DOI: 10.48011/sbse.v1i1.2193

Análise de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição com Controle de Potência Reativa da Geração Distribuída

Luan A. Sousa *, **Rodolfo V. Rocha** *, **Renato M. Monaro** *, **Marina Timo de Sá** *.

* *Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, SP, (e-mail: luan.sousa@usp.br, rodolfo.vr@usp.br, monaro@usp.br, marinatimo@usp.br).*

Abstract: The increasing insertion of generation units in modern distribution systems, mainly photovoltaic and wind power, demands that they can provide some kind of grid support. Voltage control and reactive compensation have been the most studied approach, often as an aid to voltage regulators and capacitor banks. This paper aims to analyze the technical power losses of a real distribution system's feeder when distributed generation is used for reactive support. The "power factor" and voltage controls in grid connection were evaluated. A real distribution system provided by the Electric Power Research Institute was used as a case study. The distributed generation's reactive power control affected the system element's power losses.

Resumo: Com o aumento da inserção de unidades de geração, principalmente fotovoltaica e eólica, nos sistemas de distribuição modernos, tem sido muito discutido como essas podem auxiliar no suporte a rede. O controle de tensão e compensação de reativos em redes têm sido os mais abordados, muitas vezes como forma de auxílio a reguladores de tensão e bancos de capacitores. O presente artigo tem como objetivo analisar as perdas técnicas em um alimentador de um sistema de distribuição real quando a geração é usada para suporte de reativo. Foram avaliados os controles de "fator de potência" e da tensão no ponto de conexão. Como caso de estudo foi usado um sistema de distribuição real disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute*. Notou-se que o controle de reativo empregado pelas gerações distribuídas altera as perdas dos elementos do sistema.

Keywords: Voltage control; reactive power; distributed generation; technical losses; smart grids; grid support.

Palavras-chaves: Controle de tensão; potência reativa; geração distribuída; perdas técnicas; redes elétricas inteligentes; suporte à rede.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda mundial de energia elétrica tem proporcionado, além de uma expansão, um aumento na diversidade da matriz energética, o que é constatado pelo uso de novas tecnologias para geração, seja como fonte primária ou como complemento para tecnologias já consolidadas.

Nesse sentido, verifica-se o aumento do uso de fontes renováveis implementadas em larga escala, com unidades de geração agrupadas em parques solares e eólicos com potência instalada total na ordem de GW, ou de forma distribuída, na qual destaca-se o uso de placas fotovoltaicas, instaladas por unidades consumidoras com o objetivo de compensação de energia na fatura, conforme regulado pela ANEEL (2012).

Muito tem se discutido sobre os impactos dessa inserção de geração para a operação dos sistemas de distribuição. Verifica-se que essa traz problemas principalmente para a qualidade da energia e proteção (Telukunta et al., 2017). No entanto, apesar dos impactos negativos, ocasionados principalmente devido à falta de estrutura e regulação dos sistemas de distribuição atuais, o futuro dos sistemas com geração distribuída é promissor.

Trabalhos, como o de Wang et al. (2019), têm investigado como a geração de forma distribuída pode ser usada para melhorar a operabilidade dos sistemas elétricos. A presença de geração distribuída pode ajudar a melhorar o perfil de tensão do sistema (Cherkaoui et al., 2017; Zhai and Liu, 2014), reduzindo a necessidade de atuação de reguladores. Adicionalmente, a geração pode ser usada para prover potência reativa, reduzindo a necessidade de compensação de reativos (De Rijcke et al., 2012; Sarkar et al., 2018).

Considerando o caso do sistema brasileiro, atualmente a geração distribuída é feita para compensação da energia elétrica consumida (ANEEL, 2012), então esses operam de forma a maximizar a potência ativa de saída, mantendo o fator de potência unitário. Portanto, o suporte ao sistema de distribuição não é prioritário.

Para que a geração distribuída possa fornecer suporte ao sistema faz-se necessário o controle das potências ativas e reativas geradas, e que possam ser despachadas (em certo nível) por algum tipo de controle central feito pelo operador do sistema (Kanna and Singh, 2015). Nesse caso, a prioridade é dada a operabilidade e estabilidade do sistema.

Com esse objetivo, concessionárias de distribuição de energia podem instalar unidades de geração distribuídas nos alimentadores do sistema, de forma que se possa operar essas unidades distribuídas para suporte à rede, e evitar investimentos na expansão de alimentadores do sistema e instalação de equipamentos novos, como reguladores e bancos de capacitores (Sarkar et al., 2018). Além disso, os efeitos transitórios de magnitude elevada causados no sistema pela atuação de bancos de capacitores e reguladores de tensão podem ser minimizados (Sarkar et al., 2018).

Por esses motivos, o uso das fontes de geração para suporte ao sistema de distribuição em que estão instaladas é uma tendência (principalmente dentro do contexto de redes elétricas inteligentes) e vem sendo considerado durante a operação e planejamento dos sistemas elétrico, de forma que os códigos de rede (*gridcodes*) de vários países já preveem o uso dessas fontes para suporte, por geração de potência ativa e/ou reativa (Sarkar et al., 2018). Esse esforço regulatório, juntamente com o de desenvolvimento tecnológico dos sistemas elétricos, permitirá uma expansão cada vez maior da matriz energética e da inserção de gerações distribuídas.

Dentro do contexto de sistemas de distribuição, o presente trabalho tem como objetivo analisar como o suporte de reativo prestado por unidades de geração distribuídas pode influenciar nas perdas técnicas de um alimentador. Foi usado um sistema elétrico real com unidades de geração, disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), a partir do qual foram simulados casos com a geração operando em diferentes fatores de potência e com controle de tensão. Pretende-se também apresentar uma revisão de como o controle local e centralizado de potência reativa da geração distribuída pode ser feito para atender os casos simulados.

O texto está dividido da seguinte forma: na Seção II são apresentados os fundamentos de perdas técnicas em sistemas de distribuição; a Seção III abordada o controle local e central das fontes de geração mais comumente encontradas em sistemas de distribuição; na Seção IV é discutida a estrutura de comunicação para o controle central e local; na Seção V é feito o estudo, por meio de simulação, de um sistema de distribuição real; e finalmente, na Seção VI são apresentadas as conclusões obtidas e algumas considerações finais são feitas.

2. PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas inevitáveis de energia que ocorrem durante o transporte de energia tanto na transmissão como na distribuição, são conhecidas como perdas técnicas. Para o sistema de distribuição, as perdas técnicas são calculadas e depois usadas para o ajuste das tarifas que a distribuidora poderá utilizar, conforme regulado pela ANEEL (ANEEL, 2019).

Diversos estudos buscam métodos de reduzir essas perdas técnicas usando diferentes técnicas, como: reconfiguração da rede, mudanças nas formas de troca de *tap* dos reguladores para melhor controle de tensão, mudança na tecnologia dos reguladores de tensão convencionais, ou na localização dos bancos de capacitores para um melhor desempenho. Atualmente, com a inclusão de geração distribuída, há uma mudança no panorama geral para análise de perdas, principalmente no sistema de distribuição.

Devido ao grande crescimento da tecnologia usada na geração distribuída, a sua influência nas perdas técnicas, principalmente na malha de distribuição, não pode ser ignorada. Estudos como os de Mahmoud et al. (2015), mostram como o local onde está instalado a geração distribuída altera consideravelmente as perdas na rede. Outros, investigam a influência do controle do fator de potência na geração distribuída com a inclusão de diferentes estratégias de controle, que possibilitam maior redução nas perdas em redes com elevado número de unidades de geração (Wang et al., 2019).

3. CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O controle de reativo em sistemas de distribuição é feito majoritariamente por bancos de capacitores, os quais apresentam a principal desvantagem de causar efeitos transitórios elevados durante sua atuação. Outra opção considerada atualmente é o uso da geração distribuída, que é empregada para dar suporte à rede em compensação de fator de potência, e melhora do perfil de tensão (Sarkar et al., 2018). No entanto, nem todos os códigos de rede preveem compensação de reativo para geração distribuída, principalmente para unidades de potência na ordem de algumas dezenas de kW, instaladas em baixa tensão (ANEEL, 2012).

O controle de reativo pode ser facilmente incorporado à estrutura de controle local das gerações distribuídas instaladas com finalidade de compensação de energia na fatura. A seguir será apresentada uma revisão sobre os tipos de fontes comumente usadas como geração distribuída, suas características, e como os controles local e central podem ser feitos.

3.1 Meios de geração distribuída

Dentre os diversos tipos de fonte de geração, duas têm destaque para aplicação na forma distribuída: os painéis fotovoltaicos e as turbinas eólicas de pequeno ou médio porte, os quais têm sido instalados em unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte.

A Figura 1 ilustra, simplificadamente, como é a estrutura interna dessas fontes. Nota-se que estas têm em comum o uso de um conversor do tipo "fonte de tensão" que conecta a respectiva geração à rede. O controle desse conversor define o quanto de potência ativa e reativa é inserido na rede. Além disso, a estratégia de controle para os conversores que conectam as turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos à rede é a mesma (Teodorescu et al., 2011).

3.2 Controle local

A Figura 2 mostra, de forma simplificada, o diagrama de blocos do controle do conversor que conecta a unidade de geração à rede. O controle usa medições da tensão do barramento DC e as correntes e tensões trifásicas do ponto de conexão com a rede. O controle normalmente é feito para maximizar potência ativa (fator de potência unitário) mas as potências ativas e reativas também podem ser definidas pelo controle central do sistema (Figura 3).

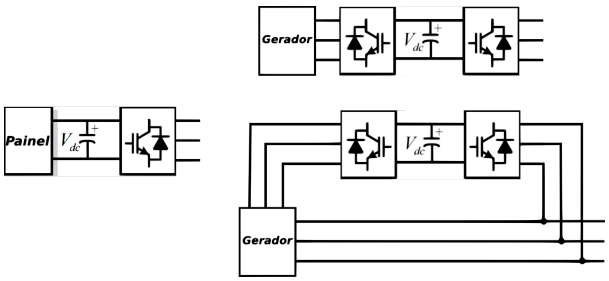

Figura 1. Tipos de geração mais usados na distribuição: solar fotovoltaica, e eólica com conversor de escala completa e de escala parcial.

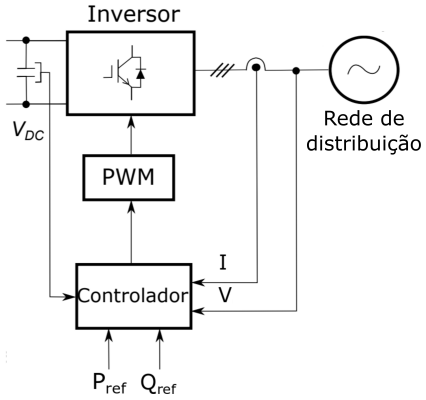

Figura 2. Controle local do conversor que liga a unidade de geração à rede.

Outro tipo de controle local que pode ser implementado pela geração distribuída é o controle de tensão por potência reativa no ponto de acoplamento, conhecido como controle "Volt/VAr" (Wu et al., 2011). Conforme apontado por Freitas et al. (2006), esse controle pode ser usado para evitar que a inserção da geração distribuída provoque problemas de qualidade de energia e estabilidade de tensão.

3.3 Controle central

Apesar do controle de potência reativa local ser fácil de implementar, para níveis elevados de penetração, faz-se necessário um controle central para que a geração distribuída possa fornecer suporte à rede. A Figura 3 ilustra o controle central que define potência ativa (P_{ref}) e reativa (Q_{ref}) para cada unidade de geração. O controle recebe tensões de referência medidos da rede, restrições, e dados obtidos através do fluxo de potência.

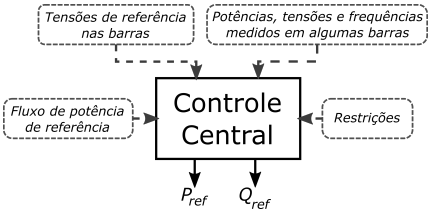

Figura 3. Controle central que define as potências ativa e reativa de cada unidade de geração.

3.4 Estruturas de controle local e central

O controle local da geração é suficiente quando o índice de penetração de fontes distribuídas é pequeno, mas a medida que este cresce, são necessárias novas estratégias de controle local (como o controle de tensão), até o ponto em que faz-se necessário um controle centralizado para o sistema (CGEE, 2017).

A maioria das unidades de geração instaladas nos sistemas de distribuição brasileiro encontram-se como na Figura 4(a), cada uma tem seu controle local de tensão e potência. Para que essas possam fornecer devido suporte à rede, faz-se necessário a definição de uma estrutura de comunicação entre cada unidade e um controle central, conforme ilustrado na Figura 4(b). O controle central é feito pelo operador do sistema, que pode definir a melhor configuração de cada geração para minimizar perdas, melhorar perfil de tensão, e também, para maximizar a capacidade do sistema de distribuição (vide Figura 3).

Outra possibilidade é a formação de uma rede de comunicação entre as unidades geradoras, como ilustrado na Figura 4(c). Esse tipo de configuração tem menor custo de implementação que o da Figura 4(b), e a precisão do suporte pode melhorar a medida que novas unidades são instaladas, uma vez que cada nova geração instalada é um novo ponto de medição. O sistema pode também combinar a estrutura de controle centralizado com a de agentes, formando um sistema híbrido que pode combinar as vantagens dos dois.

4. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADO

A fim de verificar o impacto da inserção e do controle de reativo da geração distribuída nas perdas técnicas, foi simulado um sistema de distribuição usando o *software* OpenDSS.

4.1 Descrição do sistema

Para o estudo proposto neste trabalho, foi escolhido um sistema de distribuição disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), o *Feeder J1* (EPRI, 2019), ilustrado na Figura 5.

Trata-se de um sistema de distribuição real localizado no nordeste dos Estados Unidos, possui tensão nominal de 12 kV, 58 milhas terrestres de extensão, e atende 1300 consumidores (residencial, comercial e industrial leve), totalizando 6 MW. Também possui quatro reguladores de tensão e cinco bancos de capacitores (totalizando 3,9 MVAr), e 1,7 MW de geração distribuída instalada na forma de painéis fotovoltaicos.

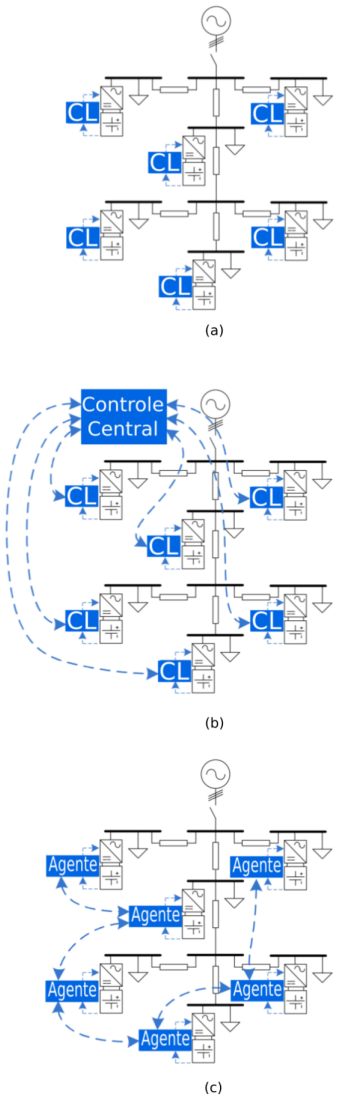

Figura 4. Estrutura de comunicação entre o operador do sistema de distribuição: (a) gerações distribuídas com controle local (CL); (b) controle central que se comunica com cada geração distribuída; (c) comunicação entre as gerações distribuídas, formando uma rede de agentes. Adaptado de Morstyn et al. (2018).

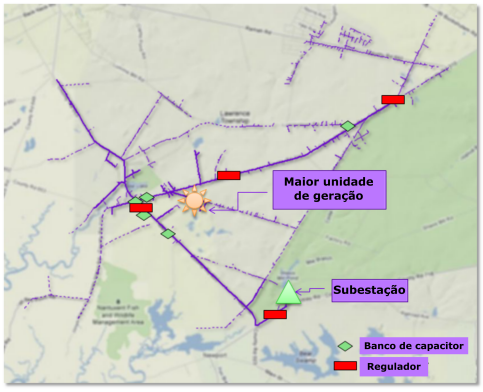

Figura 5. Sistema de distribuição - *EPRI Feeder J1*. Adaptado de EPRI (2019).

As unidades de geração estão localizadas nos pontos amarelos da Figura 6, totalizando 13 pontos de geração, quatro são trifásicos (pontos em vermelho) e o restante monofásico (pontos em amarelo).

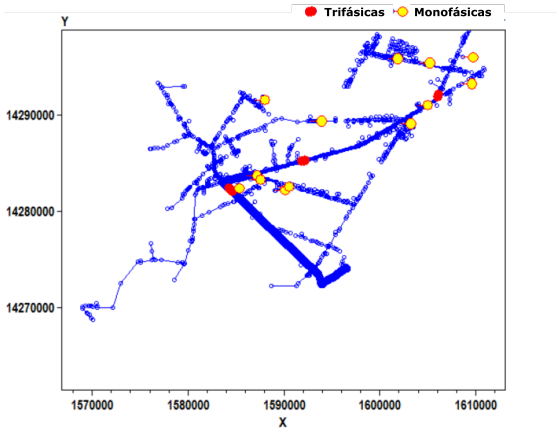

Figura 6. Localização das unidades de geração. Adaptado de Rylander (2014).

4.2 Casos simulados

No geral, foram simuladas VIII condições (cenários) do sistema:

- I Sem geração distribuída;
- II Todas as unidades de geração distribuída operando com fator de potência unitário;
- III Todas as unidades de geração distribuída operando com fator de potência 0,9 indutivo;
- IV Todas as unidades de geração distribuída operando com fator de potência 0,9 capacitivo;
- V Unidades trifásicas operando com fator de potência 0,9 indutivo e unidades monofásicas com fator unitário;
- VI Unidades trifásicas operando com fator de potência 0,9 capacitivo e unidades monofásicas com fator unitário;
- VII Todas as unidades operando com controle local de tensão (Volt/VAr);
- VIII Unidades trifásicas com controle Volt/VAr e monofásicas com fator de potência unitário.

O primeiro caso visa avaliar as perdas do sistema sem geração distribuída, como referência para os demais casos. O segundo ilustra o caso das gerações operando apenas para compensação de energia na fatura; e nos casos III e IV, se fosse imposto um fator de potência não unitário (indutivo e capacitivo).

Para os casos V e VI, as unidades monofásicas foram mantidas operando apenas para compensação de energia e as trifásicas com fator de potência não unitário; esse seria o cenário mais viável para implementação do controle central, pois as unidades trifásicas têm maior potencial de suporte de reativo à rede e a implementação de uma estrutura de comunicação entre elas e o controle central é mais plausível. Nesses cenários, uma estrutura de controle envia os valores de potência reativa (ou o fator de potência) para as unidades trifásicas, como ilustrado na Figura 4(b).

Nos casos VII e VIII foram alterados os controles locais das unidades de geração, de "fator de potência" para "tensão". As unidades com o controle tensão vão regular a tensão no barramento em que estão conectadas através da potência reativa. No caso VIII, pelos mesmos motivos apresentados para os casos V e VII, apenas as trifásicas tiveram mudança no controle local.

O controle de tensão das gerações distribuídas foi implementado da seguinte forma no OpenDSS:

-*"New XYCurve.vv_curve npts=4 Yarray=*(y_1, y_2, y_3, y_4) *XArray=*(x_1, x_2, x_3, x_4)*"*

-*"New InvControl.InvPVCtrl mode=VOLTVAR voltage_curvex_ref=rated vvc_curve1=vv_curve EventLog=yes"*

4.3 Resultados

As simulações foram feitas considerando operação nominal das gerações distribuídas e das cargas, de forma a analisar o comportamento estático do alimentador. A Tabela 1 apresenta os valores das perdas técnicas para cada um dos cenários considerados, foram analisadas as perdas totais e as parciais devido aos transformadores da subestação e os dos conjuntos de carga, e das linhas de distribuição.

Tabela 1. Perdas técnicas nos transformadores e nas linhas de distribuição para os casos descritos. Valores em kW.

Caso	Subestação	Transformadores	Linhas	Total
I	106,65	60,95	301,7	469,3
II	74,57	56,83	204,1	335,6
III	75,73	56,17	212,2	344,2
IV	74,94	58,46	209,2	342,6
V	75,5	56,1	212	343,6
VI	74,94	58,36	208,4	341,7
VII	72,46	55,84	205,1	333,4
VIII	74,11	57,49	206	337,5

Analisando a Tabela 1, nota-se que:

- A inserção das gerações distribuídas contribui significativamente para a redução das perdas desse alimentador. Isso se deve ao fato dessas unidades de geração diminuírem a demanda de potência ativa do transformador da subestação.
- Para esse alimentador, o uso de controle de tensão (Volt/VAr) nos casos VII e VIII, proporciona uma minimização nas perdas do transformador da subestação e, se todas as unidades tiverem controle de tensão (caso VII), dos transformadores das cargas. Entretanto, ocorre um aumento nas perdas das linhas com relação ao caso II (fator de potência unitário); isso se deve ao fluxo de potência reativa dentro do alimentador (não advindo da subestação).
- Para a capacidade de geração distribuída desse sistema, o uso de controle de fator de potência unitário proporciona os menores valores de perdas nas linhas.
- A operação das unidades de geração com fator de potência capacitivo (fornecendo potência reativa) apresenta redução das perdas totais do sistema em relação a operação com fator de potência indutivo. Nota-se que ao usar fator de potência capacitivo (casos IV e VI) as perdas nas linhas e no transformador da subestação diminuem em comparação aos casos com fator de potência indutivo (casos III e V), mas as perdas nos transformadores das cargas aumentam.
- Para esse alimentador, o uso de controle de fator de potência unitário para as unidades monofásicas e especificação da potência reativa pelo operador para as trifásicas (casos V e VI) proporciona menores perdas do que se aplicado a todas as unidades (casos III e IV). Como discutido na Subseção 3.4, isso simplifica consideravelmente a estrutura necessária para o controle central. Ademais, as unidades trifásicas têm maior potencial de suporte à rede.

Os casos III e IV foram extrapolados para outros fatores de potência para verificar como as perdas dos transformadores e linhas mudam ao variar o fator de potência de todas as unidades desse sistema simultaneamente, os resultados são apresentados nas Figuras 7 e 8.

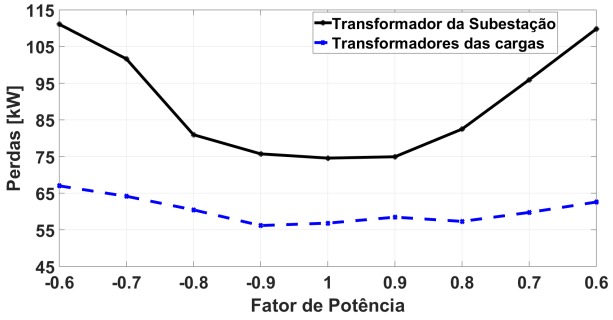

Figura 7. Perdas dos transformadores da subestação e das cargas em função do fator de potência. Fator maior que zero indica injeção de potência reativa pela geração.

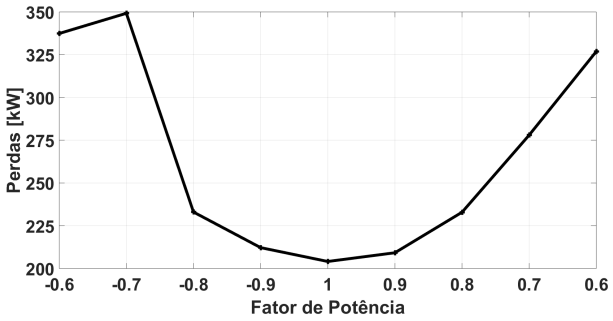

Figura 8. Perdas das linhas em função do fator de potência. Fator maior que zero indica injeção de potência reativa pela geração.

Nota-se que, para esse sistema, as perdas são menores quando as unidades operam com fator de potência próximo ao unitário, de forma que as unidades apresentam potencial compensação de energia enquanto fornecem suporte de reativo. Além disso, o uso de fatores de potência muito baixos nas unidades distribuídas pode levar à instabilidade de tensão do sistema (Sarkar et al., 2018).

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho propôs uma análise das perdas técnicas de um alimentador de distribuição real dentro do

contexto de suporte de potência reativa fornecido por unidades de geração distribuída. Ressalta-se que os resultados do controle de reativo nas perdas do sistema dependem da relação entre capacidade de geração e cargas (nível de penetração), perfil de consumo (que varia de acordo com os tipos de unidade consumidora e região) e da topologia da rede.

O sistema analisado nesse artigo apresenta um total de 6 MW de carga, e a inserção de 1,7 MW de geração com fator de potência unitário (caso II) proporcionou uma redução de 133 kW nas perdas técnicas totais. Ao mudar a estratégia de controle local das unidades de geração para controle de tensão, o qual controla a potência reativa para regular a tensão, foram reduzidos mais 2 kW das perdas totais, proporcionados principalmente pela redução nas perdas dos transformadores da subestação e das cargas. O uso de fator de potência não unitário (indutivo ou capacitivo) em todas as unidades proporcionou redução das perdas nos transformadores das cargas.

De forma geral, nota-se que o controle de reativo, seja por meio de uma estrutura de controle centralizado, ou por mudança da estratégia de controle local, pode ser usado para otimizar as perdas técnicas nos componentes de um alimentador de distribuição.

As estruturas de controle centralizado podem ser incorporadas ao sistema estudado para avaliar meios de otimizar as perdas técnicas do sistema (ou em algum componente específico) por meio do controle da potência reativa. Vale ressaltar que essa análise requer o controle dos bancos de capacitores e reguladores de tensão, além da geração.

AGRADECIMENTOS

A realização desse trabalho foi possível graças a estrutura disponibilizada pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), bem como ao financiamento do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES). Agradecemos o suporte fornecido.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2012). Resolução Normativa 482/2012. 12. URL http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf.

ANEEL (2019). Perdas de Energia. URL https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset{_}publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false.

CGEE (2017). *Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro: Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica*, volume 3-8.

Cherkaoui, N., Belfqih, A., Mariami, F.E., Boukherouaa, J., and Dazahra, M.N. (2017). Voltage regulation in the electrical network using reactive power control strategy of WPP based DFIG wind turbine. In *2017 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*, 1–5. IEEE. doi:10.1109/EITech.2017.8255300. URL http://ieeexplore.ieee.org/document/8255300/.

De Rijcke, S., Ergun, H., Van Hertem, D., and Driesen, J. (2012). Grid Impact of Voltage Control and Reactive Power Support by Wind Turbines Equipped With Direct-Drive Synchronous Machines. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4), 890–898. doi:10.1109/TSTE.2012.2205167. URL http://ieeexplore.ieee.org/document/6299008/.

EPRI (2019). Distributed PV Monitoring and Feeder Analysis. URL https://dpv.epri.com/feeder{_}j.html.

Freitas, W., Vieira, J.C.M., Morelato, A., da Silva, L.C.P., da Costa, V.F., and Lemos, F.A.B. (2006). Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 301–311. doi:10.1109/TPWRS.2005.860931.

Kanna, B. and Singh, N. (2015). Towards reactive power dispatch within a wind farm using hybrid PSO. doi:10.1016/j.ijepes.2015.01.021. URL http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.021.

Mahmoud, K., Yorino, N., and Ahmed, A. (2015). Power loss minimization in distribution systems using multiple distributed generations. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 10(5), 521–526.

Morstyn, T., Hredzak, B., and Agelidis, V.G. (2018). Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), 3652–3666. doi:10.1109/TSG.2016.2637958.

Rylander, M. (2014). DOE DPV Website Tutorial.

Sarkar, M.N.I., Meegahapola, L.G., and Datta, M. (2018). Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms. *IEEE Access*, 6, 41458–41489. doi:10.1109/ACCESS.2018.2838563.

Telukunta, V., Pradhan, J., Agrawal, A., Singh, M., and Srivani, S.G. (2017). Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 3(4), 365–379. doi:10.17775/CSEEJPES.2017.00030.

Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodríguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Photovoltaic and*. John Wiley & Sons.

Wang, N., Li, J., Hu, W., Zhang, B., Huang, Q., and Chen, Z. (2019). Optimal reactive power dispatch of a full-scale converter based wind farm considering loss minimization. doi:10.1016/j.renene.2019.02.037. URL https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.037.

Wu, B., Lang, Y., Zargari, N., and Kouro, S. (2011). *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons.

Zhai, J. and Liu, H. (2014). Reactive power control strategy of DFIG wind farms for regulating voltage of power grid. In *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, 1–5. IEEE. doi:10.1109/PESGM.2014.6939441. URL http://ieeexplore.ieee.org/document/6939441/.