



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GCE-21  
19 a 24 Outubro de 2003  
Uberlândia - Minas Gerais

**GRUPO XIV  
GRUPO DE ESTUDO DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCE**

**MELHORIA NA AVALIAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – EXIGÊNCIA DE UM MERCADO COMPETITIVO**

**Vladimir Andreevitch Popov  
Alexandre Soares  
UFSM**

**Felix Alberto Farret  
UFSM**

**Alzenira da Rosa Abaide\*  
UFSM**

**RESUMO**

Neste trabalho, é apresentada e analisada uma série de algoritmos para a determinação das perdas técnicas de energia em redes de distribuição. Cada um dos modelos propostos está adaptado, da melhor forma possível, para um determinado conjunto e quantidade de informações disponíveis atualmente nos sistemas de distribuição. Os modelos desenvolvidos também oferecem a possibilidade de estimar as perdas de energia em redes elétricas com fontes distribuídas de geração e armazenamento de energia de pequeno porte.

**PALAVRAS-CHAVE**

Perdas técnicas de energia. Sistemas de distribuição. Estimação de estado. Geração distribuída. Resistência equivalente.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O sistema eletro-energético brasileiro, assim como o de muitos outros países, passou por grandes mudanças nos últimos anos entre estas a privatização e a liberalização do setor. Um dos objetivos principais destes processos está direcionado para a diminuição do custo da energia elétrica fornecida aos consumidores.

Por isso a redução das perdas de energia, em todos os níveis, incluindo geração, transmissão e distribuição, hoje, tem papel importante na redução dos preços de energia.

As empresas contam com recursos financeiros limitados. Por esta razão, é importante saber onde estão localizadas as “fontes” de perdas técnicas na rede de distribuição. Com isto, os investimentos em melhorias, tais como a troca de condutores, transformadores e chaves para reconfiguração da rede, entre outros, pode ocorrer de forma mais racional e eficiente. Por isso, atualmente aumentou consideravelmente o problema da determinação, da forma mais correta possível, das perdas de energia em todos os elementos do sistema energético.

Muitas pesquisas estão direcionadas para a solução deste problema [1], [2], [3]. Alguns métodos de cálculo de perdas propostos na literatura apresentam a desvantagem de necessitarem de informações, que não estão disponíveis na maioria das concessionárias ou usam métodos de cálculo muito simples, que não possibilitam obter resultados com um adequado nível de precisão.

Além disso, é necessário levar em conta que hoje as concessionárias são diferentes sob o ponto de vista da quantidade de medidas remotas disponíveis, da estrutura da base de informação, do caráter do software que é utilizado para a modelagem da carga e da estimação do estado das redes elétricas.

Como cada concessionária dispõe de um conjunto próprio de dados operacionais sobre seu sistema, este trabalho apresenta vários modelos, orientados para os diferentes níveis de informações disponíveis. Isto possibilita às concessionárias não ajustar (na maioria

\* Universidade Federal de Santa Maria, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Campus Camobi, Prédio 07, CEP 97105-900, Fone: (55)220-8344, Santa Maria, RS, Brasil.  
E-mails: [popov@ct.ufsm.br](mailto:popov@ct.ufsm.br)

das vezes, de forma incorreta) os dados iniciais às exigências de um determinado modelo, mas o inverso, escolher o modelo que melhor se enquadra aos dados disponíveis na companhia.

É claro que quanto mais simples o modelo usado para os cálculos, maior o erro dos resultados obtidos. Por isso é razoável apresentar os resultados dos cálculos na forma de intervalos de confiança dos valores das perdas de energia. Neste caso, a extensão do intervalo de confiança, depende do caráter do modelo que foi utilizado (nível de simplificação), acrescido dos erros dos dados iniciais utilizados para o cálculo. Este enfoque possibilita a comparação dos resultados dos cálculos realizados com o uso de diferentes modelos, permitindo às concessionárias estimar mais objetivamente o valor real das perdas de energia.

Deve também ser considerado que no cenário mundial cresce o uso da geração distribuída em sistemas energéticos. Por isso, os métodos propostos devem permitir, levar em conta a influência da utilização destas fontes nos sistemas de distribuição (muitas vezes com potências relativamente baixas), no cálculo das perdas de energia.

## 2.0 MODELOS PARA O CÁLCULO DAS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

**Modelo 1** - Considera-se que o método de maior precisão é o que pode fornecer o valor das perdas para cada elemento da rede elétrica, com base nas características do fluxo de carga e regime de operação do sistema, conforme as expressões:

$$\square W_{i,i+1} = 3 \square t R_{i,i+1} \square_{t=1}^{T/\square t} I_{i,i+1,t}^2 \quad (1)$$

A grande vantagem desta abordagem é a possibilidade de calcular as perdas de energia elétrica para cada elemento da rede, permitindo assim, definir estratégias corretas e ações apropriadas e exatas para a redução destas perdas.

Entretanto esta abordagem pode ser efetivamente verdadeira com a verificação de duas condições:

- A concessionária deve possuir um sistema computacional que proporcione a realização dos cálculos dos modos de operação das redes elétricas (determinação do fluxo de carga e tensão nos nós da rede) em tempo real ou quase real, o que naturalmente supõe a existência de um sistema de medidas remotas em cada alimentador do sistema de distribuição.
- A presença de um algoritmo para o cálculo das cargas elétricas que possibilite levar em conta corretamente toda a informação disponível nas concessionárias e garantir a adequação máxima da modelagem do modo de operação das redes.

Por isso na utilização do modelo (1), o problema principal é a estimação de estado das redes elétricas. Basicamente as informações disponíveis nas concessionárias, que podem ser utilizadas para a modelagem de carga são:

- Dados sobre o consumo de energia mensal para todos os consumidores com base na leitura dos medidores;
- Dados de placa dos transformadores de distribuição;
- Resultados das medidas remotas ( $I$ ,  $P$ ,  $Q$ ,  $V$ ) realizadas na saída dos alimentadores do sistema de distribuição e algumas vezes em trechos da linha de distribuição no caso de uso de equipamentos de comutação com controle remoto.

A prática mundial demonstra a eficiência do uso das curvas típicas de carga para a modelagem dos modos de operação dos sistemas de distribuição. Entretanto, neste caso, pode-se conseguir uma solução eficiente somente quando houver coordenação de todas as informações utilizadas na modelagem das cargas elétrica.

As curvas típicas de carga ativa e reativa devem ser construídas para consumidores típicos com o uso de valores normalizados para dias úteis, sábados e domingos.

Neste caso, as ordenadas de todas as curvas devem ser normalizadas em relação à demanda máxima ativa, independentemente do dia (útil, sábado ou domingo) em que ela ocorra  $P_{ku}^*$ ,  $P_{ks}^*$ ,  $P_{kd}^*$ ,  $Q_{ku}^*$ ,  $Q_{ks}^*$ ,  $Q_{kd}^*$ .

Atualmente, as concessionárias têm informação sobre o consumo de energia para cada consumidor para um período de tempo determinado ( $n_m$  dias). Neste caso,

$n_m = n_u + n_s + n_d$ , onde  $n_u$ ,  $n_s$ ,  $n_d$  é a quantidade de dias úteis, sábados e domingos, respectivamente. Em tal situação, a curva de carga do transformador de distribuição pode ser construída de acordo com o algoritmo seguinte.

Define-se o consumo mensal ( $W_{jkm}$ ) para cada grupo ( $k$ ) de consumidores típicos ligados ao transformador de distribuição. Calculam-se as características:

$$W_{jk}^* = P_{kumed}^* n_u + P_{ksmed}^* n_s + P_{kdmed}^* n_d$$

Onde,  $P_{kumed}^*$ ,  $P_{ksmed}^*$ ,  $P_{kdmed}^*$  são os valores médios das ordenadas das curvas típicas de carga dos dias úteis, sábado e domingo, respectivamente.

$$\text{Então: } P_{jkmed}^* = \frac{W_{jkm}}{W_{jk}^* T}, k = 1, \dots, K$$

Onde  $T$  é o período (em horas) para o qual foi definido o consumo integral de energia.

Na última etapa, as curvas de carga, por exemplo, para o dia útil, são calculadas da seguinte forma:

$$P_{jkut} = P_{jkumax}^* P_{kut}^*, \quad Q_{jkut} = Q_{jkumax}^* Q_{kut}^* \\ t = 1, \dots, T, k = 1, \dots, K$$

$$P_{jkut} = \square_k P_{jkut}, \quad Q_{jkut} = \square_k Q_{jkut}$$

De modo análogo, são construídas as curvas de carga do transformador de distribuição para o sábado e o domingo.

A próxima etapa é a correção das cargas dos transformadores de distribuição, com base nos resultados das medidas remotas realizadas, em geral, nas saídas dos alimentadores. Este procedimento deve ser realizado em tempo real ou quase real. Existem alguns enfoques para a solução deste problema, mas independentemente do realizado nesta abordagem, deve ser definido que o nível de correção das cargas é diretamente proporcional ao nível de carregamento dos transformadores e inversamente proporcional ao nível de confiança da estimativa desta carga.

Depois da correção das cargas dos transformadores de distribuição e da determinação do fluxo de carga, as perdas de potência e energia podem ser calculadas utilizando a equação (1).

**Modelo 2-** Muitas vezes, as concessionárias usam uma única curva típica de carga sem diferenciação para dias úteis, sábados e domingos. Neste caso, o cálculo das perdas de energia, para cada elemento da rede, de acordo com a expressão (1), pode ser realizado, para um dia típico, por exemplo, somente para um dia útil. Mas, já a definição de perdas de energia para maiores períodos de tempo (por exemplo, um mês) de acordo com a mesma expressão, pode não estar totalmente correta.

Em particular, isso pode acontecer quando as subestações não dispõem de medidas remotas, e as medidas de potências, da corrente e da tensão na saída dos alimentadores, realizam-se através da leitura direta dos medidores efetuada pelos operadores da subestação. Nesta situação é recomendável utilizar o seguinte modelo para cálculo das perdas de energia:

$$\square W = \square W_d D_e \quad (2)$$

Onde:  $\square W$  são as perdas de energia calculadas para um tempo integral  $T$ ,  $\square W_d$  são as perdas diárias de energia calculadas, por exemplo, de acordo com o modelo (1) para o dia em que foram realizadas as medidas completas de cargas, e  $D_e$  – duração equivalente em dias, de algum período de tempo  $T$ .

De uma forma mais simples, o parâmetro  $D_e$  pode ser definido como a seguir:

$$D_e = \frac{W_T^2}{W_d^2 N_T} \quad (3)$$

Onde,  $W_d$  é o fornecimento de energia no dia em que foi realizado o cálculo de perdas de energia  $\square W_d$ ,  $W_T$  é o fornecimento de energia em todo o período de tempo  $T$  ( $N_T$  dias).

É necessário ressaltar que este enfoque também possibilita definir as perdas de energia em cada elemento da rede elétrica. Para atingir este objetivo, é

necessário calcular o fluxo do consumo diário de energia para o dia no qual foi realizado o cálculo de perdas e também o valor integral do fornecimento de energia para cada elemento da rede em todo o período de tempo  $T$ .

Se os cálculos das perdas de energia realizam-se, por exemplo, para todo o alimentador e as leituras de fornecimento de energia diárias estão disponíveis, é possível determinar o parâmetro (3) da seguinte forma:

$$D_e = \frac{W_T^2 k_f^2}{W_d^2 N_T} \quad (4)$$

Onde,  $k_f$  é o coeficiente de forma, calculado na base de  $N_T$  valores do consumo diário de energia em todo o período de tempo  $T$ .

Para o caso geral, o coeficiente de forma de qualquer curva é definido da seguinte maneira:

$$k_f^2 = \frac{M[A^2]}{M^2[A]}$$

Onde,  $M$  é o símbolo que representa a expectativa matemática;  $A$  é o valor da ordenada da curva.

Investigações apresentadas no trabalho [4] mostram que a partir desta fórmula existe a possibilidade de definir-se o valor de  $D_e$  com maior precisão.

**Modelo 3** - Em muitas companhias energéticas o software utilizado atualmente está direcionado para a estimativa somente dos valores de demanda máxima. Isto dá a possibilidade de definir o fluxo de carga correspondente e calcular o valor de perdas de potência,  $\square P_{\max}$ , de acordo com tais condições operacionais. Neste caso, as perdas de energia podem ser definidas utilizando a seguinte fórmula:

$$\square W = \square P_{\max} \square \quad (5)$$

No caso geral,  $\square$  na expressão (5) pode ser definido como segue:

$$\square = \frac{M(A^2)T}{A_{\max}^2}$$

Onde,  $M$  é o símbolo de expectativa matemática;  $A$  é o valor da ordenada da curva de carga.

Neste caso, tem-se o seguinte:

$$\square P_{\max} = \prod_{i=1}^m \frac{R_i}{V_n^2} \prod_{i=1}^n (P_{i\max}^2 + Q_{i\max}^2) = \square P_{P\max} + \square P_{Q\max}$$

É evidente que esta abordagem não possibilita a definição das perdas de energia separadamente, para todos os elementos da rede.

Existem várias propostas para a definição do parâmetro  $\square$  [4]. A mais simples é a realização de cálculos diretos com base em  $N_T$  valores de carga ativa e reativa definidas a cada hora durante o período de tempo  $T$ .

Neste caso, temos,  $\square W = \square P_{P_{\max}} \square P + \square P_{Q_{\max}} \square Q$

Quando não existe a possibilidade de definir as cargas a cada hora, o parâmetro  $\square$  pode ser calculado com base nas funções analíticas, propostas na literatura (por exemplo [4]), em particular:

$$\square = (0,124 \frac{T_{\max}}{10^4})^2 T \quad (6)$$

Onde,  $T_{\max} = \frac{W_T}{P_{\max}}$ ;  $W_T$  é o consumo de energia no

período de tempo  $T$  para o qual devem ser definidas as perdas de energia.

**Modelo 4** - De uma forma simplificada, as informações sobre as cargas elétricas no sistema de distribuição podem ser definidas com base no consumo mensal de energia dos consumidores. Estes dados possibilitam definir as demandas médias dos transformadores de distribuição e calcular o fluxo de potência médio. Com base nestes dados é possível calcular as perdas de potência que correspondem a este regime operacional.

Neste caso, as perdas de energia podem ser calculadas com base na seguinte equação:

$$\square W = \square P_{med} k_f^2 T \quad (7)$$

Onde,  $k_f$  é o coeficiente da forma da curva de carga do alimentador ou da subestação;

**Modelo 5** - A desvantagem dos modelos representados pelas equações (5) e (7) é a impossibilidade de considerar a distribuição de cargas dentro da rede de distribuição, considerando que estes modelos operam somente com valores de carga ou fornecimento de energia na saída do alimentador ou para todas as subestações. Por isso foi criado mais um método que usa uma característica chamada resistência equivalente de rede.

$$R_{el} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i B_i^2}{\sum_{j=1}^m B_j^2} \quad R_{eT} = \frac{\sum_{j=1}^m R_j B_j^2}{\sum_{j=1}^m B_j^2} \quad (8)$$

Onde,  $R_i$  é a resistência do trecho  $i$  da rede de distribuição;  $B_i$  - soma das potências nominais ou

valores de consumo de energia dos transformadores de distribuição que recebem energia através do trecho  $i$  da rede;  $R_j$  - é a resistência do transformador de distribuição  $j$ ;  $B_j$  - é a potência nominal do transformador de distribuição  $j$ ;  $n$  - é a quantidade de trechos do alimentador;  $m$  - é a quantidade de transformadores de distribuição no alimentador.

A fórmula para os cálculos das perdas de energia tem a seguinte forma:

$$\square W = \frac{W_p^2 k_{fp}^2 + W_Q^2 k_{fQ}^2}{V_n^2 T} (R_{el} + R_{eT}) \quad (9)$$

Onde,  $W_p$ ,  $W_Q$  são os valores de energia ativa e reativa fornecidas para a rede durante o período de tempo  $T$ ;  $k_{fp}$ ,  $k_{fQ}$  são os coeficientes de forma da curva de carga ativa e reativa correspondentes.

### 3.0 ADAPTAÇÃO DOS MODELOS PROPOSTOS PARA O CÁLCULO DAS PERDAS CONSIDERANDO A PRESENÇA DAS FONTES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos últimos anos, surgiu nos sistemas de distribuição, uma forte tendência à utilização mais ampla de fontes de energia (muitas vezes alternativas) de potências relativamente pequenas, localizadas perto dos consumidores, geralmente conectadas no lado de baixa tensão dos transformadores de distribuição. Em geral, estas fontes podem servir para o fornecimento básico de energia e também para fornecimento auxiliar de energia, em particular como meios de administração de carga. No atual estágio de desenvolvimento deste assunto, supõe-se que na utilização destas fontes de geração distribuída não esteja prevista a possibilidade de geração de energia nas redes de média tensão.

No processo de análise da validade econômica ou da escolha dos melhores locais para a localização destas fontes, pode surgir a necessidade da estimativa da sua influência sobre o nível das perdas de energia nas redes de distribuição. Como fonte de geração distribuída bastante promissora, vamos considerar a célula de combustível. Em geral, é possível considerar algumas formas de utilização das células de combustível, operando sem integração com outras fontes alternativas de energia (microturbinas, baterias, etc).

Do ponto de vista da influência para o modo de operação do sistema de distribuição, o uso de células de combustível junto ao eletrolisador é o caso mais genérico. Neste caso, além da diminuição da demanda máxima, tem lugar o aumento do consumo de energia no período de demanda mínima. Este consumo adicional de energia é utilizado para a produção de hidrogênio através da eletrólise. Os resultados apresentados, por exemplo, no trabalho [5] mostram a vantagem do regime, quando todos eletrolisadores, mesmo os das células de combustível, estão funcionando em períodos de tempos determinados e com potências permanentes.

Considerando as condições apresentadas acima, é possível estimar as alterações nas perdas de energia em redes de distribuição, levando em conta a instalação de células de combustível, em relação a cada um dos modelos de cálculo anteriormente apresentados.

**Adaptação do Modelo 1** - A estimativa das alterações nas perdas de energia nas redes de distribuição com a instalação de células de combustível pode ser executada de forma bastante simples quando se tem a possibilidade de utilizar o modelo (1). Para isso é suficiente fazer certas alterações nas curvas de carga dos transformadores de distribuição onde está prevista a instalação das células de combustível e, logo após, repetir os cálculos das perdas de energia.

**Adaptação do Modelo 2** - No caso de uso do modelo (2), o parâmetro  $D_e$  pode ser definido facilmente. Suponha que o eletrolisador tem potência  $P_e$  e funciona  $t_e$  horas por dia e a célula de combustível tem características correspondentes a  $P_f$  e  $t_f$ . Se estiver previsto o uso das células de combustível em  $N_f$  dias, durante um período de tempo de  $N_T$  dias, então a expressão (3) pode ser transformada para a seguinte forma:

$$D_e = \frac{[W_T + N_f(P_e t_e + P_f t_f)]}{(W_d + P_e t_e + P_f t_f)^2 N_T}$$

No caso da instalação de mais de uma célula de combustível ao longo do alimentador, supõe-se que todas funcionem ao mesmo tempo. Assim sendo, para o recálculo dos parâmetros  $D_e$  é necessário considerar os somatórios das potências correspondentes aos eletrolisadores e às células de combustível.

Maiores dificuldades são encontradas com a definição do novo valor das perdas diárias de energia. Supondo que o conjunto da célula de combustível com os equipamentos eletrônicos de controle, gere somente potência ativa, então o caráter de consumo de energia reativa fica sem alterações. Então é possível mostrar que o nível das alterações no somatório das perdas diárias de energia nas linhas de distribuição, no caso da instalação de célula de combustível em algum nó  $m$ , pode ser definido conforme o que segue:

$$\Delta(W)_d = \sum_{i \in P_m} \frac{R_i}{V_n^2} \Delta P_f \sum_{j \in i} W_{j,t_f} + \Delta P_e \sum_{j \in i} W_{j,t_e} + t_f P_f^2 + t_e P_e^2$$

Onde  $j \in i$  significa que no processo do cálculo da soma é preciso levar em conta todos os valores de consumo de energia dos transformadores de distribuição  $j$  que recebem energia através do elemento  $i$ ,  $i \in P_m$  significa que no processo de definição do somatório é necessário analisar seqüencialmente todos os trechos da rede que estão localizados no caminho do fornecimento de energia para o nó  $m$ ,  $W_{j,t_e}$  e  $W_{j,t_f}$ , que são a energia consumida pelo nó  $j$ , nos períodos de funcionamento do eletrolisador e da célula de combustível,

respectivamente no dia em que foram realizados os cálculos das perdas de energia.

Atualmente, na prática, é complicado definir valores de  $W_{j,t_e}$  e  $W_{j,t_f}$  para cada um dos nós do alimentador.

Em contrapartida, os valores de energia consumida no mesmo período de tempo são bastante fáceis de determinar para a totalidade da carga do alimentador. Diante do exposto, pode ser utilizada a idéia que serve como base para a determinação da resistência equivalente da linha (8).

$$\Delta(W)_d = \sum_{i \in P_m} \frac{R_i}{V_n^2} \Delta P_f \sum_{j \in i} W_{j,t_f} + \Delta P_e \sum_{j \in i} W_{j,t_e} + t_f P_f^2 + t_e P_e^2$$

$$\text{Aqui, } W_{j,t_e} = \frac{W_{j,t_e}}{W_j}, \quad W_{j,t_f} = \frac{W_{j,t_f}}{W_j},$$

onde  $W_{j,t_e}, W_{j,t_f}$  são os valores da energia consumida por todos os consumidores do alimentador no período de funcionamento do eletrolisador e da célula de combustível, respectivamente,  $W_j$  é o consumo geral de energia de todos os consumidores do alimentador.

No caso da utilização de mais de uma célula de combustível em vários nós do alimentador, a análise do efeito geral pode ser definida no processo da execução dos cálculos seqüenciais. Por exemplo, depois da instalação da célula de combustível no nó  $m$  realizam-se recálculos dos parâmetros.

$$W_j = W_j + P_e t_e + P_f t_f, \quad W_{j,t_e} = W_{j,t_e} + P_e t_e$$

$$W_{j,t_f} = W_{j,t_f} + P_f t_f, \quad W_m = W_m + P_e t_e + P_f t_f$$

Logo após é feita a estimativa do efeito da instalação das novas células de combustível realizada com os parâmetros já alterados.

**Adaptação do Modelo 3** - As alterações em valor de

$\Delta P_{\max}$ , (5) dependem somente da potência da célula de combustível, supondo que sua utilização está prevista para o horário de ponta do alimentador. O valor da diminuição das perdas de potência por conta da instalação da célula de combustível, por exemplo, no nó  $m$ , pode ser estimada da seguinte forma:

$$\Delta(P) = \sum_{i \in P_m} \frac{R_i}{V_n^2} \sum_{j \in i} P_j P_f + P_f^2$$

Depois da correção das cargas  $P_m = P_m - P_f$ , é possível definir o efeito da diminuição de perdas de potência determinada pela instalação das células de combustível no nó seguinte da rede.

O segundo componente da expressão (5), é calculado, por exemplo, de acordo com equação (6), da seguinte forma:

$$T_{\max} = \frac{W_T + (P_e t_e + P_f t_f) N_f}{P_{\max} + P_f}$$

**Adaptação do Modelo 4** - O valor de  $P_{med}$  (7) pode ser corrigido levando em conta as alterações da carga média para o intervalo de tempo  $T$  ( $N_T$  dias) do nó onde esta instalada a célula de combustível.

$$P_{med} = \frac{\sum_i \frac{R_i}{V_n^2} + \frac{P_e t_e + P_f t_f}{T} N_f}{\sum_i P_j}$$

O valor novo do  $k_f$  pode ser recalculado diretamente ou de acordo com a seguinte expressão:

$$k_f^2 = \frac{\sum_{t=1}^T P_{\square t}^2 + 2P_e W_e + P_e^2 t_e + 2P_f W_f + P_f^2 t_f}{(W_{\square} + P_e t_e + P_f t_f)^2} \quad (10)$$

Evidentemente que a utilização desta fórmula só é possível no caso de serem conhecidos os consumos totais de energia, para o período de utilização dos eletrolisadores ( $W_e$ ) e para o período de funcionamento das células de combustíveis ( $W_f$ ).

No caso da instalação de algumas células de combustível, a estimativa do efeito somatório realiza-se através de cálculos seqüenciais, da mesma forma como foi realizada no modelo anterior.

**Adaptação do Modelo 5** - Se o cálculo das resistências equivalentes (8) do alimentador e dos transformadores de distribuição foi realizado com base nas potências nominais dos transformadores de distribuição, novos cálculos de  $R_e$  não são necessários, porque nenhum dos parâmetros incluídos na expressão (8) foi alterado. Em contrapartida, se o valor da resistência equivalente foi calculado usando valores de consumo de energia serão necessários novos cálculos, considerando que:

$$W_m = W_m + N_f(P_e t_e - P_f t_f)$$

Da mesma forma, é possível levar em conta as alterações no valor de energia fornecida para todos os consumidores do alimentador.

O novo valor do coeficiente de forma para a curva de carga diária, supondo a instalação de célula de combustível no alimentador, realiza-se de acordo com a expressão (10).

#### 4.0 - CONCLUSÃO

A utilização dos modelos simplificados para o cálculo das perdas técnicas de energia, em primeiro lugar está associada à ausência das informações necessárias e, como conseqüência, às alterações destas informações para outros dados iniciais. Esta situação provoca um erro que geralmente chama-se de *erro metodológico*.

Um erro adicional introduz-se nos cálculos como conseqüência dos diferentes graus de precisão dos dados que são utilizadas em um ou outro modelo. Esta parcela geralmente chama-se *erro de informação*.

O erro metodológico depende do modelo e, em princípio, não pode ser reduzido. Esta parcela depende especificamente dos parâmetros das redes: comprimento das linhas, quantidade e potência dos transformadores de distribuição do alimentador, nível de heterogeneidade das curvas de carga dos nós, etc. O valor desta parcela deve ser definido para cada modelo, utilizando os dados de uma concessionária, com base na análise estatística da amostra de redes de distribuição.

O erro de informação, para cada modelo, em princípio, pode ser definido através de cálculos com base nos erros de todos os parâmetros incluídos na fórmula correspondente.

A presença de erros tem como conseqüência que o valor verdadeiro das perdas é diferente do valor calculado. Por isso, é mais correto estimar as perdas de energia na forma de intervalos de valores.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A.L. Shenkmann, Energy Loss Computation Using Statistical Techniques, IEEE Transaction on Power Delivery, V.5, N.1, 1990, pp 254-258.
- (2) C. Oliveira, N. Kagan, M. Meffe, S. Jonathan, S. Coparros, I Cavaretti, A New Method for the Computation of Technical Losses in Electric Power Distribution Systems, CIRED 2001.
- (3) Chen C.S., Hwang J.C., Cho M. T; Chen Y. W.; Development of Simplified Loss Models for Distribution System Analysis, IEEE Transaction on Power Delivery, V.9, N.3, 1994.
- (4) Yu. S. Zelezko, Selection Of Measures for Reduction of Energy Losses in Electrical Networks, Moskow, Energoatomizdat, 1989, 175 p, (in Russian)
- (5) L. N. Canha, V. A. Popov, F. A. Farret,. Estratégia Operacional para Geração de Energia Elétrica com Pilhas de Células de Combustível em Redes de Distribuição. XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2002