

Alocação de Medidores de Corrente para Melhorar a Precisão da Estimação de Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição Radiais

Laerty J. S. Damião, Wilington G. Zvietcovich, Francisco R. A. C. Baracho, Laura F. Souza

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto,
João Monlevade, Minas Gerais, Brasil*

(laerty.damiao@aluno.ufop.edu.br, wilingthon@ufop.edu.br, f_baracho@ufop.edu.br, laura.souza1@aluno.ufop.edu.br)

Abstract: This work aims to reduce the uncertainty in the values of electrical losses calculated through the probabilistic power flow in a distribution system, through the allocation of current meters. Given that this is a combinatorial problem with an explosion in the number of solutions, the Variable Neighborhood Search (VNS) meta-heuristic was used to allocate such meters efficiently. Once the meters are simulated in the electrical network, a subroutine is implemented to prevent errors associated with the uncertainty of load demands from being propagated in the estimation of electrical losses. The analysis is performed in a 24-hour horizon and the tests are applied to a 33-bar radial network to demonstrate the accuracy provided by the methodology.

Resumo: Este trabalho tem como objetivo reduzir a incerteza nos valores de perdas elétricas calculadas através do fluxo de potência probabilístico em um sistema de distribuição, por meio da alocação de medidores de corrente. Dado que este problema é do tipo combinatório apresentando uma explosão do número de soluções, utilizou-se a meta-heurística Busca em Vizinhança Variável (VNS) para alocar tais medidores de forma eficiente. Uma vez que os medidores são simulados na rede elétrica, uma sub-rotina é implementada para impedir que os erros associados à incerteza das demandas das cargas sejam propagados na estimação das perdas elétricas. A análise é realizada em um horizonte de 24 horas e os testes são aplicados a uma rede radial de 33 barras para demonstrar a precisão proporcionada pela metodologia.

Keywords: Meters allocation, Monte Carlo simulation, power losses, probabilistic load flow, VNS.

Palavras-chaves: Alocação de medidores, Monte Carlo, perdas elétricas, fluxo de potência probabilístico, VNS.

1. INTRODUÇÃO

No planejamento de sistemas elétricos, é desejável que a avaliação das perdas, níveis de tensão, abertura angular, fluxo de linhas, etc. representem o real estado de operação da rede elétrica através de métodos eficientes de fluxo de potência. Em geral, os cálculos de fluxo de potência são executados a partir de parâmetros já conhecidos que, recorrentemente, são considerados constantes. No entanto, em função dos avanços da geração distribuída por fontes de energia renováveis e das mudanças quanto ao padrão de consumo, torna-se necessário considerar as incertezas da operação na análise de um sistema de potência, o que leva ao desenvolvimento dos métodos de fluxo de potência probabilístico (FPP) (Prusty and Jena, 2017).

Os métodos de FPP utilizam modelos estatísticos para tratar as incertezas e, assim, fornecer informações mais precisas do estado de um sistema elétrico. Na literatura, é recorrente a abordagem do FPP. Por exemplo, em (Villanueva et al., 2011), é proposta uma metodologia de FPP para estimar os parâmetros de um sistema elétrico com a presença de geradores eólicos através de uma modelagem da função densidade de probabilidade da velocidade do vento e da demanda de carga. Os testes foram realizados utilizando a simulação de Monte Carlo. De forma semelhante, em

(Melhorn et al., 2016) investiga-se a validade da análise do estado dos sistemas de distribuição (SDs) por meio do cálculo do FPP. Para isso, os autores utilizaram os dados de um SD real e modelaram a função densidade de probabilidade que descreve o comportamento da demanda de carga. Dois cenários diferentes de correlação de carga são analisados e os resultados do FPP são validados pela comparação com os medidores de tensão na rede. Por sua vez, em (Fu et al., 2019), os autores destacam os desafios no planejamento e operação de SDs devido às incertezas inerentes. Dessa forma, é proposto um novo método de FPP que utiliza a expansão de Gram-Charlier e o método cumulante para estimar o estado de operação de SDs desbalanceados que possuem demanda de carga e injeção de potência, via barras PV, intermitentes.

Diante dos avanços dos métodos de FPP e, também das tecnologias associadas aos medidores instalados em um sistema elétrico, surge o tema de Estimação de Estado (EE), o qual tem como objetivo estimar valores das grandezas elétricas em sistemas de transmissão ou distribuição a partir de informações pertinentes à operação real. Nesse contexto, a alocação de medidores é de fundamental importância.

Dado o impacto da alocação de medidores em ações de planejamento e operação de um sistema elétrico, muitos

trabalhos têm tratado desse tema. Por exemplo, em (Almeida and Kagan, 2009), a alocação de medidores é determinada por a técnica Algoritmo Genético para caracterizar o comportamento de SDs diante da ocorrência de eventos extremos como, por exemplo, queda de tensão. Abordagem semelhante também é utilizada em (Zvietcovich et al., 2013), porém por meio de uma metodologia de alocação orientada pela meta-heurística GRASP-VNS. Já em (Kouzelis et al., 2015) uma metodologia de alocação de medidores orientada por técnicas de otimização e estimadores de estado é proposta para ampliar a observabilidade e a capacidade de gerenciamento online da rede.

Diante do cenário apresentado e considerando que os SDs, em sua maioria, ainda não contam com um número de medidores suficiente para aplicar técnicas avançadas de EE para uma operação dentro da filosofia das Redes Inteligentes (ou, do inglês: *Smart Grids*), este trabalho busca alocar uma quantidade mínima de medidores necessária para estimar as perdas elétricas em SDs diante das incertezas associadas a uma operação real. As perdas elétricas estão diretamente relacionadas aos custos financeiros e técnicos de uma concessionária e, desse modo, estimá-las com precisão é um aspecto importante no planejamento da operação. Para isso é proposta uma metodologia que visa melhorar a estimativa das perdas durante o cálculo do FPP, de acordo com valores registrados pelos medidores de corrente no SD. Visto a explosão combinatória do problema, a alocação de medidores foi resolvida pela meta-heurística Busca em Vizinhança Variável (VNS, do inglês: *Variable Neighborhood Search*). Os testes foram realizados em um SD de 33 barras e os resultados obtidos demonstraram a viabilidade do método.

2. FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO BASEADO NA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O FPP, conforme já ressaltado, é uma ferramenta importante para uma representação mais realística do sistema elétrico, visto que as incertezas presentes no fluxo de potência podem ser incorporadas nas análises. Em uma operação real, tais incertezas podem estar associadas a diferentes fatores, dentre os quais se destacam a geração por fontes de energia renovável e a demanda de potência das barras de carga, sendo este último tratado na metodologia desenvolvida neste artigo.

Para consideração de incertezas associadas à demanda de potência em SDs, os métodos de FPP fazem uso de curvas de carga. As curvas de carga descrevem o comportamento probabilístico do consumo de potência em pontos específicos da rede e, normalmente, são representadas em termos do valor médio e do desvio padrão. Uma curva de carga típica de uma operação diária (24 horas) é representada na Fig. 1.

No cálculo do FPP, o tratamento de incertezas é possível devido a uma combinação do fluxo de potência determinístico (FPD) com métodos estatísticos para simulação de processos aleatórios. Destaca-se que, neste trabalho, o FPD foi implementado pelo método da Varredura Reversa/Direta (Shirmohammadi et al., 1988) e o método estatístico utilizado é a simulação de Monte Carlo (Prusty and Jena, 2017).

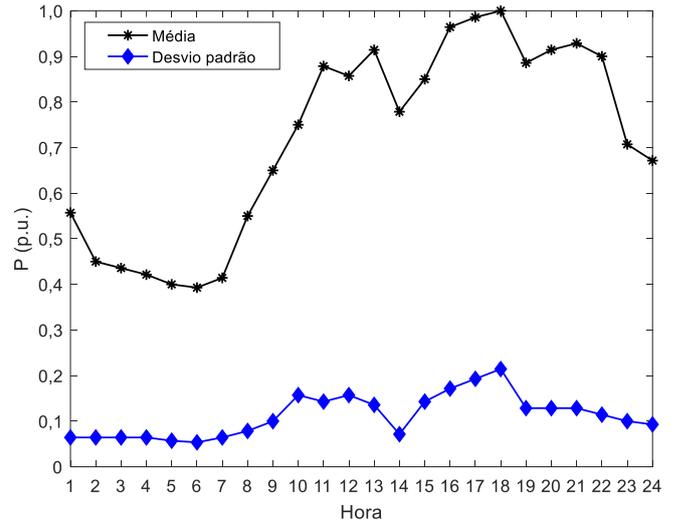


Fig. 1 Representação de uma curva de carga típica.

A simulação de Monte Carlo consiste em um processo iterativo que gera valores aleatórios, através de uma função densidade de probabilidade, para avaliar um modelo matemático que permite estimar o comportamento de um sistema ou um processo que envolve variáveis estocásticas (Billinton and Li, 1994). Para aplicações de fluxo de potência, a avaliação de tal modelo matemático é realizada por meio do cálculo do fluxo de potência determinístico.

Dado que, neste trabalho, as variáveis aleatórias consideradas são as demandas de potência das cargas, o algoritmo para a estimação de perdas através do FPP pode ser implementado com as seguintes etapas:

Etapa 1: Ler os dados de demanda de carga a partir das curvas típicas de consumo.

Etapa 2: Para cada hora do dia, determinar a potência ativa e o respectivo desvio padrão.

Etapa 3: Utilizar a função densidade de probabilidade para estimar o valor das variáveis aleatórias.

Etapa 4: Executar o fluxo de potência determinístico para cada cenário gerado.

Etapa 5: Calcular as perdas elétricas.

Etapa 6: Verificar critério de parada. Existem diversas maneiras de se fazer o critério de parada para a simulação de Monte Carlo. O mais conhecido emprega o coeficiente de variação estatístico (cv) de uma variável de interesse, que neste trabalho, é a tensão das barras do sistema (Pareja, 2009). O cálculo de cv é dado pelas seguintes equações:

$$cv = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \quad (1)$$

$$cv_d = \max(cv_1, cv_2, \dots, cv_k) \quad (2)$$

onde σ e μ são o desvio padrão e a média de cv_d ; n é o número de sorteios realizados para as variáveis aleatórias (Etapa 3); e cv_k é tensão da k -ésima barra do sistema.

Dessa forma, é estabelecida a parada do FPP baseado na simulação de Monte Carlo quando o coeficiente de variação estatístico for inferior a 5% (Law and Kelton, 2000).

Etapa 7: Uma vez obtido o conjunto de valores das perdas elétricas, é aplicado a Máxima Verossimilhança para ajustar os resultados obtidos, sendo este ajuste adequado para o modelo estatístico utilizado.

2.1 Ajuste da potência utilizando valores de corrente medidos

O processo de análise do fluxo de potência pelo método da Varredura é dividido em duas etapas: reversa e direta. Na primeira, percorre-se o sistema partindo das barras mais extremas em direção à subestação, calculando-se os valores das correntes. Já na segunda, percorre-se o sistema partindo da subestação em direção às extremidades para calcular os valores de tensão (Shirmohammadi, et al., 1988).

Dada a existência de incertezas nos parâmetros do fluxo de potência, o processo iterativo utilizado para a execução das etapas reversa e direta pode fazer com que tais incertezas produzam erros sobre a saída do FPP. Por essa razão, algumas técnicas podem ser aplicadas para reduzir esse efeito.

Nesse sentido, é realizado um ajuste de potência utilizando a leitura de medidores de corrente instalados na rede. Para isso, dada a existência de um trecho m , no qual há um medidor de corrente, o valor da corrente medida por esse equipamento (I_m^{medido}) é comparado com o valor da corrente calculada na etapa reversa do fluxo de potência ($I_m^{calculado}$). Desse modo, caso haja uma certa divergência, ajustam-se as potências de todas as barras à jusante do trecho m por meio de um fator multiplicativo que, por sua vez, é definido de acordo com a diferença entre as correntes medida e calculada.

O ajuste descrito é realizado na Etapa 4 do FPP como uma sub-rotina, conforme indicado a seguir.

Etapa 4.1: Calcular as correntes em todos os trechos. Caso seja encontrado um medidor de corrente neste processo, os valores de potência são ajustados da seguinte forma:

Se $|I_m^{medido} - I_m^{calculado}| > \text{Tolerância}$; **Faça**

$$P_i^{carga} = F_C P_i^{carga}$$

Fim

em que i pertence ao conjunto de barras à jusante do trecho no qual está instalado o medidor; e F_C é um fator multiplicativo igual a 1,05, se $I_m^{medido} - I_m^{calculado}$ for positivo, ou igual a 0,95, caso contrário. O valor da “Tolerância” para a rede testada é igual a 0,01 p.u.

3. ALOCAÇÃO DE MEDIDORES

Neste trabalho, a alocação de medidores em SDs é utilizada para melhorar a estimativa das perdas elétricas determinadas por meio do fluxo de potência probabilístico. Conforme descrito anteriormente, essa melhoria decorre em função do ajuste de potência durante a etapa da varredura reversa, que

impede o acúmulo de erros associados às incertezas das demandas de cargas.

Dadas todas as configurações possíveis para a instalação de medidores em um sistema elétrico, a alocação de tais equipamentos é tratada como um problema de alta explosão combinatória. Por essa razão, esse tipo de problema é resolvido de forma mais eficiente por meio de técnicas de otimização não exatas, com destaque para as meta-heurísticas.

3.1 Função objetivo do problema

A função objetivo utilizada para representar o problema de alocação ótima de medidores pode ser dado pela seguinte expressão:

$$\text{Min } f = \sum_{h=1}^{24} \sum_{n=1}^N \text{abs}(I_m^{medido} - I_m^{calculado})^2 \quad (3)$$

onde:

- h é a hora avaliada;
- N é quantidade de medidores alocados. Nesse trabalho, tal quantidade é fixa, sendo igual a 2;
- I_m^{medido} é o valor de corrente registrado no medidor instalado na barra m ;
- $I_m^{calculado}$ é o valor de corrente na barra m calculado no FPD.

4. BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL - VNS

4.1 Conceitos básicos

A Busca em Vizinhaça Variável é uma meta-heurística proposta em (Mladenović and Hansen, 1997) para resolver problemas de otimização combinatória, sendo amplamente utilizada em diferentes áreas do conhecimento. Seu princípio se baseia na mudança sistemática de parâmetros dentro de um espaço de busca através de um conjunto de vizinhança, denotadas por N_k , onde k identifica cada estrutura do conjunto.

No algoritmo VNS, a construção das estruturas de vizinhança é fundamental no processo de busca, uma vez que ela determina a qualidade do conjunto de movimentos aplicados, o qual enriquecerá a vizinhança. Com isso, é possível realizar passos mais longos em direção à solução ótima do problema aplicado.

Outro aspecto importante do algoritmo relaciona-se à metodologia empregada na busca local de soluções dentro de uma vizinhança, que consiste na busca de melhores soluções no entorno da solução atual (incumbente). Na implementação deste trabalho, tais buscas são caracterizadas como não informadas que, por considerar apenas a estrutura da própria vizinhança para guiar os movimentos entre vizinhos, permite uma exploração mais e, portanto, mais eficiente do espaço de soluções.

A seguir, é apresentado um algoritmo genérico da VNS (Reis, 2008). Os conceitos específicos da meta-heurística, relacionados à aplicação ao problema de alocação de medidores são descritos nas seções seguintes.

Algoritmo VNS

Entrada: Solução inicial - S_0 , número de estruturas de vizinhança - $kmax$

Saída: Solução ótima - S

Início

$S \leftarrow S_0$;

Enquanto Critério de parada não satisfeito, **faça**

$K \leftarrow 1$ Tipo de estrutura de vizinhança;

Enquanto $k \leq kmax$ **faça**

Gere um vizinho qualquer $S' \in N_k$;

$S'' \leftarrow$ Busca Local(S');

Se $f(S'') < f(S)$ **então**

$S \leftarrow S''$;

$k \leftarrow 1$;

Senão

$k \leftarrow k + 1$;

fim

fim

fim

retorna S

fim

4.2 Codificação da solução

Para representar uma solução no algoritmo VNS, é utilizado uma matriz de dimensão $2 \times N$, onde N é a quantidade de medidores, conforme mostra a Fig. 2.

Medidor 1	Medidor 2	...	Medidor N
Trecho 3-4	Trecho 5-6	...	Trecho 17-18

Fig. 2 Representação de uma solução.

4.3 Geração de soluções dentro de uma Estrutura de Vizinhança

Cada elemento (solução) de uma vizinhança armazena possíveis configurações de alocação dos medidores de corrente. Dessa forma, a exploração de tais elementos produz diferentes custos da função objetivo e, conseqüentemente, diferentes soluções para o problema em questão.

Assim, neste desenvolvimento, a geração de soluções é tomada a partir da movimentação da alocação dos medidores da solução incumbente. Considera-se que, a princípio, uma solução visitada está mais próxima da solução incumbente quanto maior for o número de medidores alocados nos mesmos trechos. Sendo assim, é definido a estrutura de vizinhança $k=1$ como sendo as soluções com 1 medidor em diferentes trechos, e $k=2$ como sendo as soluções com 2 medidores em diferentes trechos e, assim por diante, até se atingir $kmax$.

Como exemplo tem-se a Fig. 3, onde a solução incumbente é a alocação nos trechos 3-4 e 5-6. Para $k=2$ movimenta-se os

dois medidores para os trechos 6-7 e 19-20 (solução da segunda estrutura de vizinhança).

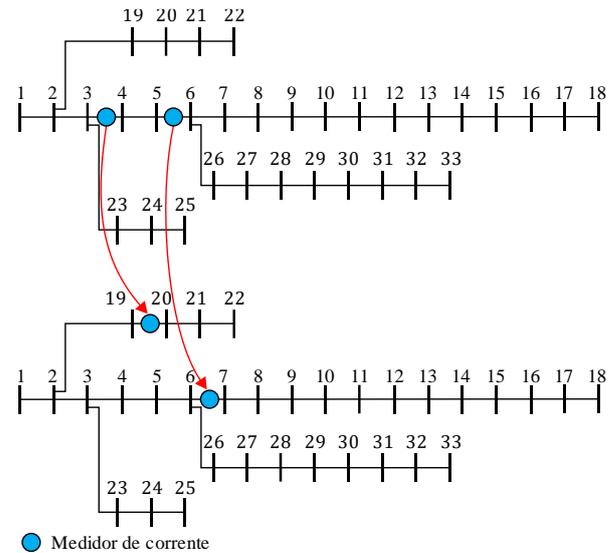


Fig. 3 Geração de soluções dentro de uma estrutura de vizinhança.

Vale mencionar que, nesta metodologia, o número de medidores a serem alocados é fixo e o método não considera o investimento nesse tipo de equipamento.

4.4 Avaliação da Função Objetivo

Como forma de avaliar a qualidade de cada solução visitada no algoritmo VNS, aplica-se (3) para avaliar o erro de valores de corrente registrados pelos medidores e estimados via fluxo de carga.

4.5 Critério de parada

O critério de parada é determinado quando se considera o problema convergido. Para este trabalho, o indicador utilizado é o número máximo de iterações (It_{max}) em que não se observa melhoria na função objetivo.

5. RESULTADOS

A metodologia desenvolvida foi aplicada ao sistema de distribuição IEEE 33-barras (Baran and Wu, 1989), para o qual considerou-se a alocação de 2 medidores. Para a consideração de incertezas associadas à demanda de potência das barras de carga, foram utilizadas curvas de carga típicas, conforme apresentado em (Pareja, 2009). Destaca-se que tais curvas são modeladas por uma função de distribuição de probabilidade do tipo normal (ou gaussiana) com desvio padrão de 30%.

Os parâmetros do algoritmo VNS utilizados nas simulações são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do algoritmo VNS.

Número de estruturas de vizinhanças ($kmax$)	2
Número de visitas em k	20
It_{max}	10

A Tabela 2 ilustra os três melhores resultados quanto a alocação dos medidores e os respectivos valores da função objetivo.

Tabela 2. Resultados da Metodologia.

Solução	Alocação dos medidores		Valor da Função Objetivo
	Medidor 1	Medidor 2	
Inicial	Trecho 1-2	Trecho 7-8	0,1475
1	Trecho 9-10	Trecho 2-19	0,0002
2	Trecho 12-13	Trecho 29-30	0,0003
3	Trecho 27-28	Trecho 14-15	0,0006

Considerando-se a melhor solução encontrada (solução 1 da Tabela 2), pode-se comparar na Fig. 4 os valores estimados das perdas elétricas através do FPP, com e sem ajuste de potência, com os valores das perdas reais que, por sua vez, são obtidas a partir dos dados originais (com elevada incerteza) aplicando a distribuição de probabilidade normal.

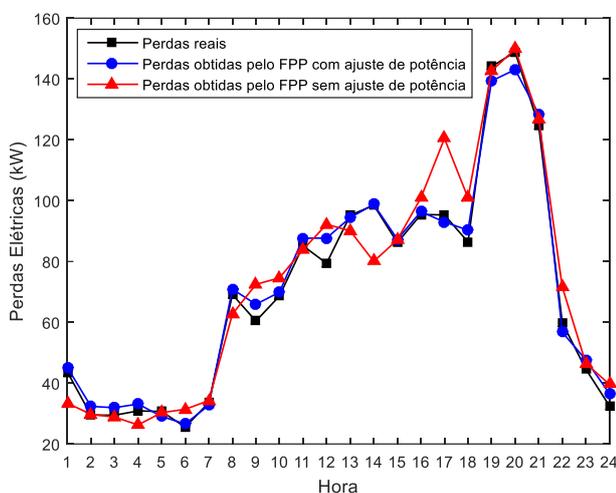


Fig. 4 Perfil das perdas elétricas no SD radial IEEE-33 barras.

A Fig. 5 mostra o desvio padrão de cada perfil de perda elétrica exposto na Fig. 4. Dessa forma, pode-se verificar a redução da incerteza na estimativa de perdas, proporcionada pela metodologia proposta neste trabalho.

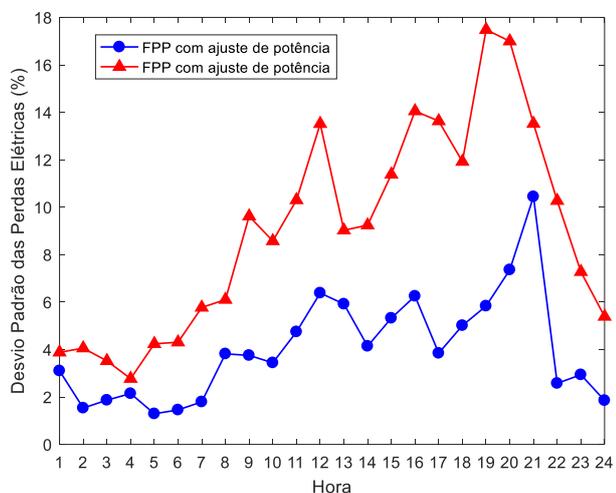


Fig. 5 Desvio padrão das perdas durante operação diária.

O erro médio entre as perdas elétricas reais e aquelas obtidas utilizando o FPP com e sem ajuste de potência são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. Resultados de Perdas.

Erro entre perdas reais e perdas obtidas do FPP sem ajuste de potência	10,26%
Erro entre perdas reais e perdas obtidas do FPP com ajuste de potência	4,69%

Dessa forma, pode-se observar que a aplicação do FPP com ajuste de potência permite maior exatidão da estimativa de perdas elétricas em SDs. Isso ocorre porque tal ajuste impede que os erros provocados pela própria incerteza das variáveis aleatórias do problema (demanda de potência das cargas) se propaguem no processo iterativo executado para o cálculo do fluxo de potência da rede.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho, é apresentada a aplicação da meta-heurística Busca em Vizinhança Variável (VNS) para resolver o problema de alocação de medidores de corrente em redes elétricas radiais, com o objetivo de reduzir o erro na estimativa de perdas elétricas. Para isso é feito um ajuste nas potências das cargas a partir da diferença de valores de corrente registrados pelos medidores e valores calculados via fluxo de potência.

Dos resultados obtidos, pôde-se verificar que a metodologia cumpriu seu objetivo, uma vez que a solução encontrada reduziu as diferenças entre os valores registrados pelos medidores e os estimados.

Uma observação importante nos resultados é que, diante de soluções próximas encontradas, cria-se a flexibilidade da alocação dos medidores disponíveis.

Contudo, vale destacar que o número reduzido de medidores disponibilizados para alocação foi suficiente para melhorar a estimativa das perdas elétricas na rede de 33 barras.

Para trabalhos futuros, pretende-se considerar a quantidade de medidores variável e relacionar a qualidade da estimativa a um parâmetro de custo de perdas elétricas.

REFERÊNCIAS

- Almeida, C. and Kagan, N. (2009) Allocation of Power Quality Monitors by Genetic Algorithms and Fuzzy Sets Theory. In *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1-6.
- Baran, M.E. and Wu, F.F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power delivery*, 4(2), 1401-1407.
- Billinton, R. and Li, W. (1994). Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. *Springer Science & Business Media*.
- Fu, Y., Liu, H., Su, X., Mi, Y., and Tian, S. (2019). Probabilistic direct load flow algorithm for unbalanced

distribution networks considering uncertainties of PV and load. *IET Renewable Power Generation*.

- Kouzelis, K., Mendaza, I., Bak-Jensen, B., Pillai, J. and Bhattarai, B. (2015). Allocation of power meters for online load distribution estimation in smart grids. In *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, pp. 1-6.
- Law, A.M. and Kelton, W.D. (2000). Simulation modelling and analysis, volume 3. McGraw-Hill New York.
- Mladenović, N. and Hansen, P. (1997). Variable neighborhood search. *Computers & operations research*, 24(11), 1097–1100.
- Melhorn, A.C., Dimitrovski, A., and Keane, A. (2016). Probabilistic load flow: A business park analysis, utilizing real world meter data. In *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 1–6. IEEE.
- Pareja, L.G. (2009). Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas. UNESP-Ilha Solteira.
- Prusty, B.R. and Jena, D. (2017). A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 1286–1302.
- Reis, J.v.A.d. (2008). Heurísticas baseadas em busca em vizinhança variável para o problema de programação integrada de veículos e tripulações no transporte coletivo urbano por ônibus. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., Luo, G. X. (1988). A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on power systems*, 3(2), 753-762.
- Villanueva, D., Pazos, J.L., and Feijoo, A. (2011). Probabilistic load flow including wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1659–1667.
- Zvietcovich, W., Cardoso, E., and Galvis, J. (2013). Optimal allocation of meters for monitoring voltage sags and swells using the GRASP-VNS optimisation algorithm. In *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, pp. 1-5.