

ANÁLISE DE PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

MURILO H. S. LEONARDO, JOSÉ CARLOS M. VIEIRA JR.

*Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, Depto. de Engenharia Elétrica e de Computação
Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo
Avenida Trabalhador São-carlense, 400, São Carlos, SP, 13566-590
E-mails: murilo.leonardo@usp.br, jcarlos@sc.usp.br*

Abstract— The expansion of distributed generation has been significant in several countries in recent years due to factors such as the decentralization of power generation, bringing it closer to the consumer, the use of local renewable sources and, above all, the diversification and expansion of the energy sources. However, the connection of distributed generators to the distribution network has an impact on the electrical system losses, which can be both positive and negative, depending on certain factors such as the level of generation and the location of the generator. In this context, this work aimed to investigate the influence of connecting multiple distributed generators on the technical losses of distribution networks, focusing on the contribution / responsibility of each generator in the total losses of the electrical system. This research was conducted by studying the application of the Substitution method. As a contribution of this work to studies in this area, it is noteworthy that the variation of the load from the power grid and changing the operating mode of distributed generators are important aspects that were incorporated in the analyses.

Keywords— allocation of losses, load flow, distributed generation, electrical losses, distribution power systems, substitution method.

Resumo — A expansão da geração distribuída tem sido significativa em vários países nos últimos anos devido a alguns fatores como, por exemplo, a descentralização da geração de energia elétrica, trazendo-a próxima do consumidor, o aproveitamento de fontes renováveis locais e, sobretudo, a diversificação e ampliação da matriz energética. Porém, a conexão de geradores distribuídos na rede de distribuição causa impactos nas perdas elétricas do sistema, os quais podem ser tanto positivos quanto negativos, a depender de alguns fatores, tais como o nível de geração e a localização do gerador. Neste contexto, este trabalho visou investigar a influência da conexão de vários geradores distribuídos nas perdas técnicas de redes de distribuição, com foco na contribuição/responsabilidade de cada gerador nas perdas totais do sistema elétrico. Esta investigação foi conduzida pelo estudo de aplicação do método da Substituição. Como contribuição deste trabalho aos estudos realizados nessa área, ressalta-se que a variação do carregamento da rede elétrica e a alteração do modo de operação dos geradores distribuídos são aspectos importantes que foram incorporados nas análises.

Palavras-chave— alocação de perdas, fluxo de carga, geração distribuída, perdas elétricas, sistemas de distribuição de energia elétrica, método da substituição.

1 Introdução

A partir da desverticalização do setor elétrico brasileiro na década de 1990, em que os setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica deixaram de ser monopólio do Estado e abriu-se espaço para a livre concorrência entre as concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, tem-se verificado um aumento significativo de investimentos em geração de médio e pequeno porte, esta que pode ser denominada geração distribuída. Segundo a legislação brasileira, geração distribuída é caracterizada por empreendimentos de geração de energia elétrica conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do consumidor (Presidência da República, 2004).

Os motivos pelo crescimento e interesse na geração distribuída estão fortemente ligados a questões econômicas, técnicas e ambientais, como por exemplo: desenvolvimento tecnológico para aproveitamento de fontes renováveis locais, baixo custo e curto tempo de instalação em relação às grandes centrais elétricas tradicionais, fornecimento de energia em picos de carga do sistema (maior confiabilidade), redução nas perdas das linhas de transmissão e distribuição (El-Khattam e Salama, 2004; Department of Energy - U.S.A., 2007).

Porém, a conexão de geradores distribuídos (GDs) na rede de distribuição deve ser precedida de uma série de estudos técnicos visando determinar condições de operação, controle e proteção desses geradores de forma a minimizar eventuais impactos negativos aos sistemas de energia elétrica como um todo (Pepermans et al., 2005; Jenkins et al, 2008).

Uma questão importante relacionada a isso são os impactos dos geradores distribuídos nas perdas elétricas do sistema. As perdas nos sistemas elétricos estão diretamente ligadas à distribuição e intensidade do fluxo de potência nas redes que compõem esses sistemas. A presença de geradores distribuídos altera a distribuição deste fluxo, afetando assim as perdas (Ayres, 2010; Oliveira e Urtubey, 2009). Desta forma, um gerador distribuído tem a capacidade de reduzir as perdas em um sistema, como também pode aumentá-las, dependendo do nível de geração e da localização do GD, da demanda de carga e da topologia da rede (Ayres, 2010). Neste contexto, surge a necessidade de investigar a influência dos geradores distribuídos nas perdas elétricas e métodos para redução das perdas, evitando que em certos momentos estas aumentem. Este impacto tem sido muito estudado, principalmente por sua importância econômica, visto que a minimização das perdas do sistema de

distribuição é de interesse das distribuidoras de todo o mundo (Jenkins et al, 2008; Padilha, 2010).

Seguindo o contexto apresentado e sendo ressaltada a importância da análise das perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, o objetivo deste trabalho é analisar os impactos de geradores distribuídos nas perdas elétricas em um sistema de distribuição com o enfoque no estudo do método da substituição apresentado em Jenkins et al.(2008) para retratar a participação desses geradores nas perdas da rede elétrica. Desta forma, a análise consiste em identificar a contribuição dos geradores distribuídos na redução ou aumento das perdas em sistemas de distribuição com vários geradores. Isso pode causar o estabelecimento de índices, os quais podem ser empregados para aplicar alguma penalidade, caso determinado gerador contribua para elevar as perdas, ou para gerar algum benefício, caso o gerador atue no sentido de reduzir as perdas. Além disso, este estudo trará uma contribuição ao método supracitado: a análise da variação do nível de carregamento do gerador e do sistema de distribuição, considerando o desbalanceamento de cargas.

2 Métodos para Alocação de Perdas

Atualmente, encontram-se, na literatura técnica, várias metodologias de alocação de perdas em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Porém, constatam-se diferentes classificações para essas técnicas dependendo do critério usado para separá-los. Em Akilimali (2008) e Carpaneto et al. (2008), os autores classificam as técnicas de alocação de perdas em duas categorias:

- Métodos baseados nas sensibilidades das perdas;
- Métodos baseados em equações de circuitos elétricos.

Os métodos baseados em sensibilidades das perdas se utilizam do cálculo de sensibilidade de perdas a partir das derivadas de segunda ordem da equação que representa as perdas totais no fluxo de carga de um sistema. Por outro lado, os métodos baseados em equações de circuitos elétricos têm como fundamento as características estruturais do sistema, que são definidas pela matriz de admitância Y_{barra} ou pela matriz de impedância Z_{barra} (Akilimali, 2008; Carpaneto et al., 2008).

Outra classificação para os métodos de alocação de perdas é encontrada em Conejo et al. (2002), o qual apresenta três classes de métodos:

- Método de alocação proporcional;
- Método de alocação marginal;
- Método da divisão proporcional.

O método de alocação proporcional, denominada pelos autores de “*pro rata*”, consiste em atribuir as perdas elétricas totais igualmente aos agentes geradores e aos agentes consumidores e distribuir proporcionalmente, entre eles, de acordo com o nível

de geração ou consumo dos mesmos. Já o método de alocação marginal é baseado em um coeficiente que os autores de Conejo et al. (2002) chamam de ITL (*Incremental Transmission Losses*). Este coeficiente mede a sensibilidade das perdas ativas totais devido à mudança incremental de potência ativa injetada em cada uma das barras do sistema em análise, de maneira a distribuir proporcionalmente entre os geradores e as cargas, e é facilmente obtido pela resolução de um fluxo de carga conforme é especificado no mesmo trabalho. O método de divisão proporcional fundamenta-se em princípios de divisão linearmente proporcional para alocação de perdas tanto para as cargas quanto para geradores. Assim, as perdas elétricas alocadas em uma linha, cujo fluxo de potência “chega” em uma barra do sistema, são divididas proporcionalmente entre as linhas cujo fluxo “deixa” esta barra (Conejo et al., 2002).

Embora se observem semelhanças entre as classificações apresentadas e tendo em mente que possa haver outros trabalhos que caracterizam de formas diferentes as várias metodologias de alocação de perdas, não há na literatura técnica uma classificação padrão para estes métodos.

2.1 Método do Coeficiente Marginal de Perdas

O coeficiente marginal de perdas (MLC – *marginal loss coefficient*) avalia o nível total de perdas em função de uma mudança marginal de potência ativa e reativa em cada barra do sistema (Jenkins et al, 2008; Akilimali, 2008). Este coeficiente é dado por (Akilimali, 2008; Mutale et al., 2000):

$$\tilde{\rho}_{P_i} = \frac{\partial L}{\partial P_i} \quad \tilde{\rho}_{Q_i} = \frac{\partial L}{\partial Q_i} \quad (1)$$

Em que $\tilde{\rho}_{P_i}$ e $\tilde{\rho}_{Q_i}$ representam os MLCs referentes às perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, L são as perdas elétricas totais, P_i e Q_i são os respectivos consumo/geração de potência ativa e potência reativa em uma dada barra i . Um detalhamento melhor do método é encontrado em Mutale et al. (2000).

O método do coeficiente marginal de perdas pode ser muito bem empregado para estudar os impactos nas perdas em sistemas de distribuição devido à conexão de geradores distribuídos, como é mostrado em Jenkins et al. (2008). A partir de um sistema simples que possui um GD, mostrou-se a possibilidade de detectar quais barras e o quanto cada uma delas contribui para a diminuição ou aumento das perdas totais do sistema. Desta forma, os autores afirmam que é um método conveniente para o caso em que se deseja penalizar ou recompensar um gerador distribuído pelos impactos nas perdas.

2.2 Método da Substituição

O método da substituição apresentado em Jenkins et al. (2008) é um método relativamente simples e recomendado pela “*England and Wales Electricity*

Pool” (Jenkins et al, 2008) para a alocação de perdas em sistemas de distribuição com geração distribuída. De acordo com este método, a avaliação do impacto de um gerador distribuído nas perdas consiste em calcular a diferença das perdas nas situações em que o gerador está presente e ausente no sistema elétrico. Neste trabalho, esse procedimento é repetido para todos os geradores, culminando com a proposição de um índice de alocação de perdas para indicar a responsabilidade de cada um deles. Embora simples, o método pode apresentar incoerências quando há geradores conectados muito próximos da subestação da concessionária (Jenkins et al, 2008).

2.3 Método da Decomposição da Corrente no Trecho (Branch Current Decomposition)

O método *Branch Current Decomposition* (BCDLA – *Branch Current Decomposition Loss Allocation*) proposto em Carpaneto et al. (2006) é um método de alocação de perdas baseado em utilizar o máximo de informações dos resultados do fluxo de potência para simplificar o sistema em termos de injeções de corrente ao longo das barras, sem a necessidade de informações adicionais e/ou aproximações, o que se torna uma vantagem na agilidade do método. Desta forma, a aplicação do BLDCA consiste em determinar o caminho entre a barra que se deseja alocar as perdas e a barra de referência, considerando cada porção conectada às barras deste caminho como uma injeção de corrente, inclusive a porção que esteja conectada a frente da última barra. Além disso, considera-se apenas a resistência da linha em cada ramo, desprezando-se a reatância, obtendo-se, assim, um circuito unifilar simples com apenas elementos resistivos e injeções de corrente nos nós, estas que já são conhecidas do resultado do cálculo do fluxo de potência. O detalhamento do desenvolvimento matemático e da aplicação deste método é encontrado em Akilimali (2008) e em Carpaneto et al. (2006).

Segundo os autores de Carpaneto et al. (2006), a vantagem desse método está na possibilidade de alocar as perdas totais em todas as barras do sistema, isto é, a soma de todas as perdas alocadas em cada

barra é igual às perdas totais, a partir dos resultados do fluxo de carga, sem o cálculo de outras matrizes, como matriz de impedâncias ou matriz Hessiana. Assim, o método se torna simples e eficiente do ponto de vista computacional.

4 Modelagem do Sistema Elétrico

Na modelagem do sistema de distribuição empregado neste trabalho, utilizou-se o programa *DIgSILENT PowerFactory* (DIgSILENT GmbH, 2013). Este programa é uma ferramenta matemática com interface gráfica que permite a modelagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares dos sistemas elétricos e que conta com o método de Newton-Raphson (Monticelli, 1983) para o cálculo do fluxo de potência.

O sistema elétrico utilizado neste trabalho é baseado em um dos sistemas-testes proposto pelo IEEE, denominado IEEE 34 barras (Kersting, 2001) e seu diagrama unifilar está representado na Figura 1. Este sistema consiste em um sistema de distribuição de 24,9 kV, 60Hz, e informações detalhadas das características podem ser encontradas em Kersting, (2001).

O modelo IEEE 34 barras não possui geradores distribuídos conectados no sistema. Assim, foram admitidos três geradores distribuídos de mesma potência nominal conectados em pontos diferentes para analisar os impactos dos mesmos nas perdas elétricas do sistema em estudo. A potência dos geradores foi escolhida de forma que a soma dos três correspondesse a aproximadamente 70% da carga total do sistema, portanto, cada um é de 400 kVA.

O primeiro gerador (Gerador 1) foi posicionado na barra 816 por ser um nó que divide, em duas partes, praticamente quase toda a carga do sistema e por estar próximo à subestação. A escolha do barramento de conexão do Gerador 2 foi motivada pela distância longa da subestação e por isso o mesmo foi interligado ao nó 848, enquanto que o Gerador 3 foi conectado à barra 890 devido a uma carga bem pesada estar localizada neste ponto.

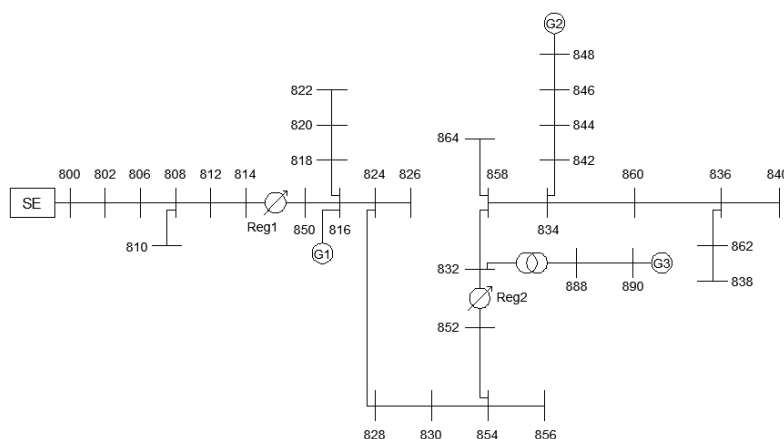


Figura 1. Diagrama unifilar do sistema teste utilizado.

5 Aplicação do Método da Substituição

A aplicação do método da substituição consiste em manter todos os geradores em plena carga e variar a potência apenas daquele gerador em estudo, com o objetivo de observar a mudança nas perdas totais. Assim, neste trabalho, o método foi aplicado individualmente a cada um dos geradores, de forma a manter sempre dois geradores em plena carga e analisar a variação das perdas totais de acordo com o aumento gradual da potência injetada pelo gerador em estudo. Por exemplo, para o estudo da influência do gerador 1 nas perdas, foi mantida sob plena carga os geradores 2 e 3, enquanto que se alterou gradativamente a potência do gerador 1, procedendo da mesma maneira na análise dos outros dois geradores.

Desta forma, propôs-se um índice que pudesse representar a contribuição dos geradores na redução (ou elevação) das perdas, na qual é dado por:

$$K_i = \frac{\Delta Perdas_i}{P_{0i}} \Big|_{P_{in}} \quad (2)$$

Sendo que $\Delta Perdas_i$ representa a diferença entre as perdas totais na presença e na ausência do gerador i para uma dada injeção de potência ativa P_{in} , e P_{0i} representa as perdas totais na ausência do gerador i . Desta forma, por exemplo, para o gerador 1 operando com metade de sua potência nominal, o $\Delta Perdas_1$ seria a diferença entre as perdas totais para esta condição de geração e as perdas totais na ausência deste gerador no sistema (P_{01}).

O índice K é calculado para um gerador sempre considerando os outros dois operando com potência máxima. Assim, o índice proposto determina o potencial de redução ($K > 0$) ou aumento ($K < 0$) das perdas totais do sistema em relação às perdas na ausência do gerador, ou seja, quanto maior for o índice K no sentido positivo, maior é a capacidade que o gerador tem de reduzir as perdas, e quanto maior for o K no sentido negativo, maior é a sua capacidade de aumentá-las.

6 Resultados

A aplicação da metodologia proposta foi realizada para três carregamentos do sistema: carga máxima, carga média e carga mínima. A situação de carregamento máximo é representada pela carga total do modelo IEEE 34 barras. As situações de carga média e carga mínima representam, respectivamente, 50% e 30% da carga total. Além disso, aplicou-se o método da substituição em dois modos de operação dos geradores, com controle de potência ativa e reativa (modo PQ) e com controle de potência ativa e tensão (modo PV), para retratar a contribuição de cada gerador nas perdas ôhmicas totais.

6.1 Considerações Iniciais

Na situação de carga máxima, a tensão na subestação foi regulada para 1,02 p.u., para que todos os barramentos estivessem com as tensões dentro dos limites exigidos pela da norma do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2009).

Para a condição de carga média, a tensão na subestação foi considerada igual a 1 p.u., diferentemente do caso anterior. Porém, os bancos de capacitores foram retirados para esta situação, pois não havia a necessidade de elevação de tensão, visto que os mesmos estavam aumentando significativamente o nível de tensão devido ao alívio do carregamento do sistema.

Da mesma forma que foi feito no caso de carga média, na situação de carregamento mínimo, que corresponde a 30% da carga total, a tensão na subestação foi ajustada para 1 p.u. e os bancos de capacitores também foram desconectados, para as quais as mesmas justificativas se aplicam.

6.2 Método da Substituição Aplicado aos Geradores Operando no Modo PQ

Para a primeira aplicação do método da substituição nos geradores, os mesmos foram considerados operando no modo PQ, isto é, com potência ativa e reativa fixas. Assim, os mesmos foram admitidos com potência reativa nula, garantindo fator de potência unitário, tal como se recomenda (Jenkins et al, 2008; Padilha, 2010).

É importante ressaltar que no decorrer das simulações para este modo de operação, o perfil de tensão em todos os barramentos esteve dentro dos limites normativos especificados segundo ANEEL (2009). Contudo, nos casos de carga média e carga mínima, ocorreu reversão do fluxo de potência ativa na subestação dependendo do nível de geração dos GDs, ou seja, o sistema passou a exportar energia para a rede externa.

6.2.1 Carga máxima

Na Figura 2 é apresentado o comportamento do índice K em função da potência gerada para este caso. Deve-se destacar novamente que o índice K de um gerador operando com uma dada potência é calculado considerando os outros dois geradores sob plena carga. Os resultados da Figura 2 podem ser interpretados da seguinte maneira: analisando a curva verde, observa-se que para os geradores 1 e 2 operando em máxima potência, o Gerador 3 tem a capacidade de reduzir as perdas totais em cerca de 30% quando o mesmo opera com uma potência de 150 kW ou em torno de 60% quando opera em 350 kW.

A partir de uma análise da Figura 2, o que se observa é que os três geradores contribuem para reduzir as perdas elétricas do sistema, indicando que todos eles podem ser recompensados quando estão operando na condição de carga máxima. Além disso, o Gerador 3 é o que apresenta maior capacidade em

diminuir as perdas totais considerando diferentes patamares de injeção de potência ativa.

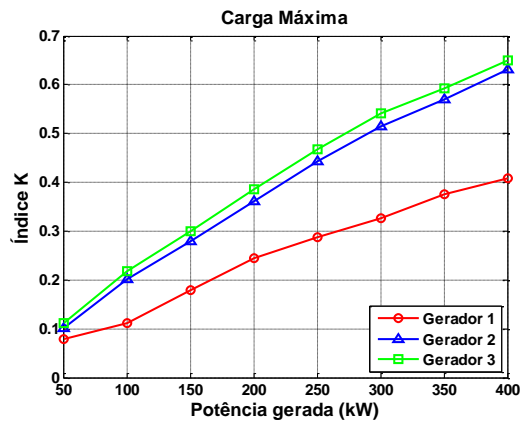


Figura 2: Índice K de cada gerador para a situação de carga máxima e modo de operação PQ.

6.2.2 Carga Média

Os resultados da aplicação do método da substituição neste caso são mostrados na Figura 3.

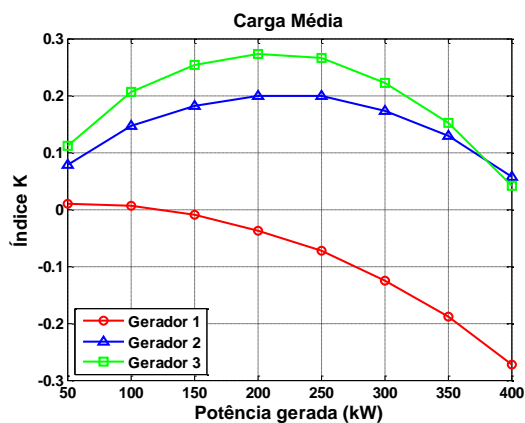


Figura 3: Índice K de cada gerador para a situação de carga média e modo de operação PQ.

Diferentemente da situação anterior, apenas os geradores 2 e 3 são convenientes e que poderiam ser bonificados para a condição de carga média, pois ambos contribuíram para a redução das perdas elétricas do sistema. Embora o Gerador 1 contribua minimamente para a diminuição das perdas para uma injeção potência relativamente baixa, o mesmo chega a aumentá-las em quase 30% quando opera com máxima potência. Isso mostra que o Gerador 1 poderia sofrer alguma punição neste caso. Além disso, é relevante observar o comportamento do índice K dos geradores 2 e 3 cuja tendência inicial é crescente e a partir de aproximadamente metade da potência nominal passa a ser decrescente. Assim, existe um ponto ótimo de operação a partir do qual, a contribuição dos geradores 2 e 3 para a redução das perdas passa a ser cada vez menor. Outro aspecto relevante é o fato de o Gerador 3 continuar ser o mais importante na diminuição das perdas elétricas.

6.2.3 Carga Mínima

A Figura 4, mostra os resultados obtidos para a condição de carregamento mínimo. Como é possível de se observar, para a situação de carga mínima nenhum dos geradores distribuídos contribuíram para a diminuição das perdas totais do sistema, mas para uma elevação considerável. Isto indica que, para este caso, todos eles poderiam ser penalizados. Além disso, deve-se destacar que o papel do Gerador 3 se inverteu, isto é, nesta situação ele continua sendo o agente de maior expressão, porém, para o lado negativo, aumentando as perdas com maior intensidade.

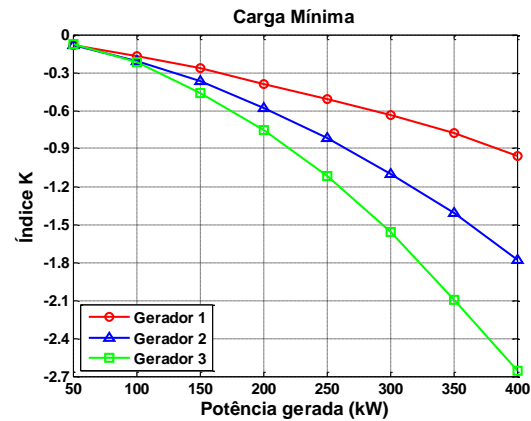


Figura 4: Índice K de cada gerador para a situação de carga mínima e modo de operação PQ.

6.3 Método da Substituição Aplicado aos Geradores Operando no Modo PV

Para a operação no modo PV, os geradores foram ajustados para trabalhar com tensão de 1 p.u. e potência ativa máxima de 320 kW, pois foi considerado um limite superior de 0,6 p.u. e inferior de -0,6 p.u. de potência reativa, logo, os mesmos não ultrapassariam a potência nominal de 400 kVA. Além disso, como no modo PQ, as mesmas observações se aplicam aqui no que se diz respeito ao perfil de tensão das barras do sistema e da inversão do fluxo de potência ativa na subestação para as situações de carga média e mínima.

Deve-se ficar claro que as análises de comparação feita a seguir entre este modo de operação e ao modo PQ foram para uma geração até 320 kW.

6.3.1 Carga Máxima

No gráfico da Figura 5 é apresentado o desempenho dos geradores para esta situação. Observa-se que os três geradores devem ser beneficiados por contribuírem para a diminuição das perdas e que o Gerador 3 apresentou uma capacidade maior de reduzi-las, como foi obtido no caso PQ. Adicionalmente, comparando-se novamente com o modo de operação anterior, nota-se que, embora o comportamento do índice K seja muito semelhante para os três geradores, a influência dos geradores na redução das perdas para esta situação de operação é um pouco maior para potências reduzidas, até aproximadamen-

te a metade da capacidade (200 kW). Para níveis de geração acima disso, o índice K é praticamente o mesmo. Logo, para a condição de carregamento máximo, o modo PV se mostra mais vantajoso para diminuir as perdas elétricas totais do sistema, quando em baixa geração.

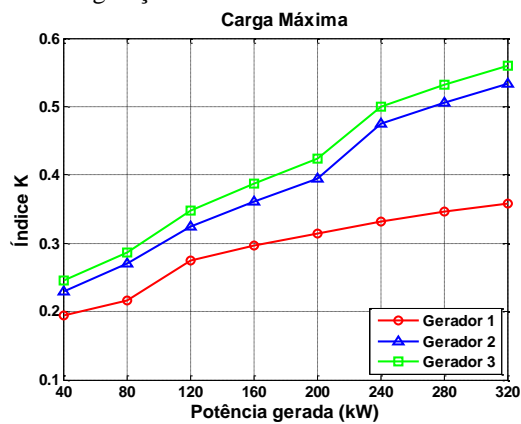


Figura 5: Índice K de cada gerador para a situação de carga máxima e modo de operação PV.

6.3.2 Carga Média

O gráfico da Figura 6 mostra como foram os resultados para este caso. É possível observar que o comportamento foi bem diferente da situação de carga média no modo PQ. No caso anterior, apenas os geradores 2 e 3 eram recompensados pela diminuição das perdas enquanto que o Gerador 1 praticamente só as aumentavam. Já nesta circunstância, os três geradores poderiam ser recompensados pela redução.

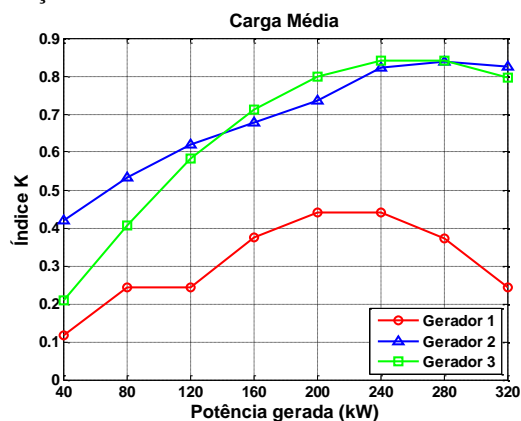


Figura 6: Índice K de cada gerador para a situação de carga média e modo de operação PV.

Ademais, as capacidades dos geradores 2 e 3 de reduzir as perdas totais no sistema foram bem maiores que no modo PQ, mostrando que para a condição de carga média, é mais interessante o modo de operação PV. Outra observação interessante é o cruzamento das curvas dos geradores 2 e 3. Isto se deve principalmente à variação do consumo ou injeção de potência reativa dos geradores, na tentativa de colocar a tensão em 1 p.u. nos barramentos em que os mesmos estão conectados, mudando, assim, a disposição dos fluxos de potência reativa na rede.

6.3.3 Carga Mínima

Os resultados obtidos para este caso são mostrados na Figura 7. Neste caso, o comportamento do índice K é semelhante ao da situação do modo PQ, com algumas diferenças. O Gerador 2 tem capacidade de reduzir as perdas para uma geração bem reduzida, o que lhe poderia gerar alguma bonificação, mas quando passa a aumentá-las, deixa de ser menos influente a partir de uma potência mais elevada, no momento em que cruza com a curva do Gerador 1. Os cruzamentos das curvas dos geradores 1 e 3, para uma potência baixa, pode ser explicada pela mesma justificativa da seção anterior, com relação ao consumo ou injeção de potência reativa dos geradores.

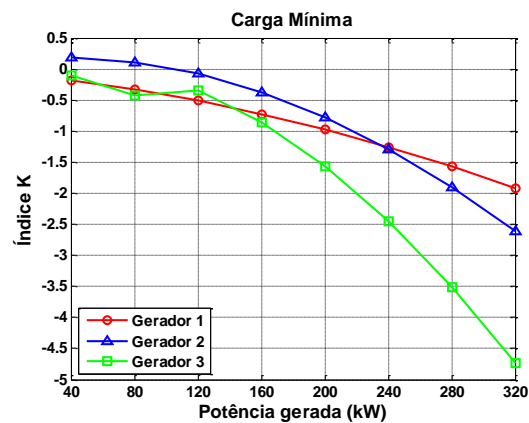


Figura 7: Índice K de cada gerador para a situação de carga mínima e modo de operação PV.

Deve-se ressaltar ainda que o Gerador 3 continuou sendo o mais impactante nas perdas, de forma negativa e que, além disso, a elevação das perdas totais do sistema causadas pelos três geradores é expressivamente maior do que no modo PQ. Assim, o modo de operação PV, para os patamares de geração considerados, não é vantajoso para a situação de carga mínima.

7 Conclusão

A revisão bibliográfica sobre problemas causados nas perdas elétricas de um sistema de distribuição de energia elétrica devido à conexão de geradores distribuídos e principalmente sobre os métodos de alocação de perdas explicitou a possibilidade de aplicação de tais métodos para analisar o impacto de GDs nas perdas, com o objetivo de determinar índices que retratem a contribuição desses geradores. Foram apresentadas classificações de métodos de alocação de perdas que se encontram na literatura técnica, e suas características básicas, mas viu-se que não há uma padronização para a classificação desses métodos, bem como, descreveu-se brevemente alguns métodos de alocação de perdas.

O método da Substituição, devido a sua simplicidade, foi o escolhido para analisar o impacto de geradores distribuídos nas perdas elétricas de um sistema de distribuição correspondente ao modelo

IEEE 34 barras. O estudo foi feito para três carregamentos diferentes: carga máxima, carga média e carga mínima; e dois modos de operação dos geradores: PQ e PV. Além disso, propôs-se um índice K que pudesse representar a intensidade da variação das perdas totais.

A utilização do índice K para esta análise mostrou a possibilidade de gerar benefícios e/ou penalizações para geradores distribuídos devido à alteração das perdas em um sistema elétrico. No sistema analisado, verificou-se que na situação de carga máxima, os dois modos de operação apresentaram resultados muito parecidos, exceto para um nível de geração baixo, na qual o modo PV mostrou-se mais favorável para diminuir as perdas elétricas. Em carga média, o modo PV de operação dos geradores foi o que apresentou melhores resultados no que diz respeito à redução das perdas totais do sistema, embora, deve-se ressaltar que o fator de potência dos geradores pode ser muito baixo. Já na condição de carregamento mínimo, os resultados mostram que, independentemente do modo de operação dos geradores, estes elevam significativamente as perdas do sistema, apontando que podem ser punidos ou não operarem neste caso. Assim, a aplicação do método da substituição deixou evidente que a influência de geradores distribuídos no sistema de distribuição depende fortemente do nível de carregamento da rede, da potência fornecida pelo gerador e do seu modo de controle.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) - Processo 2013/04435-1 e ao Conselho Nacional de Pesquisa Científica e Tecnológica (CNPq) pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- ANEEL (2009). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, Brasília, 2009.
- Akilimali, J. S. C., (2008). Current Decomposition-Based Loss Partitioning and Loss Allocation in Distribution Systems. Doctoral Thesis (Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica), Politecnico di Torino, Torino, Italy.
- Ayres, H. M. (2010). Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Carpaneto, E.; Chicco, G.; Akilimali, J. S., (2006). Branch Current Decomposition Method for Loss Allocation in Radial Distribution Systems with Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1170-1179.
- Carpaneto, E.; Chicco, G.; Akilimali, J. S., (2008). Characterization of the loss allocation techniques for radial systems with distributed generation. Electric Power Systems Research, v. 78, p. 1396-1406.
- Conejo, A. J. et al., (2002). Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, v. 17, n. 3, p. 571-576.
- Department of Energy (U.S.A.)(2007). The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion: A Study of Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act 2005.
- DIGSILENT GmbH (2014). DIGSILENT PowerFactory. Disponível em <http://www.digsilent.de>. Acesso em 5 de fevereiro de 2014.
- El-Khattam, W.; Salama, M. M. A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. Electric Power Systems Research, v. 71, p. 119-128.
- Jenkins, N. et al. (2008). Embedded Generation. IET Power and Energy Series, 31. Herts: The Institution of Engineering and Technology, 292 p.
- Kersting, W. H. (2001). Radial Distribution Test Feeders. In: 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, v. 2, Columbus, 2001, p. 908-912.
- Monticelli, A. J. (1983). Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo: E. Blucher.
- Mutale, J. et al., (2000). Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. IEE Proc-Gmer. Trunsm. Distrib., v. 147, n. 1, p. 7-14.
- Oliveira, B. V.; Urbey, W. (2009). Incentivos para a Conexão de Geradores Distribuídos em Redes de Média e Baixa Tensão. In: The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2009, Ubatuba, 9 p.
- Padilha, L. N. (2010). Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos. Dissertação (Mestrado em Ciências), Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos.
- Pepermans, G. et al. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, v. 33, p. 787-798.
- Presidência da República (2004). Casa Civil. Decreto no. 5.163 de 30 de Julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em 5 de fevereiro de 2014.