Optimization of BESS Capacity Under a Peak Load Shaving Strategy. *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2018, pp. 1-4.

Saini, P., Gidwani, L. (2020). Optimal Siting and Sizing of Battery in Varying PV Generation by Utilizing Genetic Algorithm in Distribution System. *2020 21st National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 1-6.

Suárez-García, A. *et al.* (2015). Optimal parametrization of electrodynamic battery model using model selection criteria. *Journal of Power Sources*, volume (285), 119-130.

Tahvonen, O. e Niinimäki, S. (2013). On the economics of optimal timber production in boreal Scots pine stands. *Canadian Journal of Forest Research*, volume (43), 719-720, n. 8.

Trojan Battery Company (2021). Datasheet. *Motive LI6-AGM*. Electronic Publication.

Vankudoth, L., Badar, A. (2019). Distribution Network Optimization Through Siting and Sizing Of BESS. *2019 IEEE 8th International Conference on Power Systems (ICPS)*.

Wang, B. *et al.* (2020). Interval Optimization Based Coordination of Demand Response and Battery Energy Storage System Considering SOC Management in a Microgrid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2922-2931.

Wu, D. *et al.* (2020). Battery Energy Storage System (BESS) Sizing Analysis of Bess-Assisted Fast-Charge Station Based on Double-Layer optimization Method. *2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS)*.

Apêndice A. BARRAS DE ALOCAÇÃO – SISTEMA IEEE 34

Tabela 2. Alocações Sistema IEEE 34 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	890
1	850
2	814
3	814

Apêndice B. BARRAS DE ALOCAÇÃO – SISTEMA IEEE 123

Tabela 3. Alocações Sistema IEEE 123 Barras

Valor de k	Barra Alocada
0	53
1	13