

SENDI 2004**XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA****Alocação de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Livre Acesso de Terceiros****Oliveira, M. E. Ochoa, L. F. Padilha-Feltrin, A. Mantovani, J. R. S.****Grupo de Pesquisas em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica****Departamento de Engenharia Elétrica - UNESP - Ilha Solteira****Av. Brasil Norte, 364 - Caixa Postal 31.****15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil.****escobar@dee.feis.unesp.br , luis_ochoa@ieee.org , padilha@dee.feis.unesp.br , mant@dee.feis.unesp.br****PALAVRAS-CHAVE**

Livre acesso de terceiros, sistemas de distribuição, alocação de perdas, geração distribuída, reconfiguração.

RESUMO

A reestruturação do setor elétrico está possibilitando o surgimento de consumidores livres e geradores distribuídos. Com este novo cenário, e a necessidade de aumentar a eficiência das empresas distribuidoras, o assunto de alocação de perdas vem ganhando maior interesse nos sistemas de distribuição. A alocação de perdas visa atribuir, para cada usuário da rede (consumidores e geradores), uma parte do custo das perdas. Com a presença de geradores distribuídos, os procedimentos de planejamento e operação, precisam ser re-analisados, pois as redes deixam de ser passivas. Neste trabalho é proposto e testado um simulador de redes de distribuição que possui uma interface gráfica. Nele, a alocação de perdas, em sistemas com geração distribuída, é realizada após a reconfiguração da rede (onde são obtidas as configurações com menores perdas). Conseqüentemente, pode-se decidir qual das configurações propostas faz com que a contribuição da geração distribuída seja a mais favorável para o sistema. São apresentados e comentados os resultados obtidos para uma rede com três alimentadores, comparando os diferentes métodos de alocação de perdas implementados, destacando a facilidade de análise através do simulador.

1. INTRODUÇÃO

A livre competição nos segmentos de comercialização e produção de energia elétrica, devido à reestruturação setorial, possibilita o surgimento de consumidores livres e geradores distribuídos nos sistemas de distribuição. Isso impõem às empresas concessionárias de energia elétrica o desenvolvimento de técnicas de análise e projeto de sistemas de distribuição no sentido de melhorar a qualidade de seu produto, ou seja, da energia elétrica fornecida aos seus consumidores, procurando atender esse mercado cada vez mais exigente. Com a grande dificuldade para a construção de novos sistemas elétricos de distribuição e transmissão, e até mesmo de geração, as empresas buscam primeiramente a utilização dos sistemas elétricos já existentes. Assim, pretende-se a viabilização de soluções economicamente factíveis com a utilização de novas tecnologias, como por exemplo, a implantação de pequenos geradores próximos a grandes grupos consumidores. Este novo conceito de planejamento da expansão do sistema de distribuição tem sido denominado *geração distribuída (GD)*. Geração distribuída é a geração feita perto do local do consumo, independente da dimensão, tecnologia ou da fonte primária de energia, sendo preestabelecida pelas necessidades de energia próximas ao consumidor, tendo sua dimensão definida pela carga a ser suprida. Esta definição, constantemente discutida por diversos autores¹, contrasta com a geração central, em que a energia é gerada em grandes unidades e fornecida aos consumidores através de complexos sistemas de transmissão e distribuição².

No entanto, com a inserção de geradores distribuídos e a possibilidade de livre acesso de terceiros nas redes de distribuição, todas as questões sobre planejamento, manutenção e operação ficam muito mais complexas e precisam de uma reavaliação. A inserção de geradores distribuídos causa um impacto significativo no fluxo de potência, no aumento e/ou na diminuição das perdas elétricas. A instalação de um pequeno gerador próximo a uma grande centro de consumo poderá reduzir os valores das perdas do sistema; entretanto, um grande gerador distribuído localizado distante da demanda do sistema possivelmente acarretará num aumento das perdas da rede³. Além de interferir nos valores de perdas, a integração de geradores distribuídos em redes de distribuição podem propiciar o surgimento de problemas técnicos e de segurança. Eles podem contribuir para correntes de falta, causar oscilações de tensões, interferir no processo de controle de tensão, na proteção e na estabilidade do sistema, etc.³ De fato, todo nosso conhecimento sobre sistemas de distribuição deve ser repensado, pois o impacto dos geradores distribuídos são significativos tanto para planejamento quanto para operação das redes de distribuição⁴.

O problema de alocação de perdas para os consumidores torna-se significativo com a introdução de competição nos sistemas elétricos, deve ser detalhadamente analisado, especialmente com relação aos geradores distribuídos alocados no sistema e a reconfiguração da rede para o planejamento da operação. Nos sistemas de distribuição, a alocação de perdas é, atualmente, importante devido à possibilidade de ter consumidores e geradores livres nas redes. Assim, nos últimos anos surgiram diferentes propostas de alocação de perdas em redes elétricas, tanto para transmissão⁵ quanto para distribuição^{3,6,7,8}. Como a alocação de perdas para barras não pode ser realizada de forma exata⁹, vários

métodos tem sido propostos com o intuito de encontrar a alocação mais justa possível. Os métodos tentam apresentar uma solução para o dilema de dividir as perdas I^2R para mais de um consumidor ou gerador. Por exemplo, com dois usuários conectados na rede as perdas são $(I_1 + I_2)^2 R$, e o problema é como dividir entre os usuários a parcela $2I_1I_2R$.

Neste trabalho os problemas de alocação de perdas e de reconfiguração de redes, com vistas a obter as melhores topologias para operar o sistema, são analisados e discutidos. São implementados e comparados três diferentes métodos de alocação de perdas: Método da Matriz Zbus, Fator de Perdas Diretas, e o Método da Substituição. Um simulador de redes de distribuição que possui uma interface gráfica, é proposto e testado. Nele, a alocação de perdas, considerando redes de distribuição com geradores distribuídos, é realizada após a reconfiguração (onde são obtidas as configurações com menores perdas). Assim, depois de analisar as perdas do sistema e a alocação respectiva, o usuário poderá decidir qual das configurações propostas faz com que a contribuição da geração distribuída seja a mais favorável para o sistema.

Os diferentes métodos de alocação de perdas são apresentados e analisados de acordo com suas particularidades como: fatores de correção, aproximações, dificuldade na interpretação e na implementação, consistência. Os resultados apresentam as comparações, e se destaca as vantagens e desvantagens dos métodos implementados, utilizando um sistema de 16 barras¹⁰.

2. SIMULADOR DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Considerando as exigências atuais de desempenho dos sistemas de distribuição, é de suma importância o desenvolvimento de programas computacionais que venham auxiliar engenheiros e operadores de sistemas de distribuição. Programas computacionais sem interface gráfica¹¹ que fornecem ao usuário pouco mais que uma série de saídas numéricas, são poucos apropriados atualmente, pois apresentam grandes dificuldades de visualização e análise de resultados, e ainda tem pouca utilidade para treinamento.

Muitos simuladores têm aparecido para análise e treinamento em redes de transmissão, mas muito pouco tem sido feito para a distribuição. Este trabalho apresenta um simulador de redes de distribuição de energia elétrica desenvolvido com uma interface gráfica, baseada na linguagem *Visual Basic*, para visualizar as configurações com menores perdas (reconfiguração), perfis de tensão e alocação de perdas nas barras considerando sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos.

Na Figura 1, está representada em forma de diagrama de blocos a estrutura do sistema computacional implementado.

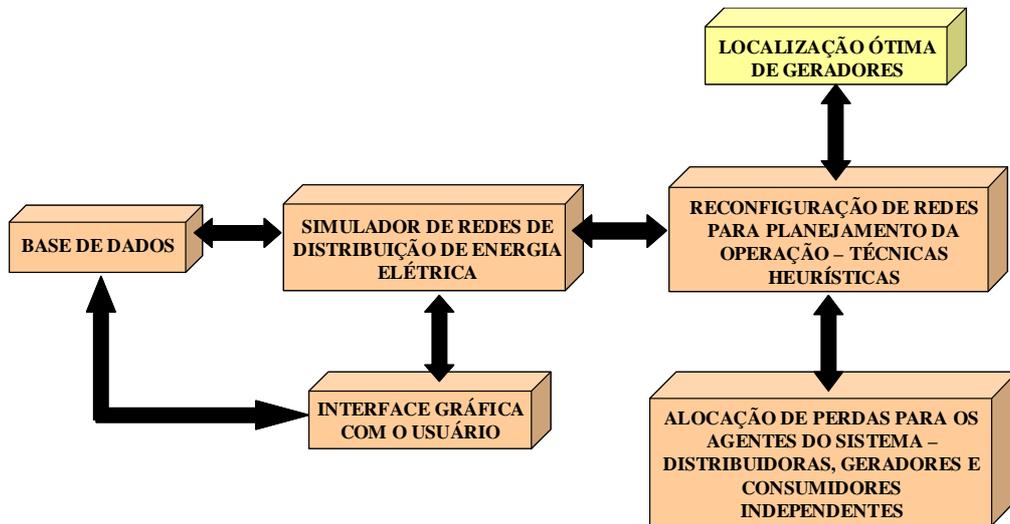


Figura 1: Estrutura geral do simulador de redes de distribuição de energia elétrica.

As funções de cada bloco desta figura são:

- Reconfiguração de Redes: Através de técnicas heurísticas de busca em árvores de decisão, são encontradas as configurações que permitem operar a rede de distribuição, com os menores valores de perdas elétricas, atendendo restrições de qualidade do fornecimento de energia e confiabilidade do sistema. A técnica de reconfiguração implementada utiliza um algoritmo de fluxo de potência, adaptado para sistemas de distribuição com geradores distribuídos;
- Base de dados: Composta pelos dados elétricos e comerciais da rede de distribuição. Permite ao usuário, acessá-la e efetuar as alterações necessárias para simular os diferentes cenários para estudos de planejamento e operação do sistema de distribuição; assim como cálculo do impacto nas perdas de cada configuração com a conexão de geradores independentes no sistema;
- Alocação de Perdas para os Agentes do Sistema: A alocação de perdas visa atribuir responsabilidades pelo impacto dos consumidores e geradores nas perdas elétricas, as quais são mensuradas para cada configuração que o sistema de distribuição possa operar. Esta é uma das mais importantes funções do simulador implementado, e em vistas disso, toda a formulação dos algoritmos para cálculo de perdas em redes de distribuição será detalhada na Seção 3;
- Interface Gráfica com o Usuário: Permite visualizar os resultados das simulações, topologia do sistema e atualizar a base de dados;
- Localização Ótima de Geradores: Visa determinar o local ótimo e a potência dos geradores a serem conectados. Em desenvolvimento.

A Figura 2 apresenta a tela com os resultados fornecidos pelo simulador de redes de distribuição de energia elétrica.

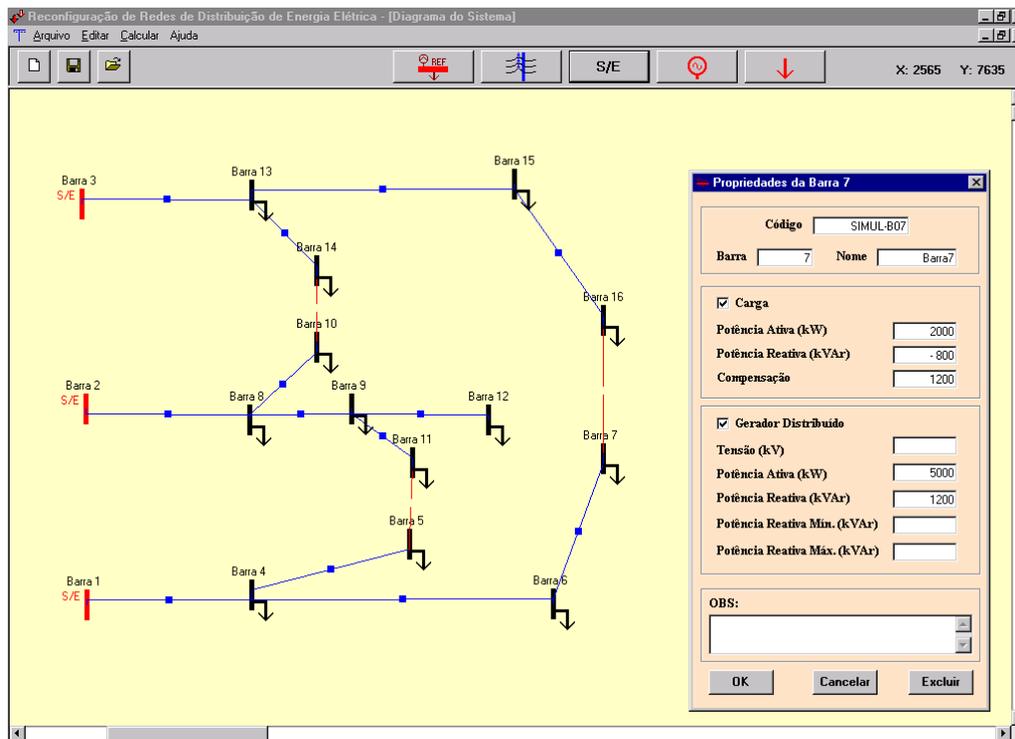


Figura 2: Interface gráfica do simulador de redes de distribuição de energia elétrica.

3. ALOCAÇÃO DE PERDAS

Tradicionalmente, os métodos de alocação de perdas são usados em sistemas de transmissão de energia elétrica, devido aos valores atingidos e também ao grande número de consumidores com livre acesso aos sistemas de potência; entretanto, com a geração distribuída tem-se buscado métodos para serem também aplicados em sistemas de distribuição.

As exigências para um programa ideal de alocação de perdas podem ser assim resumidas⁹:

- Atribuir ao consumidor ou gerador o verdadeiro custo imposto por ele ao sistema;
- Ser consistente;
- Apresentar incentivos ou penalidades para barras em função da localização e da magnitude da potência. Não apresentar comportamento discriminatório;
- Ser de simples interpretação e implementação.

Nesta seção apresentam-se os principais métodos de alocação de perdas em redes de distribuição – Zbus, Substituição e Fator de Perdas Diretas.

3.1. MÉTODO ZBUS⁹

A solução do problema de alocação de perdas através da matriz Zbus é efetuada através da distribuição das perdas entre as barras do sistema. Este método pode ser desenvolvido através da injeção de potência complexa na barra k:

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_k^* \quad (1)$$

em que:

P_k - Injeção de potência ativa na barra k;

Q_k - Injeção de potência reativa na barra k ;

E_k - Vetor complexo de tensão na barra k ;

I_k^* - Conjugado da corrente complexa injetada na barra k .

A injeção de potência real P_k pode ser obtida com a seguinte equação:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m G_{km} \cos \theta_{km} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m B_{km} \sen \theta_{km} \quad (2)$$

em que:

Ω_k - conjunto das barras m , adjacentes à barra k ;

V_k - magnitude de tensão da barra k ;

G_{km} - elemento km da matriz de condutância;

B_{km} - elemento km da matriz de susceptância;

θ_k - ângulo de tensão da barra k .

Pode-se mostrar que as perdas em toda rede são dada pela equação (3):

$$L = \sum_{k=1}^n P_K = \sum_{k=1}^n \left[\underbrace{V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m G_{km} \cos \theta_{km}}_{\alpha_k} \right] + \sum_{k=1}^n \left[\underbrace{V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m B_{km} \sen \theta_{km}}_{\beta_k} \right] \quad (3)$$

Uma parte representa as perdas que ocorrem nas linhas conectadas à barra k (α_k). A outra parte corresponde ao somatório das potências que chegam ao extremo de cada linha conectada a barra k (β_k). Como o somatório desta segunda parte é igual a zero, as perdas totais ativas podem ser expressas em função de P_k , como mostra a equação (4) a seguir:

$$L = \sum_{k=1}^n P_K = \sum_{k=1}^n \alpha_k \quad (4)$$

A qual pode ser re-escrita como:

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n E_k I_k^* \right\} \quad (5)$$

em que:

I_k^* - conjugado da corrente complexa injetada na barra k .

Sabendo que a corrente pode ser obtida como:

$$I_k = \sum_{j=1}^n Y_{kj} E_j \quad (6)$$

em que:

Y_{kj} - elemento kj da matriz de admitância.

Pode-se também expressar as perdas a partir da matriz de admitância ($Y = G + jB$):

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n E_k \left(\sum_{j=1}^n Y_{kj}^* E_j^* \right) \right\} \quad (7)$$

Através da matriz de admitância obtida, consegue-se a matriz de impedância (Z_{bus}):

$$Z_{bus} = Y_{bus}^{-1} \quad (8)$$

Com isso pode-se expressar (7) a partir da matriz de impedância do sistema (Z_{bus}).

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad (9)$$

em que:

Z_{kj} - elemento kj da matriz impedância Z_{bus} .

Desmembrando (9) é possível obter uma expressão com duas somas. Uma que envolve a matriz de resistência, R , e outra que envolve a matriz de reatância, X , conforme (10):

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n X_{kj} I_j \right) \right\} \quad (10)$$

em que:

R_{kj} - elemento kj da matriz R (parte real da matriz Z_{bus});

X_{kj} - elemento kj da matriz X (parte imaginária da matriz Z_{bus}).

O segundo termo de (10) representa o somatório dos fluxos de potência das barras conectadas através da matriz (Z_{bus}) à barra k , que é igual a zero. Assim, o primeiro termo de (10) representa as perdas do sistema (L):

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (11)$$

As perdas do sistema mostradas a partir da matriz (R) podem ser decompostas em n parcelas de perdas, que representam as perdas atribuídas a cada barra. Assim, tem-se:

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (12)$$

Como pode ser visto em (12), as componentes de perdas (L_k) representam o acoplamento entre as injeções de correntes nas n barras do sistema com a injeção de corrente da barra k .

A matriz Y_{bus} , em sistemas de distribuição, é singular, pois neste caso não se considera o efeito capacitivo das linhas. Assim, para se obter a alocação de perdas através da Y_{bus} , despreza-se a contribuição da barra de referência. Esta consideração não afeta a justa alocação de perdas, nem a obtenção do valor total das perdas no sistema, visto que o objetivo deste método é atribuir a cada barra a responsabilidade de pagar pelas perdas que ela provoca. Mais uma prova da justa distribuição de perdas é que, se a barra não possui carga nem geração, a alocação de perdas deve ser zero. Uma vantagem do método de Z_{bus} é a possibilidade de alocação de perdas negativas. Isto indica a

contribuição que a injeção de potência ocasionou no sistema, proporcionando "incentivos monetários" a um gerador distribuído ou consumidor bem posicionado na rede. Por outro lado, geradores distribuídos e cargas "mal" posicionadas, obterão alocação de perdas mais altas.

No caso da transmissão a barra de referência é considerada; pagando pelas perdas que ela provoca. Enquanto que, na distribuição, pelo fato de já ter sido considerada na transmissão, não se aloca perdas para a barra de referência (subestação de fornecimento).

3.2. MÉTODO DA SUBSTITUIÇÃO⁶

Alguns autores utilizam a denominação de método da substituição para designar o teorema da compensação de circuitos elétricos. Neste trabalho a citação será por Método da Substituição⁷.

Atualmente utilizam-se fatores de ajuste de perdas para se determinar o quanto uma barra do sistema deve ser responsável pelas perdas totais da rede. O método da substituição é utilizado para se calcular esses fatores de ajuste. Este método compara as perdas totais com a barra conectada e desconectada do sistema, ou seja, calculam-se as perdas totais do sistema, em seguida, subdividi-se o sistema em n subsistemas, onde n equivale ao número de barras do sistema, e calculam-se as perdas totais para cada subsistema. Em cada subsistema a injeção de potência, de um gerador ou de uma carga da barra que se quer calcular as perdas elétricas atribuídas, é substituída por zero. A diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas do subsistema, conforme equação (13), equivale as perdas atribuídas à barra i (L_i'), antes da normalização.

$$L_i' = P_{total}^n - P_i^{total} \quad (13)$$

em que:

P_{total}^n - perdas totais do sistema com n barras;

P_i^{total} - perdas totais do sistema considerando a carga da barra i nula.

Devido as não-linearidades dos sistemas, o somatório dos resultados obtidos para as perdas elétricas atribuídas em cada barra não equivale às perdas elétricas totais reais do sistema, sendo assim, há a necessidade de uma normalização para as perdas de cada barra. O fator de correção correspondente à normalização é dado pela equação (14):

$$f_c = \frac{P_{total}^n}{\sum_{i=1}^n P_i^{total}} \quad (14)$$

A alocação final das perdas para cada barra é realizada corrigindo-se os valores obtidos anteriormente (L_i'), como a seguir:

$$L_i = f_c \cdot L_i' \quad (15)$$

Assim o somatório das perdas nas n barras da rede é igual às perdas na rede:

$$L = \sum_{i=1}^n L_i = P_{total}^n \quad (16)$$

3.3. FATOR DE PERDAS DIRETAS^{7,12}

As perdas elétricas ativas totais do sistema com n barras, pode ser calculada de acordo com a equação (4). Neste método as perdas são vinculadas diretamente à injeção nodal sem a aplicação de fator de correção, como ocorre no método da Substituição. Os cálculos das perdas ocorrem após a obtenção dos resultados finais do Fluxo de Potência. Para uma dada mudança no ponto de operação, as perdas podem ser obtidas usando expansão em série de Taylor em torno do ponto inicial de operação. A posição da nova perda é dada por (17):

$$L \cong f(\theta^0 + \Delta\theta, V^0 + \Delta V) \quad (17)$$

ou

$$L \cong f(\theta^0, V^0) + [\Delta\theta \quad \Delta V] \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial L}{\partial V} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + \dots \quad (18)$$

em que:

$\Delta\theta$ e ΔV - variações entre os valores após a convergência e a inicialização;

H - matriz hessiana, derivada de segunda ordem da equação (17) em relação às variáveis de estado. Esta matriz é formada na inicialização do fluxo de potência, em que geralmente a magnitude da tensão assume valor de 1 p.u. e o ângulo da tensão assume valor zero, assim contém somente a parte real da admitância das linhas, e é simétrica de ordem $2n \times 2n$. A matriz hessiana pode ser representada como:

$$H = \begin{bmatrix} 2\sum_m^n G_{km} & -2G_{km} & 0 & 0 \\ -2G_{km} & 2\sum_m^n G_{km} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 2\sum_m^n G_{km} & -2G_{km} \\ 0 & 0 & -2G_{km} & 2\sum_m^n G_{km} \end{bmatrix} \quad (19)$$

Com as condições iniciais ($V_i^0 = 1.0$ e $\theta_i^0 = 0$, para $i = 1, \dots, n-1$) aplicadas na equação (18), tem-se:

$$f(\theta^0, V^0) = L_0 = 0 \quad (20)$$

As injeções de potências ativa e reativa nodais nas condições iniciais são iguais a zero. A derivada dos elementos $\frac{\partial L}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial L}{\partial V}$ também é zero na inicialização, enquanto a matriz Hessiana é simétrica e contém somente a parte real da matriz Y_{bus} . Então a perda total da rede pode ser representada como:

$$L \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (21)$$

Na equação (21) as perdas não aparecem em função das injeções nodais de potência, e então é necessário uma analogia com o método de Newton de cálculo de fluxo de potência, ou seja:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [\bar{J}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (22)$$

sendo:

$[\bar{J}]^{-1}$ - inversa da matriz jacobiana média.

A matriz jacobiana média é calculada a partir da matriz jacobiana na inicialização e da matriz jacobiana no ponto de operação, como mostra a equação (23):

$$\bar{J} = \frac{1}{2}(J^0 + J) \quad (23)$$

em que, a matriz jacobiana (J) é calculada de acordo com a equação (24):

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (24)$$

As tensões são inicializadas com $V_i^0 = 1.0$ e $\theta_i^0 = 0$, para $i = 1, \dots, n-1$. Então não há fluxo pelo circuito, resultando em injeções de potências ativas (P) e reativas (Q) nas barras, iguais a zero. Assim:

$$L \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] [\bar{J}]^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (25)$$

O fator de perdas diretas γ é dado por:

$$\gamma = \begin{bmatrix} \gamma_P \\ \gamma_Q \end{bmatrix} \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] [\bar{J}]^{-1} \quad (26)$$

A alocação de perdas nas barras do sistema é dado por (27):

$$L_i = \gamma_{Pi} \times P_i + \gamma_{Qi} \times Q_i$$

em que:

L_i - alocação das perdas na barra i ;

γ_{Pi} - parte ativa do fator de perdas marginal da barra i ;

γ_{Qi} - parte reativa do fator de perdas marginal da barra i .

4. RESULTADOS

O sistema de distribuição testado possui 3 alimentadores e 16 barras¹⁰. O diagrama unifilar, desenhado no simulador é mostrado na Figura 3, tendo os seguintes valores bases de tensão e potência, $V_{BASE} = 23kV$ e $S_{BASE} = 100MW$, respectivamente. A demanda total do sistema é de 28700 kW.

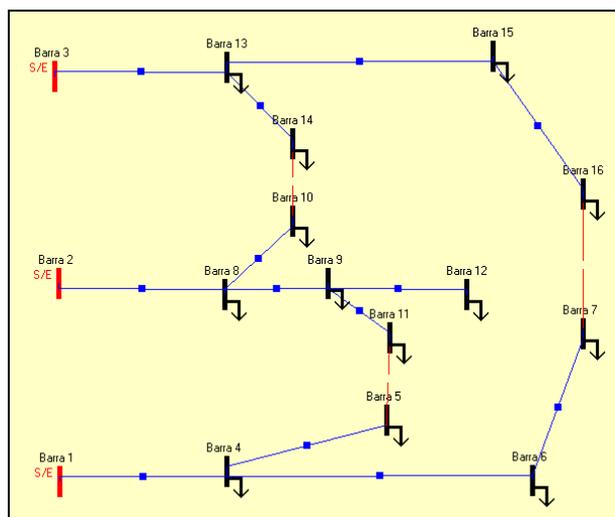


Figura 3: Configuração inicial do sistema de 3 alimentadores.

O impacto do gerador distribuído pode ser observado também nos perfis de tensão dos alimentadores. A Figura 4 mostra o perfil de tensão do alimentador da barra 2, considerando a configuração inicial, obtido inserindo um gerador na barra 9 (barra com maior demanda) com uma potência ativa de saída de 7000 kW (25% da demanda total), com fator de potência 0.97.

Os perfis de tensão dos outros dois alimentadores não apresentaram alterações pois a tensão de referência (subestação) mantém-se constante. A maior variação de tensão foi obtida nas barras 9, 11 e 12, com 1,32% de aumento de tensão.

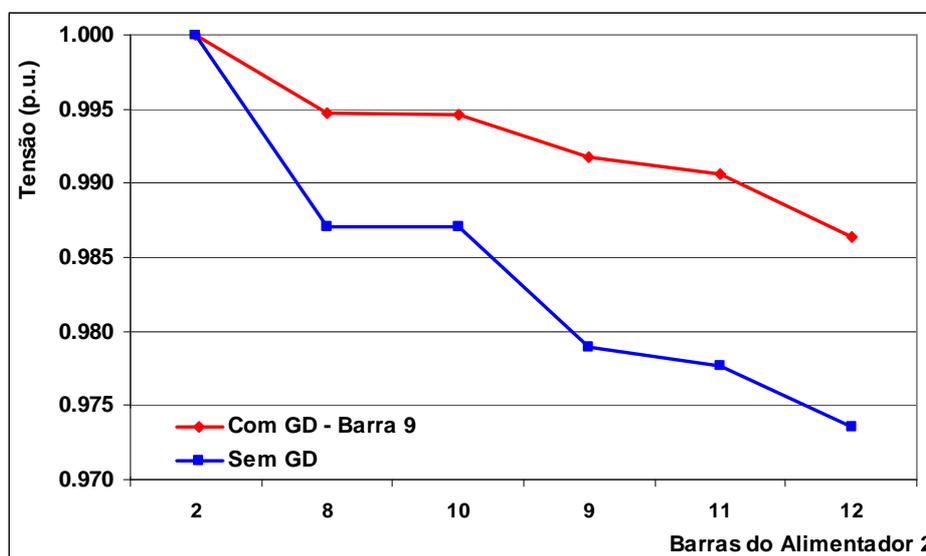


Figura 4: Perfil de tensão do alimentador da barra 2.

As perdas técnicas nos sistemas de distribuição podem atingir valores de até 15%, como ocorreu no Brasil no ano de 1994¹³. Um trabalho de otimização para redução destas perdas pode acarretar uma economia anual de alguns bilhões de reais por ano.

Baseado em uma metodologia de reconfiguração heurística¹¹, o simulador procura as configurações do sistema com menores perdas. A Tabela 1 apresenta os valores das perdas totais e as chaves de interconexão que estão abertas, das 5 melhores configurações com menores perdas, com e sem gerador distribuído na barra 9.

Tabela 1: Melhores configurações com e sem geração distribuída.

| Config. | Sem GD | | Com GD (Barra 9) | |
|---------|---------------------|-------------|---------------------|-------------|
| | Chaves Abertas | Perdas (KW) | Chaves Abertas | Perdas (KW) |
| 1 | 9-11 / 8-10 / 7-16 | 485.48 | 5-11 / 8-10 / 7-16 | 262.43 |
| 2 | 5-11 / 8-10 / 7-16 | 499.59 | 9-11 / 8-10 / 7-16 | 264.28 |
| 3 | 9-11 / 10-14 / 7-16 | 502.8 | 5-11 / 10-14 / 7-16 | 264.69* |
| 4 | 9-11 / 8-10 / 6-7 | 513.5 | 9-11 / 10-14 / 7-16 | 266.2 |
| 5 | 5-11 / 10-14 / 7-16 | 517.25* | 9-11 / 13-14 / 7-16 | 276.45 |

*Configuração original do sistema.

Verifica-se que as perdas da configuração inicial representam 517,25 kW. Este valor diminui 48,8% com a inserção do gerador distribuído na barra 9. Quando é buscada uma configuração ótima com o gerador distribuído na rede, as perdas diminuem ainda mais, chegando a diminuir 49,3%.

A comparação dos métodos de alocação de perdas apresentados será feita analisando a melhor configuração com gerador distribuído, mostrada na Tabela 2, a qual é também a segunda melhor sem gerador distribuído.

Tabela 2: Alocação de perdas para cada método sem gerador e com gerador na barra 9.

| Barras | Zbus | | Substituição | | DLC | |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | Sem GD | Com GD | Sem GD | Com GD | Sem GD | Com GD |
| 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 4 | 16.11 | 16.11 | 17.99 | 22.12 | 16.16 | 16.07 |
| 5 | 27.29 | 27.29 | 26.61 | 32.73 | 27.56 | 27.45 |
| 6 | 17.92 | 17.92 | 19.09 | 23.48 | 18.26 | 18.16 |
| 7 | 32.43 | 32.43 | 29.00 | 35.67 | 32.56 | 32.41 |
| 8 | 68.87 | 38.07 | 73.87 | 40.94 | 68.30 | 37.53 |
| 9 | 121.93 | -16.60 | 125.32 | -38.05 | 121.36 | -18.00 |
| 10 | 16.38 | 16.38 | 14.43 | 17.75 | 16.46 | 16.46 |
| 11 | 13.72 | 5.74 | 16.87 | 7.82 | 14.32 | 6.03 |
| 12 | 120.91 | 61.06 | 118.16 | 48.33 | 123.59 | 62.27 |
| 13 | 7.50 | 7.50 | 8.57 | 10.55 | 7.53 | 7.53 |
| 14 | 7.74 | 7.74 | 7.29 | 8.96 | 7.91 | 7.91 |
| 15 | 10.05 | 10.05 | 10.98 | 13.51 | 10.08 | 10.08 |
| 16 | 38.73 | 38.73 | 31.41 | 38.63 | 39.01 | 39.01 |
| Total | 499.59 | 262.43 | 499.59 | 262.43 | 503.11 | 262.93 |

Para o sistema sem o gerador distribuído, os métodos Zbus e DLC apresentaram valores próximos, mostrando serem os mais justos; enquanto que o método da Substituição, apresentou valores mais distantes na maioria das barras, pois considera as perdas totais do sistema, ou seja, a não linearidade do sistema interfere na alocação das perdas.

Quando inserido o gerador na barra 9, o método Zbus mostrou ser o mais eficiente, pois ele leva em consideração a corrente dos alimentadores individualmente, fazendo com que apenas as barras do

alimentador do gerador distribuído sejam beneficiadas. Enquanto que os métodos da Substituição e DLC, por levar em conta os valores das perdas totais do sistema, faz com que todas as barras sejam afetadas pela inserção do gerador.

5. CONCLUSÕES

Neste artigo uma proposta de análise das perdas no desempenho de sistemas de distribuição com livre acesso a terceiros foi apresentada e discutida. O programa de reconfiguração é baseado em uma metodologia heurística. Foi feita uma análise comparativa de três métodos de alocação de perdas, os quais calculam a contribuição de cada consumidor e gerador para as perdas globais do sistema. Os métodos analisados foram: da matriz Zbus, o método da substituição e o Fator de Perdas Diretas. A reconfiguração e a alocação de perdas levou em consideração a presença de geração distribuída.

O simulador desenvolvido, através de uma interface gráfica, permite uma efetiva e rápida tomada de decisões para a operação da rede, devido à praticidade apresentada.

A alocação de perdas, considerando redes de distribuição com geradores distribuídos, é realizada após a reconfiguração da rede (configurações com menores perdas). De todas as análises e comparações feitas entre os métodos de alocação, destaca-se o método Zbus, por ser de simples interpretação e implementação, não necessitando de um fator de correção, e ainda poder ser utilizado tanto para sistemas de transmissão quanto para distribuição.

É importante salientar que uma alocação ótima do gerador, que não foi abordada neste trabalho, depende de um estudo mais detalhado para a determinação do valor a ser gerado e da localização do mesmo no sistema levando em consideração aspectos técnicos e econômicos.

Depois de analisar as perdas da rede e a alocação respectiva, o usuário poderá decidir qual das configurações propostas faz com que a contribuição da geração distribuída seja a mais favorável para o sistema. Os resultados permitem avaliar o impacto do acesso de terceiros para diferentes configurações, facilitando assim as tomadas de decisões por parte dos operadores.

Finalmente, destaca-se que um simulador, como o proposto aqui; pode ser muito valioso para uma avaliação do desempenho de redes de distribuição: calculando queda de tensão, reconfiguração, alocação de perdas, etc.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao programa CNPq/PIBIC pelo financiamento deste projeto de pesquisa.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. & SÖDER, L. *Distributed generation: a definition*. Electric Power Systems Research 57, Elsevier Science S.A., 2001, p. 195-204.

2 HOLLANDA, J. B. *Potencial da geração distribuída*. Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, v.32, n.356, 2003, p. 220.

3 JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D. & STRBAC, G. *Embedded Generation*. IEE Power and Energy Series 31. The Institution of Electrical Engineers. London, United Kingdom. 2000. ISBN 0 85296 774 8

4 CIRIC, R.C.; PADILHA-FELTRIN, A.; DENIS, I.F.E.D. & OCHOA, L. F. *Integration of the dispersed generators in the distribution management system*. Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003, p. 8.

5 CONEJO, A. J.; ARROYO, J.M.; ALGUACIL, N. & GUIJARRO, A.L. *Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms*. IEEE Trans. on Power Systems, v. 17, n. 3, 2002, p.571-576.

6 MACQUEN, C. N. & IRVING, M. R. *An algorithm for the allocation of distribution system demand and energy losses*. IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.1, 1996, p.338-343.

7 MUTALE, J.; STRBAC, G.; CURCIC, S. & JENKINS, N. *Allocation of losses in distribution systems with embedded generation*. IEE Proceedings – Generation Transmission Distribution, UK, v. 147, n. 1, 2000, p. 7-14.

8 COSTA, P.M. & MATOS, M.A. *Loss allocation in distribution networks with embedded generation*. IEEE Trans. on Power Systems, v. 19, n. 1, 2004, p. 384 - 389.

9 CONEJO, A. J.; GALIANA, F. D. & KOCKAR, I. *Z-buss loss allocation*. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 16, n. 1, 2001, p. 105-110.

10 CINVALAR, S.; GRAINGER, J.J.; YIN, H. & LEE, S.S.H. *Distribution feeder reconfiguration for loss reduction*. IEEE Transactions on Power Delivery, New York, v. 3, n. 3, 1988, p. 1217-1223.

11 CASARI, F. *Reconfiguração de sistema de distribuição de energia elétrica para planejamento de operação*. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 1998, p. 98.

12 DENIS, I. F. E. D.; CIRIC, R. M. & PADILHA A. Métodos de alocação de perdas em sistemas de distribuição com geradores distribuídos. In. *Proc. 2002 Congresso Brasileiro de Automática*, 2002, p. 849-854.

13 COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI. *Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição*. Eletrobrás, 1996, p. 205. (Documento Técnico: CODI – 3.2.19.34.0).