

IMPLEMENTAÇÃO DE UM ALGORITMO DE OPERAÇÃO DA BATERIA PARA CONTROLAR A MAGNITUDE DE TENSÃO EM MICRORREDES

Ana Luíza Félix de Souza – analuizafelixdesouza@gmail.com

Luiza Higinio Silva Santos

Marcos Julio Rider Flores

Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Resumo. As microrredes estão desempenhando um papel crescente na evolução conceitual do sistema elétrico tradicional em direção a uma rede mais descentralizada e moderna. Para que uma microrrede funcione adequadamente, deve haver uma operação coordenada entre as fontes de geração, o sistema de armazenamento de energia e a gestão de demanda para mitigar os problemas de desvio da magnitude de tensão da microrrede. Neste artigo, apresenta-se a implementação de um algoritmo heurístico baseado em regras visando melhorar o perfil de tensão de uma microrrede usando a operação da bateria. O algoritmo foi testado numa microrrede laboratorial real, chamada LabREI, localizada na FEEC/UNICAMP, e os resultados mostram que a operação da bateria definida pelo algoritmo foi capaz de aproximar as magnitudes das tensões mínimas da microrrede a um valor pré-definido.

Palavras-chave: Controle de magnitude de tensão, Gerenciamento de operação, Microrredes

1. INTRODUÇÃO

No cenário da transformação contínua do sistema elétrico global, as microrredes têm emergido como protagonistas significativos na redefinição do panorama energético em direção a uma rede mais descentralizada e moderna (Pullins, 2019). O departamento de energia dos EUA define uma microrrede como um “grupo de cargas interconectadas e recursos de energia distribuída (*Distributed Energy Resource* – DER) dentro de limites elétricos claramente definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede e pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ela opere tanto no modo conectado à rede como no modo ilhado” (Ton e Smith, 2012).

Nesse contexto, a principal vantagem explorada pelas microrredes é a integração de diversas tecnologias de recursos distribuídos de energia (Muhtadi *et al.*, 2021) que ganharam destaque na última década. Dentre elas, podemos citar as fontes renováveis distribuídas (geração fotovoltaica - PV, eólica, biogás) e sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage System* – ESS), a exemplo de baterias (*Battery ESS* - BESS) e flywheels. Nos últimos anos, houve uma significativa redução nos preços dessas tecnologias, que anteriormente eram de difícil acesso devido aos custos elevados. Quanto aos custos de instalação de sistemas fotovoltaicos, um estudo realizado por Greener (2011) identificou uma média de 8,9% de redução nos preços para os usuários finais.

Portanto, dadas as vastas possibilidades de geração de energia renovável no Brasil, como a diminuição dos custos dos sistemas fotovoltaicos, o desenvolvimento dos dispositivos de armazenamento e dos sistemas de supervisão/controle da rede elétrica associados aos benefícios técnicos e econômicos, existe um incentivo para a implementação de microrredes, especialmente em edifícios, campi universitários e comunidades residenciais, e para o desenvolvimento de tecnologias para o gerenciamento energético dessas microrredes (López, 2020).

Nesse cenário, o gerenciamento coordenado dos recursos distribuídos de energia é fundamental para o funcionamento eficiente de uma microrrede (Jiayi *et al.*, 2008). Em virtude disso, muitos estudos na literatura buscam encontrar técnicas para gerenciamento de microrredes, de modo a assegurar um funcionamento adequado e usufruir melhor das vantagens fornecidas pelo uso delas (Jirhedi *et al.*, 2020). Para isso, é necessário que o sistema de gerenciamento de energia (*Energy Management System* - EMS) da microrrede defina os despachos de cada um de cada um dos recursos distribuídos de energia (DERs), visando determinados objetivos, como minimização de custos, redução de perdas, diminuição das oscilações de tensão e amenização da emissão de gases do efeito estufa (Hatziaargyriou, 2014).

Muitos algoritmos foram desenvolvidos visando otimizar a operação de microrredes, como algoritmos estocásticos (Gao *et al.*, 2021), algoritmos genéticos (Rodríguez *et al.*, 2019), otimização de enxame de partículas, lógica difusa (Katiraei *et al.*, 2008), programação misto-inteira linear (Mashayekh *et al.*, 2017), entre outros. Entretanto, muitos dos modelos estudados são algoritmos complexos que demandam muitos recursos computacionais, impossibilitando o gerenciamento atualizado da microrrede em tempo real.

Nesse contexto, Santos (2022) criou um algoritmo para a operação da BESS baseado em regras heurísticas e implementou-o em simulação com amostras a intervalos de tempo de 1 minuto para uma microrrede numa Universidade. Esse algoritmo permite que o controle da microrrede atue em tempo real, de acordo com os dados atualizados de carga e geração de energia, com o objetivo de controlar as tensões mínimas da microrrede frente às variações de carga e geração PV.

Este artigo propõe a implementação do algoritmo desenvolvido por Santos (2022) em outra microrrede e considerando intervalos de tempo de 1h, de modo a verificar sua eficácia em reduzir as oscilações de tensão do sistema. Tal verificação foi feita experimentalmente tanto em simulação na plataforma OpenDSS (Dugan, 2016) quanto em experimentos práticos em uma microrrede laboratorial real, LabREI, localizada na FEEC/UNICAMP.

2. METODOLOGIA

2.1 Microrrede laboratorial - LabREI

O LabREI é o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, que dispõe de uma estrutura de microrrede em escala laboratorial. Essa estrutura inclui uma variedade de equipamentos para simulação de microrredes, com a capacidade de alterar as configurações dos nós, conexões e barramentos, permitindo a simulação de diversos cenários de carga, conexão de DERs e mudanças na configuração da rede (LabREI, 2023).

Como mostra a Fig. 1, o LabREI dispõe de 13 barramentos, aos quais podem ser conectados os equipamentos na configuração desejada. Ademais, o laboratório conta com um simulador de rede programável (9410-48-TP), simulador de carga programável de 4 quadrantes (NHR9430) e carga passiva RLC programável (JUNXY-AC230V). Esses equipamentos estão vinculados a um controle centralizado com protocolo TCP/IP, permitindo o controle simultâneo dos dispositivos e obtenção dos valores de potência, tensão e corrente sobre eles.

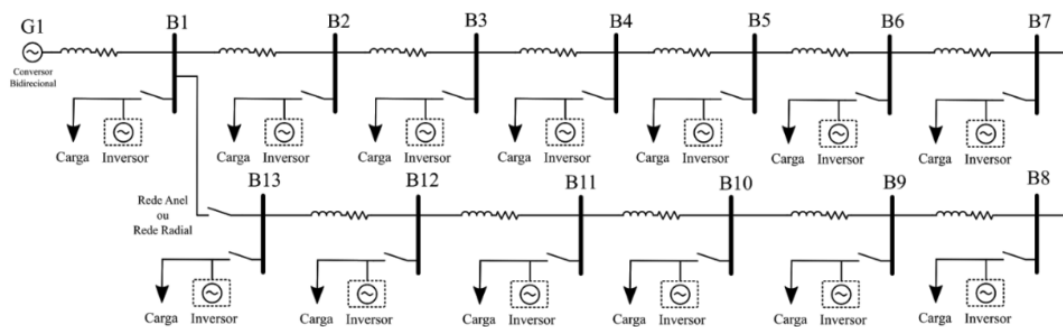


Figura 1 – Diagrama unifilar do LabREI.

Os parâmetros da microrrede LabREI relevantes para a modelagem constam na Tab.1.

Tabela 1 - Características elétricas do LabREI.

| PARÂMETRO | VALOR |
|--|--------------------|
| Tensão | 220 V trifásico |
| Área transversal dos fios | 35 mm ² |
| Comprimento dos fios (entre dois barramentos) | 25 m |
| Potência máxima da carga passiva programável | 15 kW |
| Potência máxima da carga programável de 4 quadrantes | 12 kW |

2.2 Modelagem em OpenDSS

O OpenDSS (Dugan, 2016) é uma plataforma de modelagem, simulação e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica desenvolvida pelo EPRI. Essa ferramenta permite a simulação de redes elétricas e microrredes com suporte para a integração dos DERs. As simulações realizadas com o OpenDSS são de natureza estática e em regime permanente, possibilitando a avaliação das tensões nos pontos de conexão da microrrede e as potências ativa e reativa sobre cada elemento.

Para a modelagem da microrrede LabREI, utilizou-se o modo *daily*, que permite realizar a simulação no período de um dia, com *stepsiz*e de 1 hora (24 pontos). A Tab. 2 indica os elementos do OpenDSS utilizados para a modelagem e os parâmetros necessários para a definição deles.

Tabela 2 - Elementos do OpenDSS e parâmetros necessários.

| ELEMENTOS | PARÂMETROS NECESSÁRIOS |
|--|---|
| Circuit (Equivalente de Thévenin da rede) | Tensão, barramento. |
| Line (linha) | Barramentos, comprimento, geometria dos fios, fases. |
| Loadshape (curvas de potência de cada carga/gerador) | Número de pontos, vetor com fator multiplicador de potência ativa e potência reativa para cada ponto. |
| Load (carga/bateria) | Tensão, barramento, potência máxima, <i>loadshape</i> , fases. |
| Generator (gerador) | Tensão, barramento, potência máxima, <i>loadshape</i> , fases. |

Para os dados de tensão, barramentos e fios, levou-se em consideração as características elétricas do LabREI descritas na Tab. 1. Ademais, foi posicionada uma carga passiva no barramento 13, e os recursos distribuídos de energia (gerador fotovoltaico e bateria) no barramento 6, conforme a Fig. 2.

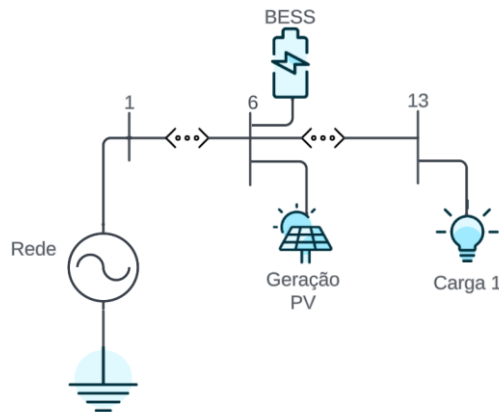


Figura 2 - Diagrama da modelagem do LabREI realizada.

A modelagem considerou uma curva padrão de potência para a geração de energia fotovoltaica, com potência máxima de 8 kW, e uma carga de perfil residencial, como mostra a Fig. 3. A bateria, com operação a ser definida pelo algoritmo, foi considerada com capacidade máxima de 12 kWh e potência máxima de 3,2 kW.

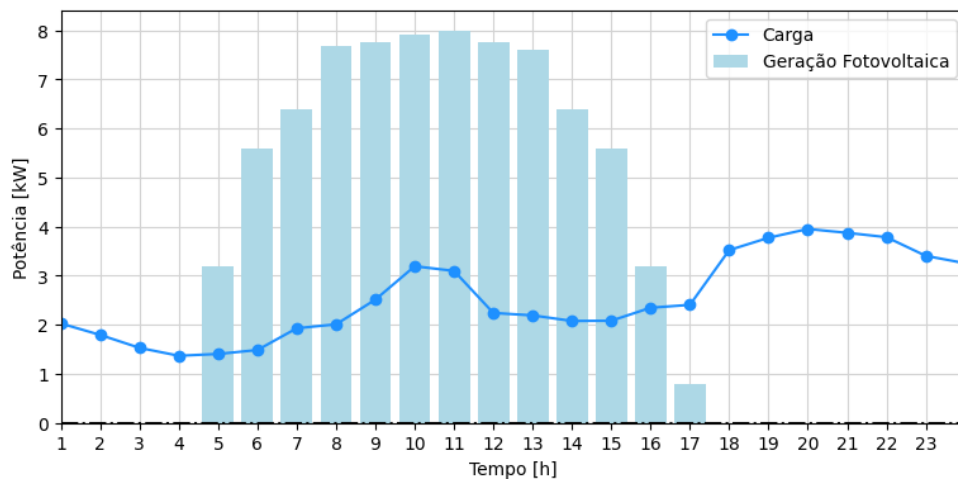


Figura 3 - Curvas de potência ativa da carga passiva e geração PV definidos na modelagem.

2.3 Algoritmo de tensões mínimas

O algoritmo de tensões mínimas foi, originalmente, desenvolvido e implementado por Santos (2022) para a microrrede CampusGRID. A adaptação do algoritmo para operação no LabREI consistiu, primeiramente, em uma modelagem preliminar que considerou a operação da microrrede sem a bateria. Para cada ponto da simulação, obteve-se o valor da tensão mínima V_{min} [V] do sistema. A curva das tensões mínimas, assim como o valor médio das tensões mínimas V_{med} [V] durante o período de um dia, consta na Fig. 4. O objetivo principal do algoritmo para a operação da bateria é minimizar as oscilações de tensão, de modo a aproximar a curva de tensões mínimas da média das tensões mínimas, diminuindo as variações de tensão que ocorrem durante o dia por conta da demanda de carga e da geração fotovoltaica.

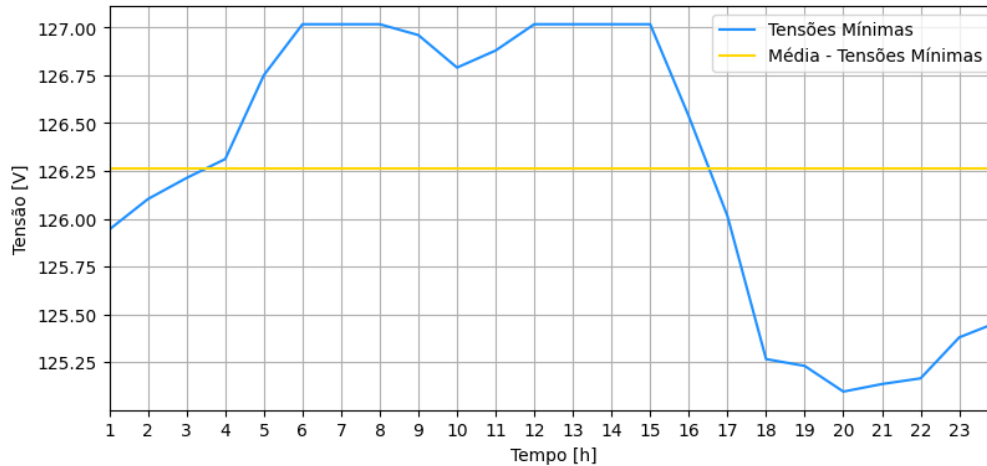


Figura 4 - Curva das tensões mínimas da microrrede e média das tensões mínimas na modelagem preliminar, sem operação da bateria.

Para analisar o efeito da atuação da bateria nas tensões mínimas do sistema, realizou-se uma simulação em OpenDSS considerando apenas a bateria operando em sua potência máxima (P_{max} [W]), e registrou-se os valores de tensões mínimas de $V_c = 126,42$ V (bateria carregando) e $V_d = 127,02$ V (bateria descarregando). Desse modo, como a tensão de fase fornecida pela rede é de aproximadamente 127,01 V, conclui-se que o aumento de demanda de potência por parte da bateria gera uma queda na tensão mínima, enquanto a injeção de potência a aumenta. Portanto, o BESS pode atuar de modo a, nos instantes apropriados, carregar para diminuir a tensão mínima e descarregar para aumentá-la.

A partir dessa análise, foi projetado um controle proporcional para a operação da bateria, de modo que, de acordo com a diferença entre a tensão mínima no instante e V_{med} , o algoritmo definisse o despacho da bateria para o instante de tempo seguinte. Para isso, foram definidas constantes de carregamento (k_c [VW^{-1}]) e descarregamento (k_d [VW^{-1}]), calculadas por Eq.(1) e Eq.(2).

$$k_c = \frac{|V_c - V_{med}|}{P_{max}} \quad (1)$$

$$k_d = \frac{|V_d - V_{med}|}{P_{max}} \quad (2)$$

O algoritmo também considerou os limites energéticos da bateria, de modo que o estado de carga (SOC – *state of charge*) se mantivesse entre 10% e 90%. Ademais, determinou-se que a bateria operaria somente quando a potência definida pelo controle estivesse acima de 320 W (P_{min} [W]). A Fig. 5 apresenta o fluxograma do funcionamento do algoritmo estabelecido. Para a modelagem e simulações, considerou-se a bateria com carga inicial de 10% de sua capacidade.

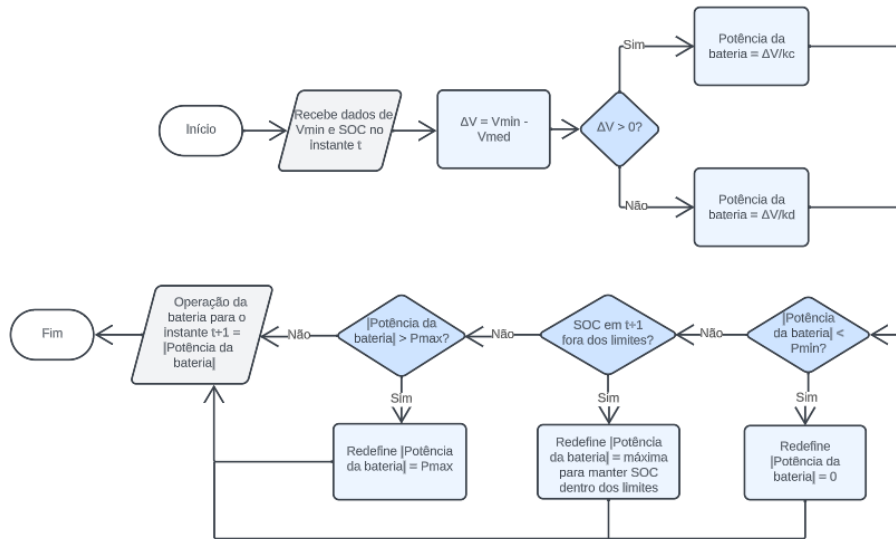


Figura 5 - Fluxograma do algoritmo heurístico.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Modelagem em OpenDSS com operação da bateria

Na modelagem em OpenDSS, obteve-se $V_{med} = 126,27 V$, $k_d = 2,35 \cdot 10^{-4} VW^{-1}$ e $k_c = 4,85 \cdot 10^{-5} VW^{-1}$. A potência ativa dos elementos da modelagem está apresentada na Fig. 6. A Fig. 7 retrata o estado de carga da bateria durante sua operação. A partir dos gráficos obtidos, nota-se que a bateria começa a carregar quando se inicia a geração fotovoltaica, até atingir o limite estabelecido de 90% da sua capacidade. Ademais, a bateria opera de modo a descarregar ao fim da geração fotovoltaica e momento de maior demanda da carga passiva, até o momento em que atinge o limite inferior de 10% de carga.

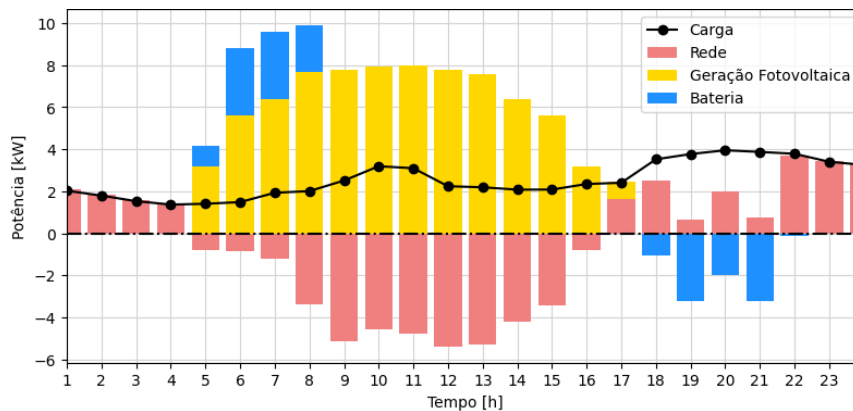


Figura 6 - Gráfico das potências da microrrede com a operação da bateria pelo algoritmo de tensões mínimas (modelagem).

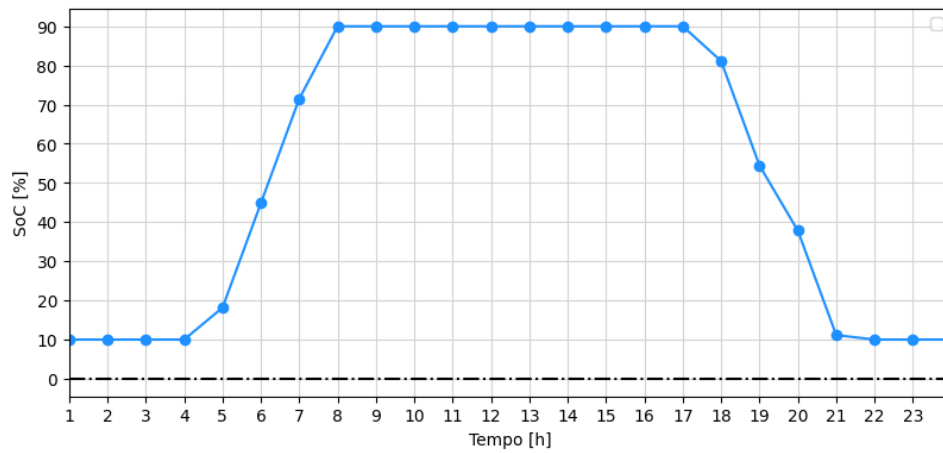


Figura 7 - Estado de carga da bateria durante operação por algoritmo de tensões mínimas (modelagem).

O impacto da operação da bateria definida pelo algoritmo nas tensões mínimas do sistema pode ser verificado na Fig. 8. Percebe-se que, como esperado, o algoritmo contribuiu para que a curva das tensões mínimas se aproximasse do valor médio durante a operação da bateria (períodos entre 5h e 8h e entre 18h e 21h). Durante o período da noite, percebe-se uma variação evidente das tensões mínimas com operação do BESS. Isso pode ser explicado pelo fato de, ao observar uma grande diferença entre a tensão mínima no instante e V_{med} , o algoritmo definir uma operação para a bateria que diminuísse essa diferença no instante seguinte. Entretanto, no instante seguinte, ao observar essa diferença entre V_{min} e V_{med} menor do que no instante anterior, o algoritmo define um despacho menor do BESS, sem considerar o efeito que a própria bateria teve na diminuição da diferença entre as tensões. Desse modo, a diferença entre V_{min} e V_{med} aumenta novamente. Portanto, o fato de o algoritmo não considerar qual foi a operação da bateria no instante anterior, responsável por causar um efeito no valor das tensões mínimas do sistema, resulta numa oscilação de tensão conforme observado na Fig. 8 entre 18h e 22h.

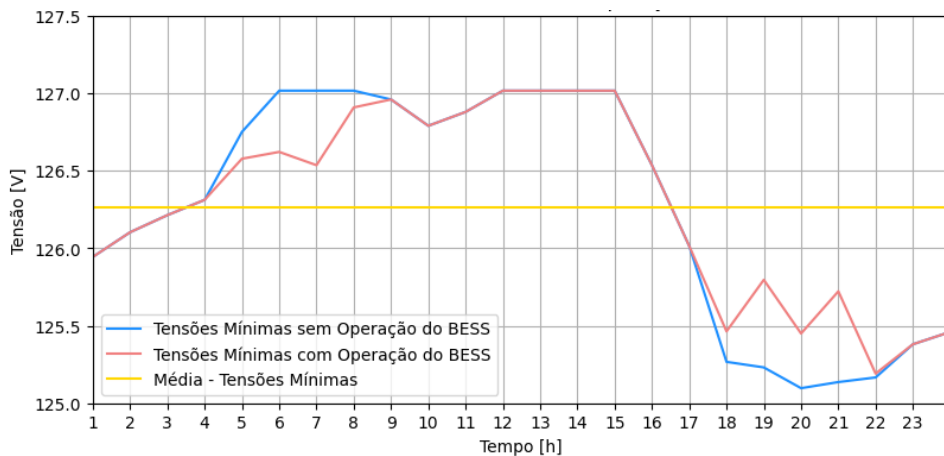


Figura 8 - Comparação das tensões mínimas com e sem operação da bateria por algoritmo de tensões mínimas (modelagem).

3.2 Experimento no LabREI com operação da bateria

Foram realizados dois experimentos na microrrede do LabREI, ambos utilizando as mesmas curvas de potência de carga e geração fotovoltaica realizadas na modelagem. No primeiro, utilizou-se o despacho da bateria definido na modelagem em OpenDSS. No segundo, realizaram-se os experimentos preliminares para o cálculo dos valores reais de V_{med} , k_c e k_d , e utilizou-se novamente o algoritmo de tensões mínimas em tempo real para definir a operação da bateria, obtendo as potências apresentadas na Fig. 9. Obteve-se experimentalmente $V_{med} = 125,98 V$, $k_d = 3,25 \cdot 10^{-4} VW^{-1}$ e $k_c = 9,99 \cdot 10^{-5} VW^{-1}$.

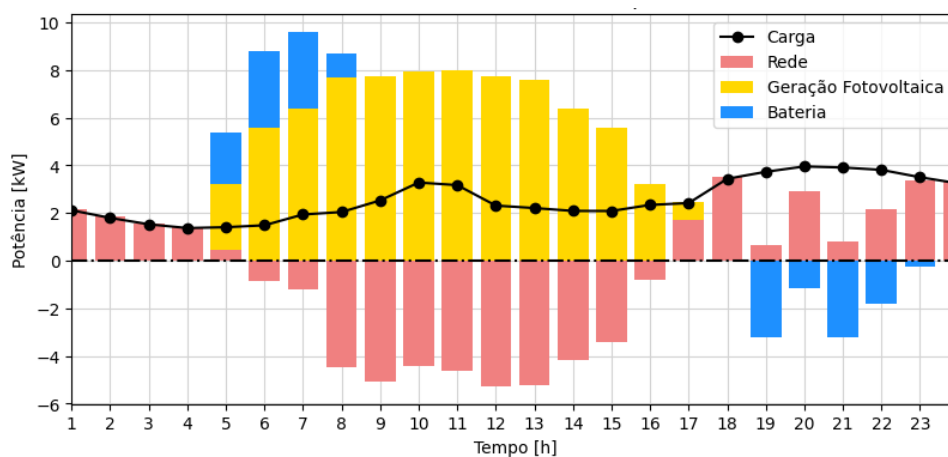


Figura 9 - Gráfico das potências da microrrede com a operação da bateria pelo algoritmo de tensões mínimas (experimento).

Os resultados obtidos para as curvas de tensões mínimas nos dois experimentos (operação definida na modelagem e operação real) constam na Fig. 10. Observa-se que a média das tensões mínimas obtida na microrrede LabREI foi menor do que a obtida na modelagem, razão pela qual as tensões mínimas para a operação definida na modelagem ficaram abaixo das tensões mínimas com a operação real. Desse modo, a operação definida na modelagem permitiu aproximar mais a curva de tensões mínimas à média durante o carregamento da bateria (entre 5h e 8h), enquanto a operação em tempo real se mostrou mais vantajosa no período da noite. As diferenças nas curvas de tensões mínimas quando não há operação da bateria se devem a incertezas dos equipamentos e medições do laboratório. Assim como na modelagem, observa-se oscilações de tensão no período das 18h às 22h, devido à não consideração do efeito da operação da bateria nas tensões do instante anterior.

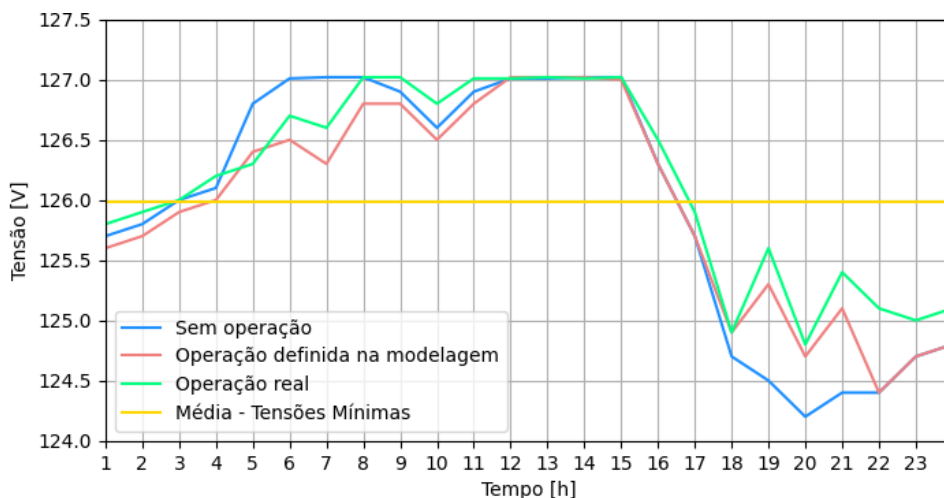


Figura 10 - Comparação das tensões mínimas para os casos sem operação da bateria, com a operação definida na modelagem e com a operação real.

4. CONCLUSÕES

A implementação de um algoritmo heurístico baseado em regras visando melhorar o perfil de tensão de uma microrrede usando a operação da bateria foi apresentada neste artigo. A microrrede laboratorial LabREI localizada na FEEC/UNICAMP, foi utilizada para realizar as simulações. Os resultados obtidos demonstram a influência do algoritmo de operação da bateria nas magnitudes das tensões mínimas da microrrede, que definiu o carregamento da bateria durante a produção de energia fotovoltaica e seu descarregamento no período de maior demanda de carga. Ao observar a operação na modelagem e nos experimentos em microrrede laboratorial, torna-se evidente que o algoritmo contribuiu para uma maior proximidade das tensões mínimas ao valor especificado. No entanto, as oscilações notáveis durante a noite indicam a necessidade de uma abordagem mais refinada que leve em consideração o histórico da operação da bateria, de modo a controlar melhor a magnitude de tensão.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelos processos nº 2022/12154-1 e nº 2022/03441-7, e do Centro Paulista de Estudos da Transição Energética (CPTEn).

REFERÊNCIAS

- About LabREI. LabREI Interdisciplinary Research Activities in Electric Smart Grids. Disponível em: <https://labrei.dsce.fee.unicamp.br/index.php/about-labrei/>. Acesso em: 31 de outubro 2023.
- Dugan, R.C. and McDermott, T., 2016. Reference guide. The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). EPRI.
- Gao, K., Wang, T., Han, C., Xie, J., Ma, Y. and Peng, R., 2021. A Review of Optimization of Microgrid Operation Energies 14 2842
- Greener (Brasil, Butantã, SP), 2019. Mercado fotovoltaico de geração distribuída: Tecnologias de módulos.
- Hatziargyriou, N. ed., 2014. Microgrids: architectures and control. John Wiley & Sons.
- Jiayi, H., Chuanwen, J. and Rong, X., 2008. A review on distributed energy resources and MicroGrid. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12(9), pp.2472-2483.
- Jirdehi, M.A., Tabar, V.S., Ghassemzadeh, S. and Tohidi, S., 2020. Different aspects of microgrid management: A comprehensive review. Journal of Energy Storage, 30, p.101457.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N. and Dimeas, A., 2008. Microgrids management. IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 3, pp. 54-65
- López, J. C., Ota, J. I. Y., Rider, M. J., Pomilio, J. A., da Silva, L. C., & Bento, R. G., 2020. Objetivos e desafios do projeto de p&d merge: Microgrids for efficient, reliable and greener energy. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE, 1(1).
- Mashayekh, S., Stadler, M., Cardoso, G. and Heleno, M., 2017. A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids. Applied Energy, 187, pp.154-168.
- Muhtadi, A., Pandit, D., Nguyen, N. and Mitra, J., 2021. Distributed energy resources based microgrid: Review of architecture, control, and reliability. IEEE Transactions on Industry Applications, 57(3), pp.2223-2235
- Pullins, S., 2019. Why microgrids are becoming an important part of the energy infrastructure. The Electricity Journal, 32(5), pp.17-21.
- Rodríguez, Á. N., Gutiérrez, D. R., Alvarado, L. B., Tapia, A. and Escaño, J. M., 2019. A MPC Strategy for the Optimal Management of Microgrids Based on Evolutionary Optimization Electronics 8 1371
- Santos, L., H., S., 2022. Modelagem e simulação das microrredes piloto do projeto MERGE-UNICAMP, Dissertação de Mestrado, FEEC, UNICAMP, Campinas.
- Ton, D.T. and Smith, M.A., 2012. The US department of energy's microgrid initiative. The Electricity Journal, 25(8), pp.84-94.

IMPLEMENTATION OF AN ALGORITHM FOR BATTERY OPERATION TO CONTROL VOLTAGE MAGNITUDE IN MICROGRIDS

Abstract. *Microgrids are playing an increasingly significant role in the conceptual evolution of the traditional electrical system towards a more decentralized and modern network. For a microgrid to function properly, there must be coordinated operation among generation sources, energy storage systems, and demand management to mitigate voltage magnitude deviation issues within the microgrid. This article presents the implementation of a rule-based heuristic algorithm aimed at improving the voltage profile of a microgrid using battery operation. The algorithm was tested in a real laboratory microgrid, named LabREI located at FEEC/UNICAMP, and the results indicate that the battery operation defined by the algorithm was able to approximate the minimum voltage magnitudes of the microgrid to a predefined value.*

Keywords: *Microgrids, Operation management, Voltage control*