

## Controle de frequência em redes de baixa inércia por meio de cortes de carga, geração e uso de baterias

Raquel Guerra, Raphael Poubel, Úrsula Resende\* Wesley Peres\*\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEL),  
Centro Federal de Educação Tecnológica, MG, (e-mails:  
raqueldecauxg@gmail.com, poubel@cefetmg.br,  
resendeursula@cefetmg.br)

\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São  
João del-Rei, MG, (e-mail: wesley.peres@ufsj.edu.br)

---

**Abstract:** This work proposes a formulation for the minimum load and generation sheddings, as well as the use of an energy storage system in electrical energy networks, to allow the maintenance of frequency within safe limits. To this end, an optimization problem was formulated that considers the particularities of wind generators as well as the droop characteristics of dispatchable generators. In addition, the charging/discharging of a battery was modeled considering its state of charge. The approach is applied to an isolated microgrid considering a planning horizon of 24 hours and residential load profile. For the optimal identification of the shedding, it was decided to use the meta-heuristic algorithm Particle Swarm.

**Resumo:** Este trabalho propõe uma formulação para os cortes mínimos de carga e geração, bem como o uso de sistema de armazenamento de energia (SAE) em redes de energia elétrica, de forma a possibilitar a manutenção da frequência em limites seguros. Para tal, foi formulado um problema de otimização que contempla as particularidades dos geradores eólicos bem como as características de *droop* dos geradores despacháveis. Além disso, foi modelado o acionamento de carga/descarga de baterias. A abordagem é aplicada a uma microrrede operando de forma isolada para um horizonte temporal de 24 horas e perfil de carga residencial. Para a identificação ótima dos cortes optou-se por utilizar o algoritmo meta-heurístico Enxame de Partículas.

*Keywords:* Variable renewable energy sources; frequency stability; droop control; load shedding; batteries.

*Palavras-chaves:* Fontes energéticas variáveis; estabilidade de frequência; controle *droop*; corte de carga; baterias.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Em função de questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas, nos últimos anos, observam-se mudanças de paradigma na arquitetura do setor elétrico, caracterizada pela expansão do uso de fontes de energia eólicas, que, segundo EPE (2010), vêm se mostrando economicamente competitivas frente as demais tecnologias candidatas a expansão. Trata-se de Fonte de Energia Renovável Variável (FERV), não despacháveis, as quais dependem de recursos que flutuam na escala de tempo de segundos para dias, variando de acordo com as condições climáticas e meteorológicas do local de sua implantação, apresentando, por conseguinte, variabilidade de geração, bem como incerteza de se prever os recursos energéticos disponíveis, impactando diretamente na capacidade de geração da FERVs (Chandler (2008)).

Esta conjuntura de crescente inserção de fontes eólicas na matriz energética e de aumento da complexidade dos sistemas elétricos, dada a crescente demanda por energia, tem motivado preocupações com a estabilidade da rede elétrica.

Entende-se por estabilidade de frequência a capacidade de um sistema de potência manter sua frequência em intervalo adequado mesmo após distúrbios na geração e na carga (Kundur et al. (2004)).

Atenta-se que os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), bem como os equipamentos acoplados a ele, foram projetados para operar dentro de uma faixa de frequência, de tal modo que a extrapolação desses parâmetros pode danificar equipamentos e, inclusive, proporcionar colapso no sistema. A gravidade destes problemas depende da configuração geral do sistema, inércia e tipo de turbinas geradoras disponíveis.

Com o intuito de se alcançar a referida estabilidade, têm-se observado estudos relacionados à cortes, sobretudo estudos que propõem-se mitigar a sub-frequência a partir de cortes de carga. Em Rudez and Mihalic (2011), por exemplo, é apresentada uma proposta de se utilizar a derivada segunda da frequência como fonte de informação para uma previsão da trajetória da frequência e um corte de carga mais assertivo. Observa-se ainda que tem sido empregado o uso de inteligência computacional, como em Lakra and

Mohaney (2021) que faz uso de uma Rede Neural Artificial (RNA) para a realização dos cortes de carga e assim, estabilização da frequência da rede. A RNA é treinada pelo método de Levenberg-Marquardt, com os desvios de potência e constantes das turbinas sendo os neurônios de entrada da RNA.

Outra tendência nos estudos da estabilidade de frequência é a integração com Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Em Clamer and Costa (2020) foi proposta uma estratégia de controle baseada na monitoração dos desvios de frequência para determinar os instantes em que o controle em malha fechada aciona ou desativa o SAE. Já em Aghamohammadi and Abdolahinia (2014), por exemplo, é otimizado o tamanho do SAE para o controle primário de frequência de uma microrrede, em que se considerou uma sobrecarga do SAE para atender ao controle primário de frequência a curto prazo, permitindo a injeção ou absorção de potência de forma rápida para a restauração do equilíbrio carga-geração.

Tendo em vista a relevância do tema, este artigo propõe uma metodologia de controle de frequência para redes de baixa inércia. A metodologia é formulada como um problema de otimização visando o corte mínimo de carga em uma rede, de modo que as restrições do problema de otimização contemplam a modelagem do controle *droop* de frequência dos geradores despacháveis. O método de otimização Enxame de Partículas é aplicado para a solução do problema. Considerou-se ainda a integração de baterias, que ao injetar ou retirar potência da rede, contribui para a estabilidade de frequência. Os resultados serão obtidos para uma microrrede operando de forma isolada e com penetração de usinas eólicas em um horizonte de tempo de 24 horas, considerando uma curva de carga residencial.

## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

### 2.1 Característica de Droop

De maneira geral, a demanda de energia é variável durante o dia, de modo que um súbito aumento de carga no sistema proporciona um déficit de geração a ser suprido. Em um primeiro momento, haverá a regulação própria do sistema, em que essa demanda será provida pela energia cinética dos eixos das máquinas, de modo que, para isso, a velocidade de rotação das referidas máquinas e, por conseguinte, a frequência do sistema, reduzam até se atingir um novo estado de equilíbrio entre geração e carga.

Contudo, dependendo do tipo de distúrbio, esse tipo de regulação pode ocasionar em significativas excursões de frequência, insuficiente para que o sistema opere com confiabilidade e dentro dos níveis aceitáveis (La Gatta et al. (2019))

Assim, em termos locais, para os geradores síncronos, adotam-se mecanismos de regulação de velocidade automática, sendo usualmente utilizado a técnica controle *droop*, em que se promove a variação de potência com a variação de frequência descrita em (1).

$$\Delta P = -\frac{1}{R} \cdot \Delta f \quad (1)$$

Em que  $R$  se refere a velocidade de regulação do gerador, também denominado de constante de *droop*, que fisicamente pode ser interpretada como a variação da velocidade de rotação da máquina, em p.u., que se tem na transição entre carga a vazio e 100% de carga, vislumbrada pela curva detalhada na Figura 1.

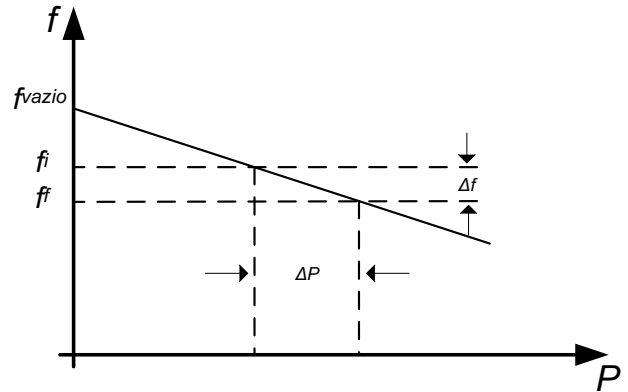


Figura 1. Variação da potência ativa em função da variação da frequência no controle *droop*.

### 2.2 Geração eólica

Com o intuito de verificar os efeitos da variabilidade das FERVs, neste trabalho, buscou-se modelar os aerogeradores para uma adequada representação da geração de acordo com o cenário de vento. Assim, a potência gerada, por uma usina eólica, em um barramento  $k$  do sistema elétrico em um instante de tempo  $t$ , do horizonte de estudo, é obtida conforme descrito em de Caux Guerra et al. (2023), de tal sorte que vislumbra a geração eólica horária na Figura 2.

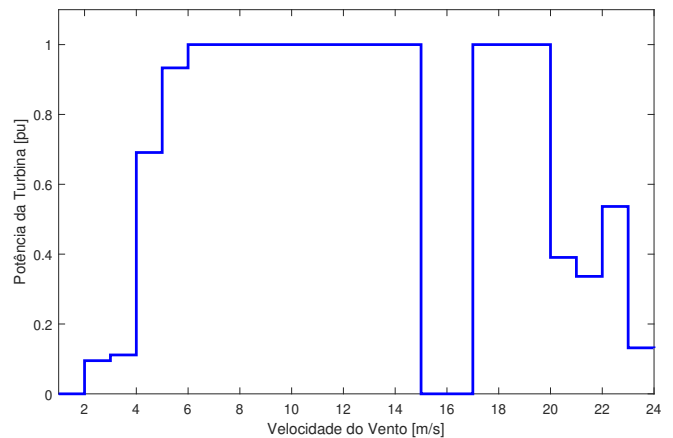


Figura 2. Potência gerada por um gerador eólico para cada hora.

### 2.3 Sistema de Armazenamento de Energia

Considerou-se que a bateria é responsável por fornecer ou absorver apenas potência ativa. Fundamenta-se a escolha da estratégia pelo fato de o controle de frequência não necessitar do incremento de potência reativa.

Para o controle de carga e descarga da bateria, utiliza-se o estado de carga do dispositivo (do inglês *State of*

*Charge – SoC*), indicador que expressa a quantidade, em p.u., disponível de carga de uma bateria (Piller et al. (2001)). Para um SoC igual a zero representa uma bateria totalmente descarregada, ao passo que se tem um SoC igual a 1 quando o dispositivo se encontra completamente carregado. Contudo, deve-se observar que níveis extremos de SoC podem causar danos irreversíveis à bateria, de tal modo que, neste trabalho, se limitou o mencionado indicador variando entre 20% e 90%.

Ademais, considerou-se que no caso de frequência superior a 60 Hz, há o carregamento da bateria, já em situações em que a frequência apresente valores inferiores a 60 Hz, ocorre a descarga da bateria. Para ambas as situações foi delimitada a variação da bateria em relação a hora anterior em 10%, sendo que, para primeira hora de análise, não é considerada a atuação da bateria, já para os horários subsequentes a operação da bateria é modelada em (2) e (3), respeitando, contanto, os limites supracitados.

$$P_{BAT(h)} = (1 + \Delta SoC) \cdot P_{BAT(h-1)} \quad \text{se } f > 60 \text{ Hz} \quad (2)$$

$$P_{BAT(h)} = (1 - \Delta SoC) \cdot P_{BAT(h-1)} \quad \text{se } f < 60 \text{ Hz} \quad (3)$$

Em que  $P_{BAT(h)}$  é potência armazenada na bateria na hora em análise (W);  $\Delta SoC$  é a variação do *SoC* da bateria em relação a hora anterior e, finalmente,  $P_{BAT(h-1)}$  é potência armazenada na bateria na hora anterior (W).

Por fim, no caso de sub-frequência a variação da potência armazenada da bateria é adicionada à barra do sistema em que ela se encontra alocada, simulando uma descarga, ou retirada quando há sobre-frequência, nesse caso representando um carregamento da referida bateria.

#### 2.4 Problema de otimização proposto

A equação (4) descreve a função objetiva do problema, a qual é composta pelo somatório dos coeficientes de corte de carga ( $\alpha_t$ ) e corte de geração ( $\gamma_t$ ), considerando um horizonte de tempo de  $n$  horas. Impende destacar que, para instante de tempo, considera-se cortes iguais para todas as barras do sistema.

$$\min F = \sum_{t=1}^n (\alpha_t + \gamma_t) \quad (4)$$

Conforme descrito em de Caux Guerra et al. (2023), sujeita-se a função objetiva a uma série de restrições de igualdade e desigualdade, sendo as primeiras descritas em (5)-(9) e as últimas em (10)-(11). O balanço de potência ativa e reativa é definido por (5) e (6), respectivamente, já as unidades despacháveis que operam em *droop* são regidas por (7) e (8). Ressalta que a formulação utilizada não faz uso de um barramento infinito, mas requer uma barra que atue como referência angular, o que é feito conforme a restrição (9).

$$P_{gk}^t - (1 - \alpha_t) P_{dk}^t - P_k^t + P_{bat}^t + (1 - \gamma_t) P_{gk \text{ ren}}^t = 0 \quad (k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t) \quad (5)$$

$$Q_{gk}^t - (1 - \alpha_t) Q_{dk}^t - Q_k^t = 0 \quad (k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t) \quad (6)$$

$$P_{gk}^t - \frac{1}{R_k} \cdot (f_t^{*t} - f_r^t) = 0 \quad (k \in \Omega_G) (t \in \Omega_t) \quad (7)$$

$$V_k^{t*} - V_k^t = 0 \quad (k \in \Omega_G) (t \in \Omega_t) \quad (8)$$

$$\theta_k^{tref} = 0 \quad (9)$$

em que:

- $P_{gk}^t$  e  $Q_{gk}^t$  são as potências ativa e reativa geradas na barra  $k$  e instante  $t$  pelas unidades despacháveis que operam em controle *droop*. Se a barra não possuir unidade geradora que opera em *droop*,  $P_{gk}^t = Q_{gk}^t = 0$ .
- $P_{dk}^t$  e  $Q_{dk}^t$  são as potências ativa e reativa demandadas na barra  $k$  e instante  $t$ .
- $P_k^t$  e  $Q_k^t$  são as injeções de potência ativa e reativa na barra  $k$  e instante  $t$ . Tais injeções são calculadas com base nas tensões complexas nodais e na matriz admitância de barras.
- $P_{bat}^t$  é a potência injetada ou absorvida pela bateria na barra  $k$  e instante  $t$ . Quando a potência é injetada, a bateria encontra-se em processo de descarga ( $P_{bat}^t \geq 0$ ). Quando a potência é absorvida, a bateria encontra-se em processo de carregamento ( $P_{bat}^t \leq 0$ ). Na ausência de bateria na barra, tem-se que  $P_{bat}^t = 0$ .
- $P_{gk \text{ ren}}^t$  é a potência gerada pela fonte renovável (eólica) não despachável com base na velocidade do vento na barra  $k$  e instante  $t$ . Na ausência de gerador eólico na barra,  $P_{gk \text{ ren}}^t = 0$ . Nesse trabalho as unidades eólicas operam com fator de potência unitário.
- $\Omega_B$ ,  $\Omega_G$  e  $\Omega_t$  são os conjuntos de barras, geradores e instante de tempo, respectivamente.
- $f_t^{*t}$  é a frequência a vazio do gerador da barra  $k$  no instante  $t$ .
- $f_r^t$  é a frequência da microrrede no instante  $t$ .
- $V_k^{t*}$  é a tensão de referência do gerador da barra  $k$  no instante  $t$ .
- $V_k^t$  é a tensão terminal do gerador da barra  $k$  no instante  $t$ .
- $\theta_k^{tref}$  denota que a barra  $k$  atua como referência angular do sistema no instante  $t$ .

Já para o conjunto de restrições de desigualdade, têm-se (10) para limitar a faixa de frequência para operação da rede elétrica, (11) para delimitar o corte de carga e (12) para delimitar o corte de geração renovável.

$$59,5 \text{ Hz} \leq f_r^t \leq 60,5 \text{ Hz} \quad (10)$$

$$0 \leq \alpha_t \leq 1 \quad (11)$$

$$0 \leq \gamma_t \leq 1 \quad (12)$$

Para a solução do problema de otimização optou-se por utilizar um algoritmo meta-heurístico. Ainda que seja viável resolver o modelo proposto com o uso de uma técnica

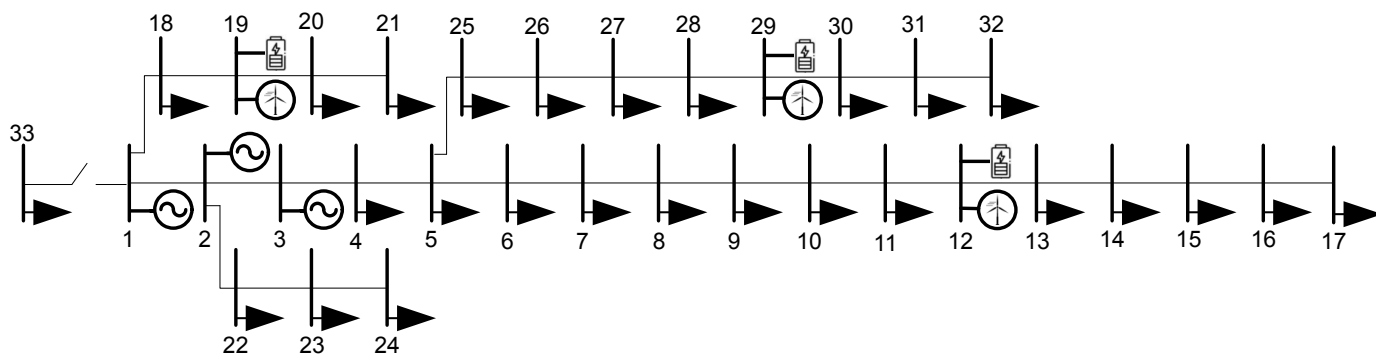


Figura 3. Diagrama unifilar da microrrede de 33 barramentos.

de otimização não linear convencional, o uso de meta-heurística permite, em um futuro, aumentar a complexidade do problema, realizando a alocação de equipamentos para atenuar a instabilidade de frequência. E, desta maneira, fez-se opção pelo algoritmo Enxame de Partículas (do inglês Particle Swarm Optimization - PSO), proposto inicialmente por Kennedy and Eberhart (1995), O detalhamento matemático empregado pode ser verificado em de Caux Guerra et al. (2023).

### 3. ESTUDOS DE CASO

#### 3.1 Descrição do sistema

Avaliou-se a metodologia desenvolvida na microrrede de 33 barras operando de forma ilhada, descrita em Gonçalves et al. (2021), em que o ilhamento decorre da desconexão entre o nó 1 e a subestação (nó 33), consoante Figura 3.

A base do sistema é de 1 MW, sendo adotada a barra 1 como de referência. Integrou-se aerogeradores e SAE nas barras 12, 19 e 29, sendo cada aerogerador de 1,1 MW e cada SAE de 1 MW. Já para a constante *droop* dos geradores síncronos alocados nas barras 1, 2 e 3, aplicou-se o valor de 0,5% na base do sistema.

Além do mais, aplica-se uma demanda, para um cenário de 24 horas, de carga típica residencial, conforme vislumbrado na Figura 4.

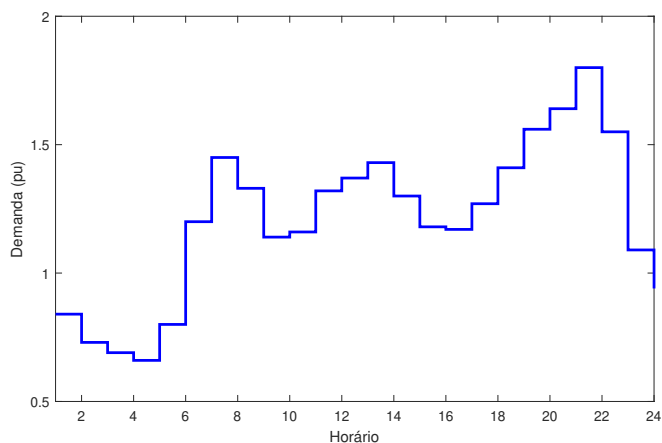


Figura 4. Demanda residencial para um horizonte de 24 horas.

#### 3.2 Caso base

Para o caso base, isto é, sem a presença de bateria e sem rejeição de cargas e de geração, o perfil de frequência obtido pode ser visualizado na Figura 5

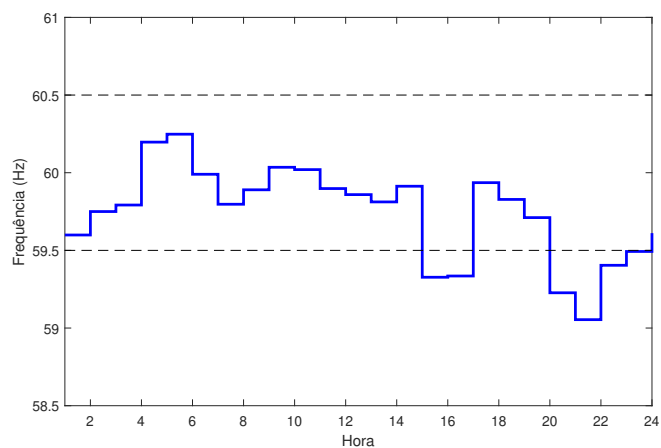


Figura 5. Perfil de frequência para o caso base da microrrede de 33 barras isolada.

Nota-se que em grande parte do horizonte de tempo considerado, apresenta-se frequência com valores inferiores ao valor nominal de 60 Hz, o que é esperado, já que, com a desconexão da microrrede com a rede principal, vislumbra-se um desequilíbrio entre geração e carga, marcado por um excesso de carga, haja vista a ausência de contribuição de plantas de geração de grande capacidade.

#### 3.3 Estudo de caso considerando rejeição de carga

Aplicando-se exclusivamente cortes de carga mínimo, obtém-se o perfil demonstrado na Figura 6.

Reitera-se que devido a característica estocástica inerente da metodologia de corte ótimo implementada, simulou-se 30 vezes para se obter os valores médios mencionados, sendo elencados na Tabela 1 apenas as frequências médias para os horários que houve rejeição de carga, juntamente com seus respectivos desvios padrões.

Os cortes de carga realizados estão demonstrados na Figura 7 e na Tabela 2. Em que se pese a demanda horária entre 14:00 e 15:59 não ser tão elevada, verifica-se que ocorreram cortes de carga para a frequência permanecer na

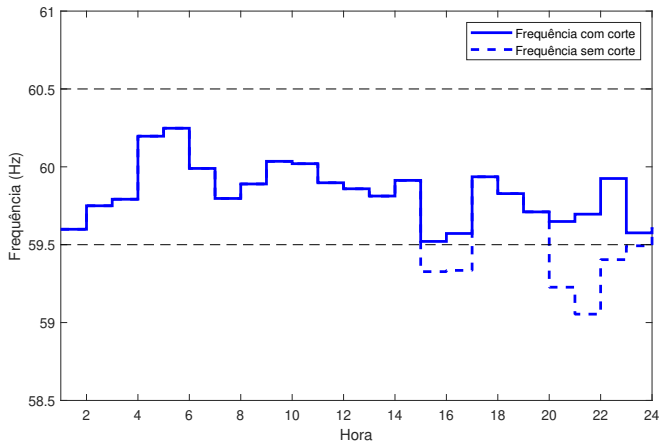


Figura 6. Perfil de frequência após cortes de cargas.

Tabela 1. Comparativo frequência para o caso base e para a ocorrência de rejeição de cargas

Hora	$f_{original}$ (Hz)	$f_{corte}$ (Hz)	Desvio Padrão
14:00 a 14:59	59,327	59,521	0,018
15:00 a 15:59	59,335	59,572	0,030
19:00 a 19:59	59,227	59,649	0,147
20:00 a 20:59	59,054	59,696	0,221
21:00 a 21:59	59,404	59,925	0,280
22:00 a 22:59	59,493	59,576	0,137

Tabela 2. Rejeição de carga média.

Hora	Cortes médios (%)	Desvio Padrão (%)
14:00 a 14:59	24,4824%	1,9681%
15:00 a 15:59	30,2752%	3,2399%
19:00 a 19:59	38,9597%	11,5396%
20:00 a 20:59	44,0295%	16,0163%
21:00 a 21:59	53,0779%	13,7930%
22:00 a 22:59	9,8046%	16,1111%

faixa de operação aceitável. Tal fato se justifica pela retirada dos aerogeradores em função da velocidade dos ventos (Figura 2). Nota-se que os cortes realizados no período noturno correspondem ao período de maior demanda.

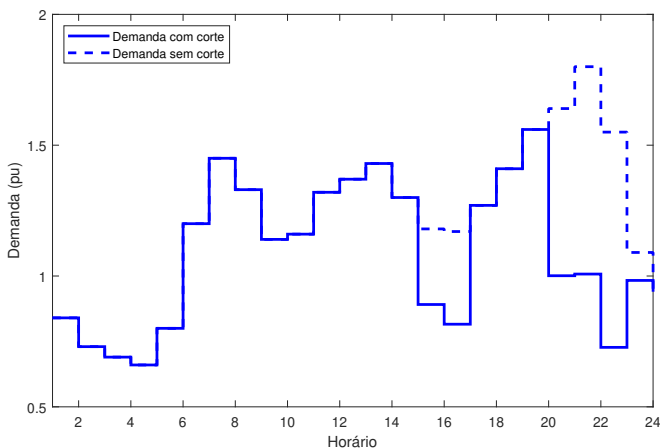


Figura 7. Perfil da demanda após serem contingenciadas cargas.

Tabela 3. Comparativo de frequência.

Hora	$f_{original}$ (Hz)	$f_{corte}$ (Hz)	$f_{SAE}$ (Hz)
14:00 a 14:59	59,327	59,521	59,516
15:00 a 15:59	59,335	59,572	59,549
19:00 a 19:59	59,227	59,649	59,649
20:00 a 20:59	59,054	59,696	59,683
21:00 a 21:59	59,404	59,925	59,751
22:00 a 22:59	59,493	59,576	59,505

### 3.4 Estudo de caso considerando rejeição de carga e baterias

A Figura 8 e a Tabela 3 trazem os resultados considerando cortes de carga na microrrede de 33 barras operando ilhada com baterias integradas nas barras 12, 19 e 29, que também possuem aerogeradores conectados.

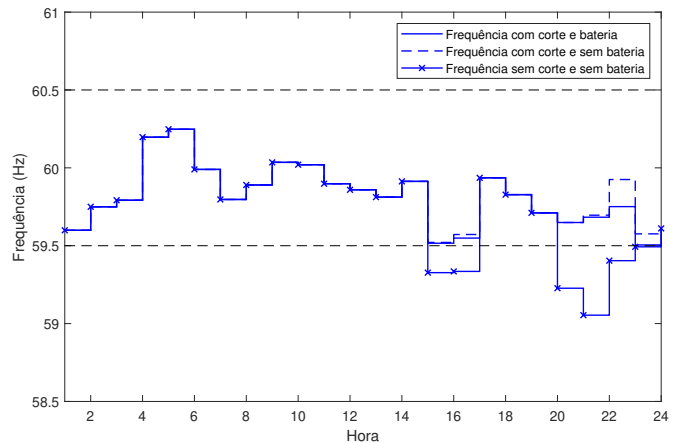


Figura 8. Perfil de frequência para a microrrede de 33 barras isolada com presença de SAE e após serem contingenciadas cargas.

Já a Figura 9 e a Tabela 4 trazem um comparativo entre os cortes de carga e a demanda atendida no sistema após cada uma das medidas de controle.

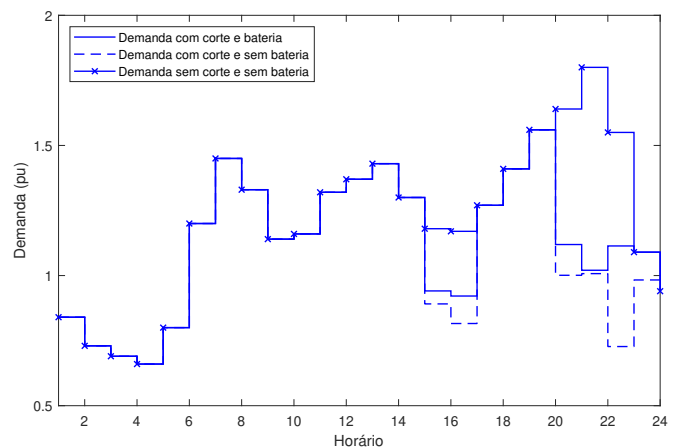


Figura 9. Perfil da demanda com SAE integrada a rede e após serem contingenciadas cargas.

Em análise aos dados, infere-se que a mera atuação do SAE foi suficiente para contornar o problema de frequência no período entre 22:00 e 22:59, sendo, contudo, ainda necessária a rejeição de carga no intervalo das 14:00 às

Tabela 4. Rejeição de carga média- Após cortes e integração de SAE

Hora	Cortes (%)	Cortes com SAE (%)
14:00 a 14:59	24,482%	20,254%
15:00 a 15:59	30,275%	21,249%
19:00 a 19:59	38,960%	31,752%
20:00 a 20:59	44,030%	43,311%
21:00 a 21:59	53,078%	28,141%
22:00 a 22:59	9,805%	-

15:59, devido a retirada dos aerogeradores de operação em função das condições de vento, e entre 20:00 e 21:59, em decorrência da elevada demanda. Contudo, observa-se que os percentuais de cortes em todos os horários reduziram.

Verifica-se, portanto, a contribuição do SAE para a estabilidade de frequência, em que há uma redução de cortes de cargas, tanto representado em termos percentuais, quanto em relação a diminuição de horários que faz necessário o corte.

#### 4. CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma metodologia de corte de carga mínimo para manter uma microrrede ilhada operando de forma estável, dentro de faixa de frequência determinada. Ademais, visando investigar a contribuição do SAE na manutenção da estabilidade da rede, integraram-se baterias.

A metodologia foi aplicada em uma microrrede ilhada de 33 barras para um horizonte de tempo de 24 horas. Comparou-se a diferença entre os cortes de carga necessários para a manutenção da frequência dentro de faixas aceitáveis de frequência com a integração das baterias em um perfil típico residencial para um horizonte de 24 horas, de tal forma que se concluiu que a referida integração promoveu a redução dos cortes, tanto representado em termos percentuais, quanto em relação a diminuição de horários que era necessário o corte. Dessa forma, evidencia-se a importância do desenvolvimento e integração de SAE para a expansão de FERVs nas matrizes elétricas.

Como forma de dar continuidade ao presente trabalho, sugere-se desenvolver um mecanismo de acionamento ótimo de uma SAE integrada a rede elétrica, além de se investigar o impacto na rede elétrica, especificamente sobre a estabilidade de frequência, ao se diversificar os tipos de FERVs.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (UFSJ e CEFET-MG) pelo apoio e auxílio financeiro.

#### REFERÊNCIAS

- Aghamohammadi, M.R. and Abdolahinia, H. (2014). A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 325–333.
- Chandler, H. (2008). Empowering variable renewables—options for flexible electricity systems. *International Energy Agency (IEA), Paris (France)*.

- Clamer, J. and Costa, A.S. (2020). Controle de frequência de microrredes considerando elementos armazenadores de energia e fontes renováveis. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).
- de Caux Guerra, R., Poubel, R.P.B., and Peres, W. (2023). Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de renováveis por meio de cortes de carga e geração. *Brazilian Journal of Development*, 9(3), 11084–11104.
- EPE, M.. (2010). Plano decenal de expansão de energia 2019/ministério de minas e energia. empresa de pesquisa energética.
- Gonçalves, F.C., Peres, W., Assis, F.A., Coelho, F.C., Ferreira, B.C., Poubel, R.P., et al. (2021). Alocação Ótima de geradores distribuídos em microrredes ilhadas considerando controle droop de frequência. In *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, volume 1.
- Kennedy, J. and Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. In *Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks*, volume 4, 1942–1948. IEEE.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., et al. (2004). Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(3), 1387–1401.
- La Gatta, P.O., Passos Filho, J.A., and Pereira, J.L.R. (2019). Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 13(4), 609–617.
- Lakra, P. and Mohaney, S. (2021). Stabilization of system frequency using adaptive load shedding scheme based on artificial neural network. In *2021 IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*, 1–6. IEEE.
- Piller, S., Perrin, M., and Jossen, A. (2001). Methods for state-of-charge determination and their applications. *Journal of power sources*, 96(1), 113–120.
- Rudez, U. and Mihalic, R. (2011). A novel approach to underfrequency load shedding. *Electric Power Systems Research*, 81(2), 636–643.