

Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição Empregando Baterias

Tatiana T. de Oliveira
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
tatiana.tostes@engenharia.ufjf.br

Victor T. S. Rodrigues
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
victor.rodrigues@engenharia.ufjf.br

Maria Elisa F. Octaviano
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
elisa.octaviano@engenharia.ufjf.br

Marger W. Barbosa
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
marger.barbosa@engenharia.ufjf.br

Antônio S. C. Martins
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
antonio.sobrinho@engenharia.ufjf.br

Leandro R. Araujo
Débora R. R. P. Araujo
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
debora.rosana@ufjf.edu.br

Abstract—The increasing load increase brings with it the need for the insertion of new technologies and the study of how they behave in the system. In this scenario batteries have been increasingly considered especially along with renewable energy sources, which are usually intermittent. In this paper, we will present a method to optimize the charge and discharge of batteries considering the variation of the load in the system, in order to reduce electrical losses and maintain the voltage between specified limits, using genetic algorithms.

Keywords—Storage, battery, state of charge, power flow, losses, distribution system.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição (SD) passam por fortes transformações à medida que a tecnologia se desenvolve. No atual panorama, discussões a respeito do aumento da eficiência da rede são cada vez mais frequentes. Nesse sentido, o uso de armazenamento de energia em baterias se apresenta como uma alternativa viável para o aprimoramento da distribuição de energia elétrica.

Para atender de forma otimizada a uma demanda de carga crescente, as unidades BESSs (do inglês: *Battery Energy Storage Systems*) promovem maior segurança, economia e estabilidade às redes, garantindo um melhor padrão de qualidade de energia aos clientes [1], além de poder ser uma opção factível para regulações de tensão e frequência do sistema. Através de uma abordagem adequada, aplicações com baterias também podem propiciar minimização de perdas elétricas, bem como uma otimização do uso da energia distribuída renovável por meio do armazenamento da energia excedente.

Atualmente, muitos trabalhos que exploram o uso otimizado das unidades BESSs têm sido publicados. Usualmente os principais objetivos do uso de baterias em SD são a regulação de tensão, correção de desvios de frequência, deslocamento de picos, redução dos custos de operação e redução das perdas.

Em [2] foi apresentada uma estratégia de regulação de tensão através da determinação do tamanho mínimo da bateria e sua correspondente localização na rede. O trabalho de [3] propôs um novo modelo para a alocação de baterias para o controle da variação da tensão proveniente da penetração de geração distribuída nas redes. Neste trabalho é considerada a natureza estocástica das cargas.

O trabalho apresentado em [4] mostra, por meio de estudos experimentais, que sistemas de baterias podem ser habilitados para controle direto de carga em regulação de frequência. Em [5] baterias de lítio-íon são alocadas em microrredes com o objetivo de garantir a estabilidade de frequência do sistema. Um estudo do comportamento de carga e descarga desses dispositivos é efetuado visando regulação de frequência do sistema. Em [1] foi proposto um método baseado em algoritmos genéticos para alocação de baterias com o objetivo de maximizar a contribuição energética da bateria minimizando os custos de operação. Em [6] as baterias são aplicadas com o intuito de deslocar a carga máxima para que a relação entre oferta e demanda possa ser aliviada. A otimização foi feita utilizando o método dos pontos interiores.

Em [7] uma estrutura de otimização estocástica é desenvolvida para reduzir o congestionamento em alimentadores de distribuição usando baterias, diminuindo o pico de cargas do alimentador. Já em [8] teve-se como enfoque a operação ótima de sistema de armazenamento de energia em baterias, além da determinação da topologia ótima (reconfiguração) de um sistema de distribuição radial através da otimização PSO (do inglês: *particle swarm optimization*). Em [9] foi proposto um método de otimização para planejamento de operação de sistemas de armazenamento de energia em redes com a presença de geração eólica. Os locais de instalação foram encontrados através dos índices de sensibilidade dos multiplicadores de Lagrange. A função objetivo visa minimizar as perdas com os mínimos investimentos em sistemas de armazenamento. Em [10] é proposto um método baseado em algoritmos genéticos que visa minimizar o desvio de tensão causado pela alta penetração de células fotovoltaicas e posterior redução das perdas.

Devido a importância do tema, o objetivo deste artigo é propor um novo método para otimização do processo de carga e descarga de baterias em SD. Este método baseia-se em encontrar uma solução para o SOC (do inglês: *State of Charge*) final de cada bateria conectada em uma barra previamente especificada. Tal conexão é feita de maneira que ocorra uma minimização das perdas de energia totais do sistema, sem violar os limites de tensão recomendados. Uma outra contribuição é relacionada ao fato de se utilizar o SOC como variável de otimização transformando-o em injeções de potência para execução do *software* OpenDss. Além

disso, são consideradas as perdas internas e perdas de descarga durante o tempo de funcionamento da bateria.

II. CONCEITOS BÁSICOS

A. OpenDSS

O OpenDSS (do inglês: *Open Distribution System Simulator*) é um *software* criado para propiciar condições de estudo para sistemas elétricos de distribuição. Atualmente apresenta licença de código aberto para simulações o qual permite ao usuário programar o circuito de interesse [11].

Neste sentido, o programa é utilizado para diversas aplicações tais como a determinação dos impactos da presença de geração distribuída no sistema, estudos de rede, bem como análise e planejamento de SDs de uma maneira geral.

Além disso, o programa apresenta diferentes possibilidades no que diz respeito à modelagem de componentes, cabendo ao usuário a definição dos parâmetros referentes aos equipamentos presentes no sistema. Logo, o OpenDSS é uma ferramenta eficiente por exemplo, na solução de fluxos de potência em SD, sendo utilizado no presente trabalho.

B. Baterias

As baterias são elementos conversores de energia química em elétrica que podem ser utilizados para armazenar ou fornecer energia elétrica.

Dentre os fatores que afetam o rendimento da bateria, destacam-se: SOC, capacidade de armazenamento e perfil de carga do sistema. O SOC é o percentual de energia armazenada na bateria em determinado intervalo de tempo, dado em relação à sua potência nominal. Neste trabalho, tal parâmetro é utilizado como uma ferramenta que atua dependendo das condições de carga no sistema, definindo os momentos de carga e descarga da bateria.

Com relação aos limites operacionais do SOC de uma bateria, é aconselhável que este esteja ente 15 e 90% do seu armazenamento. Isso pois, entre 0 a 15% do SOC, a taxa de variação da tensão é elevada, podendo ocasionar aumento da temperatura interna da bateria. De 90 a 100% do SOC, a bateria apresenta uma taxa elevada de carregamento, além disso é uma região caracterizada por baixa eficiência para o carregamento da bateria. Assim, essas duas regiões delimitam faixas inválidas de operação da bateria [3], [5].

Ainda sobre os conceitos básicos de bateria, tem-se a autodescarga, um processo interno de perda de energia causado por reações químicas, que pode ser acentuada em altas temperaturas. Dessa forma, a ocorrência desse evento implica na redução da vida útil da bateria.

Com relação ao modelo matemático de bateria, neste artigo será utilizado o modelo disponibilizado pelo OpenDSS apresentado na Fig. 1.

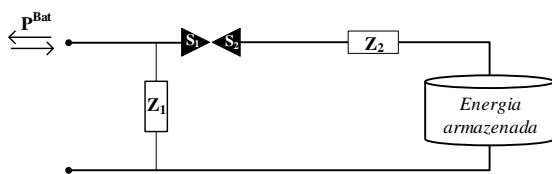


Fig. 1. Circuito modelo de bateria disponibilizado pelo OpenDSS

No circuito, a impedância Z_1 é aquela que representa as perdas internas da bateria devido ao efeito da autodescarga. Na prática, quanto maior o valor dessa impedância, melhor, pois ela é a responsável pela dissipação de potência quando a bateria se encontra inoperante; a impedância Z_2 é a responsável pelas perdas da bateria devido ao rendimento das operações de carga e descarga. Na prática, quanto menor o valor dessa impedância, melhor, o que significa que menores perdas serão dissipadas durante a atuação da bateria; S_1 e S_2 são apenas indicadores do estado da bateria: durante a carga, o fluxo de energia flui de acordo com a indicação de S_1 , entrando no circuito, e, durante a descarga, no sentido de S_2 , saindo do circuito.

Além do modelo da bateria, o *software* também disponibiliza diferentes modos de configuração da sua operação. Para este trabalho, optou-se pelo modo *follow*, no qual a bateria opera de acordo com uma curva de carga e descarga previamente especificada [12].

III. MÉTODO PROPOSTO PARA ESPECIFICAÇÃO DO ESTADO DE CARREGAMENTO DAS BATERIAS

A. Definição do Problema

No método proposto é considerado que o SD opera com um intervalo de tempo total de funcionamento (t_{tot}) dividido em parcelas menores (Δt) denominadas intervalos de demanda (ID), os quais são considerados estáticos. A equação (1) mostra a relação que determina a quantidade de IDs necessários (nID). Os patamares das gerações e das cargas podem ser distintos em cada ID.

$$nID = \frac{t_{tot}[h]}{\Delta t[h]} \quad (1)$$

Desta forma, o problema em questão é definir o estado de carregamento final da bateria para cada um dos IDs, bem como definir as cargas ou descargas da bateria em cada intervalo, de tal forma que os limites operacionais do sistema não sejam violados e que as perdas elétricas sejam minimizadas.

O método proposto executa diversos fluxos de potência, um para cada intervalo de tempo considerado, para a determinação do valor do SOC final em cada intervalo. A bateria atua no sistema de forma semelhante a um gerador quando descarrega e semelhante a uma carga quando carrega. Assim de acordo com a potência que entra ou sai da bateria no intervalo i , o SOC armazenado se altera e o sistema configura um novo estado de operação. Desta forma a condição de operação do intervalo atual depende do anterior. Para cada intervalo de tempo, o fluxo de potência a ser resolvido consiste resumidamente na resolução do sistema de equações (2) [13].

$$\begin{aligned} P_{k,i} &= 0 \\ Q_{k,i} &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Nos quais o índice i remete ao intervalo de tempo considerado, o índice k remete ao número do nó do sistema, P e Q são os somatórios de potência ativa e reativa injetada

em cada barra k , para cada intervalo de tempo i . Estes valores são dados por (3).

$$\begin{aligned} P_{k,i} &= P_{k,i}^{esp} - P_{k,i}^{Bat}(V_{k,i}, SOC_{k,i}, SOC_{k,i-1}) - P_{k,i}^{calc}(V_{k,i}, \theta_{k,i}) \\ Q_{k,i} &= Q_{k,i}^{esp} - Q_{k,i}^{calc}(V_{k,i}, \theta_{k,i}) \end{aligned} \quad (3)$$

Nos quais as potências P^{esp} e Q^{esp} são as potências especificadas das cargas e gerações fixas na barra k e no intervalo i ; P^{Bat} é a potência fornecida ou absorvida pela bateria no instante i para a barra k , sendo que tal valor depende da variação do SOC entre os intervalos $i-1$ e i e da tensão nodal. Os parâmetros P^{calc} e Q^{calc} são o somatório das potências injetadas nas barras pelos alimentadores ou transformadores de distribuição.

B. Formulação Matemática do Problema

Considerando a pré-alocação de uma quantidade fixa de baterias no sistema, o problema proposto busca, para cada instante de tempo, encontrar uma solução para o SOC final de cada bateria conectada em uma barra previamente especificada, de tal forma que ocorra a minimização das perdas de energia total do sistema sem ocorrer violações de tensão.

Deste modo, o problema de otimização proposto neste trabalho é apresentado pela equação (4) e pelas restrições (5) e (6). A restrição (5) indica limites mínimo e máximo de SOC permissíveis para a bateria atuar, podendo ser diferentes em cada instante de tempo; neste trabalho foram utilizados os valores 0,15 e 0,90, respectivamente. A restrição (6) é referente à faixa permissível de tensão em cada barra do sistema, que neste trabalho foram utilizados os valores de 0,95 e 1,05 pu. Na equação (4) temos que o cálculo da energia perdida em um intervalo de tempo nID é dado em função do SOC_{i-1} (inicial) e do SOC_i (final) do intervalo i para bateria alocada no sistema.

$$\min FOB = \sum_{i=1}^{nID} E_i \quad (4)$$

s.a.

$$SOC_{\min i} \leq SOC_i \leq SOC_{\max i} \quad (5)$$

$$V_{\min i} \leq V_i \leq V_{\max i} \quad (6)$$

Nos quais: E_i é a energia perdida através do efeito Joule no intervalo i , dada em [kWh], calculada segundo a equação a equação (7); SOC é um vetor com todos os valores de SOC das baterias no intervalo i ; V é um vetor com todas as tensões do sistema em um intervalo i ; os índices \min e \max representam os valores mínimos e máximos permitidos.

$$E_i = (P_{perdas,i}^{bat,n} + P_{perdas,i}^{linhas}) \cdot \Delta t_i \quad (7)$$

com $P_{perdas,i}^{bat,n}$ e $P_{perdas,i}^{linhas}$ sendo as perdas totais nas baterias e nos alimentadores, respectivamente, em cada intervalo de tempo i . As perdas nos alimentadores são obtidas através da equação de fluxo de carga já conhecida, reproduzida na equação (8), sabendo que g_{km} é a condutância série da linha e V_k e V_m são as tensões terminais de uma linha conectada entre as barras k e m [13].

$$P_{perdas,i}^{linhas} = g_{km} |V_{k,i} - V_{m,i}|^2 \quad (8)$$

Já as perdas na bateria, são calculadas de acordo com o seu modo de operação no intervalo i : caso esteja carregando, as perdas são calculadas conforme (9); caso esteja descarregando, de acordo com (10).

$$P_{perdas,i}^C = \left| -p_{pu,i} \cdot P_{nom}^{bat,n} \cdot \frac{100 - \eta_C}{100000} \right| + \frac{\eta_C}{100} \cdot P_{perdas,i}^{cte} \quad (9)$$

$$P_{perdas,i}^D = \left| \frac{-p_{pu,i} \cdot P_{nom}^{bat,n}}{1000} \cdot \left(\frac{100}{\eta_D} - 1 \right) \right| + \frac{100}{\eta_D} \cdot P_{perdas,i}^{cte} \quad (10)$$

Tendo que η_C e η_D são as eficiências de carga e descarga em percentual, respectivamente, e que neste trabalho assumem valores iguais; $P_{nom}^{bat,n}$ é a potência nominal da bateria em questão, dada em [kW]; $P_{perdas,i}^{cte}$ são as perdas que representam o efeito da autodescarga da bateria, em [kW]. $p_{pu,i}$ representa a variação do SOC no instante i .

C. Utilização do Método de Algoritmo Genético para Solução do Problema

O problema em questão possui característica de ser uma programação dinâmica não-linear, de variáveis contínuas, em que a solução de um estágio (ID) depende de estágios anteriores. Ou seja, é um problema de difícil solução quando se faz o uso de métodos clássicos. Desta forma, neste trabalho, optou-se por utilizar o Algoritmo Genético (AG), um método meta-heurístico que utiliza em sua base sistemas não determinísticos para o aprimoramento da solução.

O fluxograma da Fig. 2 mostra o AG utilizado para buscar a solução ótima.

Em **P1** é realizada a inicialização das variáveis, nas quais são definidos os IDs, a quantidade de baterias no sistema, bem os parâmetros nominais de cada uma delas, como potência e tensão nominal, capacidade de armazenamento, SOC mínimo e máximo, percentual de perdas devido à autodescarga e barra e fase de conexão no sistema estudado.

Em **P2** é criada uma população inicial correspondente a um conjunto de indivíduos, que representam possíveis soluções para o problema. Neste trabalho, cada indivíduo é representado por um vetor, cujas posições correspondem ao SOC final para cada ID.

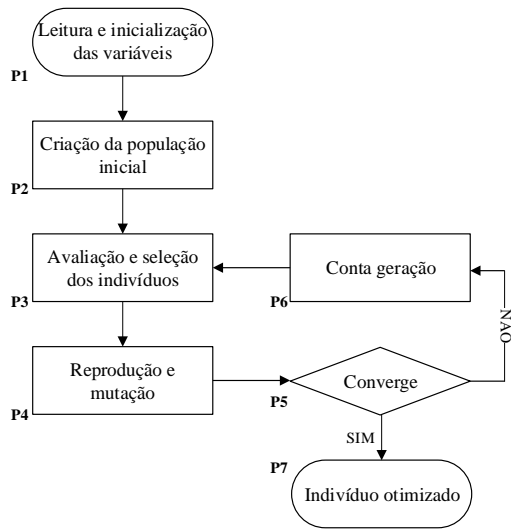


Fig. 2. Fluxograma do AG

Em **P3**, cada indivíduo é analisado, ou seja, o gene é decodificado e para cada intervalo é realizado o fluxo de potência correspondente, no OpenDss. Após as simulações, tendo os resultados de tensão de cada fluxo de potência simulado, as perdas são contabilizadas e as restrições são verificadas. Os indivíduos mais aptos, que correspondem às melhores soluções, são selecionados. Os indivíduos mais aptos são aqueles que conseguem reduzir mais perdas no sistema, adequando-se a todas as restrições do problema. Caso contrário, são penalizados e descartados.

O próximo passo é **P4**, momento em que ocorre a reprodução dos indivíduos selecionados, bem como pequenas alterações aleatórias ou mutações, constituindo uma nova população na mesma geração ou em uma geração subsequente.

Em **P5**, verifica-se a convergência do método através de uma tolerância numérica ou através da análise de todas as populações especificadas previamente; havendo convergência do método, o próximo passo é **P7**, finalizando o processo com a determinação da solução do problema, caso contrário, uma nova geração é gerada e o processo se reinicia a partir de **P3**.

IV. RESULTADOS

A aplicação do método proposto será apresentada em dois sistemas. O primeiro, para exemplificação, é um sistema de pequeno porte, monofásico, com 4 barras. Já o segundo, é o sistema IEEE 13 barras modificado.

A. Sistema Didático de 4 barras

O sistema de 4 barras é mostrado na Fig. 3, o qual possui uma tensão nominal de 600[V]. Cada linha possui uma extensão de 1[km] com impedância de $0,2 + j0,4[\Omega/\text{km}]$. A carga possui potência nominal de 40[kVA], com fator de potência unitário. As perdas do sistema sob tais condições são de 3,093[kW].

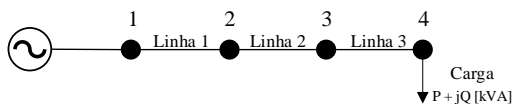


Fig. 3. Sistema de 4 barras didático

Com o intuito de facilitar o entendimento do método, o perfil de carga variante no tempo considerado é o mesmo para ambos os sistemas e é apresentado na Fig. 4. Este leva em consideração um tempo total de quatro horas, com intervalos de demanda de 1 hora. Logo, aplicando (1), serão estudados quatro intervalos de demanda.

Ao se utilizar esse perfil de carga, é possível avaliar o funcionamento do método proposto, tendo em vista que ele vai ser submetido a situações extremas do sistema: ora estará sem nenhuma carga e ora com carga nominal total. Assim, é esperado que quando o sistema estiver sem nenhuma carga, o gerador atue de forma a carregar a bateria. Quando o sistema estiver sob carga nominal, é esperado que a bateria se descarregue dentro dos limites permissíveis, fornecendo sua energia para o sistema, de forma que o gerador atenda o restante da demanda.

Com relação às restrições impostas no problema, todos os casos analisados possuem limites de tensão de operação mínimos e máximos de 0,95 e 1,05 pu, respectivamente. O AG será executado utilizando 75 gerações, com 35 indivíduos, taxa de reprodução de 0,8 e um elitismo 3. Como o AG não garante a otimalidade do problema, esse foi executado 5 vezes e foi considerado o melhor dos resultados. Os parâmetros de execução do AG foram obtidos de forma empírica.

Considerando-se o perfil de carga variante no tempo apresentado e inicialmente sem considerar nenhuma bateria, o sistema apresenta perdas de energia totais de 6,18[kWh] ($ID_1=0$; $ID_2=3,09$ [kWh]; $ID_3=0$; $ID_4=3,09$ [kWh]).

Para a análise do método dois casos em relação a definição da bateria foram examinados: o primeiro é relacionado a uma bateria ideal de potência nominal de 4 [kW] com perdas de autodescarga nulas, eficiência de carga e descarga de 100% e limites mínimos e máximos de SOC de 0 e 100%, respectivamente; o segundo avaliará uma bateria real de potência nominal de 4 [kW], com perdas de autodescarga de 0,1%, eficiência de 98% para a carga e para a descarga e limites mínimos e máximos de SOC de 15 e 90%, respectivamente. A energia inicial armazenada na bateria possuirá o mesmo valor do limite mínimo adotado em cada caso. Dessa forma, serão avaliados 4 casos para este sistema:

- *Caso 1*: bateria ideal conectada na barra 3;
- *Caso 2*: bateria ideal conectada na barra 4;
- *Caso 3*: bateria real conectada na barra 3;
- *Caso 4*: bateria real conectada na barra 4.

Os resultados do SOC apresentados pelo AG que garantem um melhor aproveitamento da bateria, reduzindo as perdas no sistema e sem ocorrer violação de tensão, são mostrados na Tabela I.

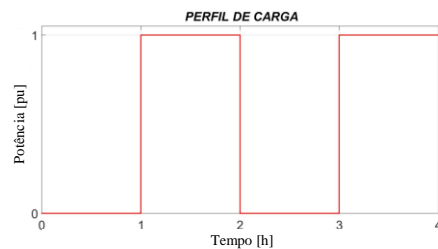


Fig. 4. Perfil de carga de estudo

TABELA I. RESULTADOS DE SOC FINAL DADOS PELO AG PARA O SISTEMA DE 4 BARRAS

Tempo [h]	SOC final, em [%]			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
0-1	100	100	90	90
1-2	0	0	15	15
2-3	100	100	90	90
3-4	0	0	15	15

A Tabela II mostra os resultados em relação as perdas totais de energia reduzidas pelo AG para cada caso. A redução de perdas em percentual ($E_{red\%}$) pode ser calculada de acordo com a equação (11), em que FOB é calculado conforme a equação (4). E_{TOT} é o valor das perdas totais de energia no sistema sem a alocação de bateria, que neste caso possui o valor de 6,18 [kWh].

$$E_{red\%} = \frac{E_{TOT} - FOB}{E_{TOT}} \cdot 100 \quad (11)$$

B. Sistema IEEE 13 Barras – Modificado

Neste caso foi utilizado um equivalente monofásico do sistema IEEE 13 barras mostrado na Fig. 5. A carga total do sistema é de 998 [kW] e as perdas sob condições base são de 41,98 [kW].

Neste sistema o método proposto será aplicado alocando duas baterias monofásicas idênticas em diferentes locais do sistema ao mesmo tempo. A bateria 1 será alocada na barra 675, que é uma barra terminal, e a bateria 2 na barra 671, que é a barra do sistema que concentra a maior quantidade de carga. Ambas baterias terão potência nominal de 50 [kW], que juntas representam aproximadamente 10% da carga nominal total do sistema. Novamente serão avaliados os casos com as baterias ideais e com as baterias reais, com os mesmos parâmetros considerados no sistema 4 barras. Os resultados apresentados pelo AG em relação ao SOC são mostrados na Tabela III e em relação às perdas e a redução percentual no sistema na Tabela IV. O cálculo da redução percentual das perdas também é dado de acordo com (11). Vale ressaltar que para o perfil de carga considerado, as perdas de energia totais desse sistema alcançam 92,28 [kWh].

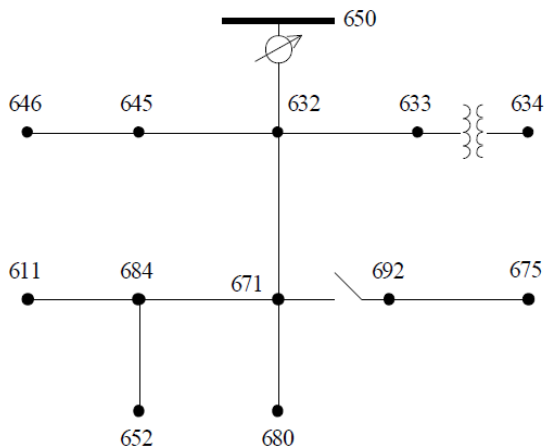


Fig. 5. Sistema IEEE 13 barras (IEEE DSASC)

TABELA II. PERDAS REDUZIDAS NO SISTEMA

Perdas em [kWh]	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Sistema	5,39	4,96	5,58	5,26
Bateria	0,00	0,00	0,25	0,25
Totais (FOB)	5,39	4,96	5,84	5,51
$E_{red\%}$	12,78	19,74	5,50	10,85

C. Discussão

Os casos avaliados apresentaram resultados condizentes com a situação de carga proposta: considerando a bateria ideal, nos instantes em que o sistema se encontrou sem carga, a bateria carregou até o seu limite máximo e, quando o sistema apresentou carga nominal, a bateria descarregou, alimentando a carga do sistema e reduzindo, assim, as perdas totais.

Nota-se também que o modelo real da bateria apresenta uma eficiência reduzida quando comparado ao modelo ideal, pois as perdas internas são relevantes.

No sistema de 13 barras, quando são consideradas duas baterias ideais em barras diferentes do sistema, estas são utilizadas nas suas capacidades máximas de fornecimento de energia, reduzindo as perdas do sistema em 16,5%. Porém, utilizando o modelo de baterias real, as perdas no sistema aumentaram, quando comparado ao caso com baterias ideais. O valor da FOB foi reduzido em 14,81% em relação ao caso base.

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um método para otimizar a carga e a descarga de baterias considerando a variação da carga no sistema, utilizando algoritmos genéticos. O objetivo foi reduzir as perdas elétricas e manter a tensão entre limites especificados. Foram considerados o modelo ideal e o modelo real de baterias.

TABELA III. RESULTADOS DO SOC DADOS PELO AG PARA O IEEE 13 BARRAS

Tempo [h]	SOC final, em [%]			
	Caso 1		Caso 2	
	Bat. 1	Bat. 2	Bat. 1	Bat. 2
0-1	100	100	90	90
1-2	0	0	15	15
2-3	100	100	90	90
3-4	0	0	15	15

TABELA IV. PERDAS REDUZIDAS NO SISTEMA

Perdas em [kWh]	Caso 1: Bateria ideal		Caso 2: Bateria real
Sistema	77,02		73,92
Bateria	1	0,00	3,22
	2	0,00	3,22
Totais (FOB)	77,02		80,37
$E_{red\%}$	16,54		14,81

Nota-se através das simulações envolvendo o modelo real das baterias, que o valor das perdas por autodescarga, bem como o rendimento da bateria devem ser corretamente representadas, não podendo ser desprezadas. Além disso, o local de instalação das baterias deve ser cuidadosamente estudado, para que sejam obtidos resultados benéficos ao sistema, que neste caso, compreende à redução das perdas.

Os resultados encontrados atenderam o objetivo proposto nos sistemas analisados. Deste modo considera-se que o método implementado apresentou uma aplicação interessante e um refinamento da mesma pode ser realizado posteriormente, sendo um ponto de partida para novos estudos.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a CNPq, CAPES, FAPEMIG, PPEE/UFJF e ao INERGE.

REFERENCIAS

- [1] W. Lin, G. t Chen, e X. y Qiu, "Optimal Load Distribution of Microgrid Including Vanadium Redox Flow Battery", in *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2012, p. 1–4.
- [2] H. Nazaripouya, Y. Wang, P. Chu, H. R. Pota, e R. Gadh, "Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation", in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015, p. 1–5.
- [3] Y. Zhang, S. Ren, Z. Y. Dong, Y. Xu, K. Meng, e Y. Zheng, "Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition", *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 11, n° 15, p. 3862–3870, 2017.
- [4] Y. J. Kim, "Experimental study of battery energy storage systems participating in grid frequency regulation", in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*, 2016, p. 1–5.
- [5] T. T. Oliveira, M. S. N. Silva, K. B. Nascimento, D. R. R. P. Araujo, e L. R. Araujo, "Evaluation of the performance of the state of charge on a Lithium-ion battery energy storage system applied to primary frequency regulation of microgrids", in *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 2017, p. 1–6.
- [6] Y. Ning, X. Li, X. Ma, X. Jia, e D. Hui, "Optimal schedule strategy of battery energy storage systems for peak load shifting based on interior point method", in *2016 12th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, 2016, p. 2285–2288.
- [7] Z. Taylor *et al.*, "Battery-assisted distribution feeder peak load reduction: Stochastic optimization and utility-scale implementation", in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, p. 1–5.
- [8] R. A. Jacob, A. Bhattacharya, e S. Sharma, "Feasibility study and analysis of battery energy storage system and network reconfiguration in active distribution network", in *2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)*, 2017, p. 1–@.
- [9] A. L. M. dos Santos, L. Oliveira, B. H. Dias, e J. G. de Oliveira, "Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", 2017.
- [10] O. Babacan, W. Torre, e J. Kleissl, "Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration", in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, p. 1–5.
- [11] R. C. Dugan, D. Montenegro, e A. Ballanti, "Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)", p. 199, 2016.
- [12] R. Dugan, "OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element". 2010.
- [13] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgar Blucher Ltda, 1983.