



**XXII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/24  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA A COMPOSIÇÃO DE SINAL LOCACIONAL PARA CONSUMIDORES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**ROSA, W.M.D.  
UFABC**

**BELATI, E. A. (\*)  
UFABC**

**Jr., H. de Faria  
UFABC**

**IUNG, A.M.  
DUKE ENERGY**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia aplicada ao gerenciamento das perdas técnicas e uso da rede em sistemas de distribuição de energia elétrica, destacando a responsabilidade das cargas em um cenário de redes inteligentes. A metodologia é baseada em análises de sensibilidade de primeira ordem, utilizada para obter indicadores econômicos para as perdas técnicas e no uso de um fluxo de carga para obter indicadores de utilização da rede para cada carga. Os indicadores são utilizados para compor o custo para cada carga envolvendo as perdas e a utilização da rede. A metodologia foi aplicada em um sistema de 70 barras.

**PALAVRAS-CHAVE**

Análises de Sensibilidade, Fatores de Perdas Técnicas, Fatores de Utilização da Rede, Redes Inteligentes.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Um dos grandes desafios na implantação das redes inteligentes é a tarifação da energia elétrica no sistema de distribuição. A formação de um sinal locacional na rede de distribuição é importante tanto para a geração distribuída como para os consumidores, que poderão ter um papel mais ativo em sua interação com a rede (1). Um indicativo tarifário, eficiente e justo, para os agentes na distribuição contribuirá na implantação de programas de despacho de demanda, que dependem de sinais econômicos dinâmicos e que refletem o real uso da rede pelos agentes.

Em novembro de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em reunião pública da Diretoria, aprovou a alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica. O novo regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. A principal mudança para os consumidores de baixa tensão é a criação da modalidade tarifária branca, que será uma alternativa à convencional e oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários em que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. Esta ação irá aliviar o sistema no horário de pico, mas ainda é considerada arbitrária, pois não considera a localidade das cargas no sistema e seu consumo.

Projetos de redes inteligentes (*Smart Grids*) trazem à realidade uma série de ferramentas de análise de redes que podem indicar vários parâmetros a respeito do funcionamento das mesmas. Novas infraestruturas de comunicação voltadas para medição inteligente (*Smart Metering*) (2) permitem que essas análises sejam executadas em tempo real.

(\*) UFABC/CECS - Santa Adélia, 166 – Bairro Bangu – Santo André /SP – Brasil - CEP 09.210-170  
Fone: +55 (11) 4996-0100 - e-mail: edmarcio.belati@ufabc.edu.br

Este trabalho apresenta uma contribuição para a tarifação da energia elétrica, que agregará à tarifa os seguintes pontos: a) localização das cargas e; b) o carregamento do sistema. A metodologia poderá ser empregada quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos de energia pelos eletrônicos. Foi aprovada na 29ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL, a resolução que regulamenta os requisitos básicos para os sistemas de medição eletrônica de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B (residencial, rural e demais classes, exceto baixa renda e iluminação pública), que prevê saber, em tempo real e remotamente, a quantidade exata e a qualidade da energia que está sendo consumida em cada domicílio e com os dados transparentes aos usuários (3).

A metodologia proposta neste trabalho envolve as perdas provocadas por cada conjunto de consumidores, conectados em um transformador e a utilização da rede até a subestação, sendo adequada para a formação da tarifa fio. Este método poderá ser aplicado em ramais de distribuição assim como em uma rede unificada (RU) no sistema de distribuição desde o ramal de conexão dos consumidores até as subestações de fronteira com a rede básica. As RUs foram criadas a partir da REN 349/2009 para atribuir um caráter locacional às tarifas de uso do sistema de distribuição aplicadas às unidades geradoras (TUSDg). Essas redes unificadas são redes regionais que captam as características da rede elétrica, dos hábitos de consumo e das classes típicas de consumo. Para tanto são empregadas duas análises:

- 1) Obtenção dos fatores de perdas; e
- 2) Obtenção dos fatores de utilização da rede.

A primeira análise é baseada na solução do fluxo de carga e em análises de sensibilidade de primeira ordem (4). É calculada uma matriz sensibilidade da rede em que as variáveis do sistema serão divididas em independentes ( $\mathbf{u}$ ) e controladas ( $\mathbf{x}$ ), que representam respectivamente o consumo nas barras de cargas (potência ativa e reativa) e as variáveis de estado do sistema (magnitude de tensão e ângulo de fase). A matriz sensibilidade, contendo as informações do sistema, fornecerá a partir da variação (perturbação) nas variáveis independentes a variação das variáveis de estado do sistema, podendo desta forma calcular os índices de perdas  $KP'_i$  para as barra de carga. O índice  $KP'_i$  é o fator de contribuição das perdas para cada barra do sistema, que deve ser avaliado para cada situação de carga. Devido à utilização de sensibilidade, o cálculo dos  $KP'_i$  despende pouco tempo computacional, podendo ser avaliado em intervalos pequenos de tempo.

A segunda análise é realizada para obter os índices de utilização da rede  $KU_i$  das barras de carga. O índice  $KU_i$  é o fator de utilização da rede, que é avaliado considerando a localização da barra. Este fator é calculado uma única vez, pois depende apenas da configuração da rede.

Esses dois índices, se incorporados à tarifa de energia, proporcionarão uma tarifa mais justa ao consumidor e auxiliarão programas de despacho da demanda.

## 2.0 - OBTENÇÃO DOS FATORES DE PERDAS

A obtenção dos fatores de perdas é processada utilizando uma técnica de análise de sensibilidade. A metodologia consiste em aplicar uma perturbação no ponto de operação obtido na solução do Fluxo de Carga (FC), considerado como a solução para o caso base e, através da análise de sensibilidade, estimar o novo ponto de operação. Dessa forma, é possível calcular a sensibilidade de uma variável elétrica como a tensão  $V_i$  no nó  $i$  em relação à injeção de potência ativa  $P_j$  no nó  $j$  e também a sensibilidade da função perdas de potência ativa em relação a alterações nas injeções das potências nas barras.

Para resolver o problema de FC foi implementado o método de Newton-Raphson (NR), pois a técnica de sensibilidade empregada neste trabalho utiliza as mesmas equações do FC presentes no equacionamento do método de NR.

### 2.1 Fluxo de Carga

O cálculo do FC em um sistema de energia elétrica consiste na obtenção do estado do sistema para uma dada condição de carga, geração e topologia de rede. A formulação básica do problema pode ser encontrada em (5), onde a cada barra do sistema associam-se quatro variáveis:

- $V_k$  – magnitude de tensão na barra  $k$ ;
- $\theta_k$  – ângulo de fase da barras  $k$ ;
- $P_k$  – Injeção de potência ativa na barra  $k$ ;
- $Q_k$  – Injeção de potência reativa na barra  $k$ .

#### 2.1.1 Expressões Gerais dos Fluxos

As injeções de potência ativa e reativa são obtidas impondo-se a Lei de Kirchhoff das correntes em cada barra, podendo ser calculadas na forma polar, respectivamente, com a Eq. (1) e Eq. (2).

$$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2)$$

Em que:

$G_{km}$  – elemento real da matriz  $Y_{BARRA}$  relacionado com as barras  $k$  e  $m$ ;

$B_{km}$  – elemento imaginário da matriz  $Y_{BARRA}$  relacionado com as barras  $k$  e  $m$ ;

$m \in k$  – conjunto de todas as barras  $m$  que possuem ligação com a barra  $k$ .

A solução do problema de FC consiste em resolver as equações de balanço de potência ativa e reativa dadas respectivamente pelas Eq. (3) e Eq. (4).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc}(V, \theta) = 0 \quad (3)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc}(V, \theta) = 0 \quad (4)$$

O sobrescrito **esp** representa os valores especificados de injeção de potência nas barras que são considerados constantes (modelo de carga com potência constante). O sobrescrito **calc** representa os valores calculados das injeções das potências obtidos a partir das variáveis de estado  $(V, \theta)$  e dos parâmetros do sistema.

## 2.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é de grande importância nos estudos de planejamento da operação dos sistemas de potência. Ela auxilia no entendimento da relação causa-efeito existente entre os parâmetros do sistema e pode ser usada em aplicações na operação em tempo real, devido à obtenção de uma relação direta entre as variáveis de controle e controladas.

Vamos considerar dois tipos de variáveis: as variáveis operacionais denotadas pelo vetor  $u$ ; e as variáveis controladas denotadas pelo vetor  $x$ . Nesse estudo, temos:

$x$  – vetor de variáveis de estado do problema  $(V, \theta)$ ;

$u$  – vetor de injeção das potências ativas e reativas nas barras  $(P_{inj}, Q_{inj})$ .

As equações de fluxo de potência ativa e reativa, Eq. (3) e Eq. (4), podem ser expressas em notação vetorial como sendo:

$$g(x, u) = 0 \quad (5)$$

Supondo que  $x = x^*$  é a solução para o vetor de controle especificado  $u = u^*$  que satisfaz a Eq. (5), então:

$$g(x^*, u^*) = 0 \quad (6)$$

Sabendo que uma mudança  $\Delta u$  em  $u^*$ , causa uma mudança  $\Delta x$  de  $x^*$ , aplica-se a expansão da série de Taylor na Eq. (6), obtendo-se:

$$g(x^* + \Delta x, u^* + \Delta u) \cong g(x^*, u^*) + S_x \Delta x + S_u \Delta u \quad (7)$$

A matriz  $S_x$  é idêntica a matriz Jacobiana, sendo assim ela pode ser escrita da seguinte forma:

$$S_x = J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial V} & \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} \quad (8)$$

A matriz  $S_u$  é obtida como segue:

$$S_u = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial P} & \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial P} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad (9)$$

A solução da matriz  $S_u$  resulta em uma matriz identidade, quando for considerado o modelo de injeções de potência constante.

Combinando-se as equações (6) e (7) tem-se a aproximação:

$$S_x \Delta x + S_u \Delta u = 0 \quad (10)$$

Reorganizando tem-se:

$$\Delta x = -S_x^{-1} S_u \Delta u = 0 \quad (11)$$

Para simplificar a expressão (11):

$$S = -S_x^{-1} S_u \quad (12)$$

$S_u$  é uma matriz identidade e  $S$  é igual a  $J^1$ . Assim, temos a expressão para correção do vetor  $\Delta x$ .

$$\Delta x = J^{-1} \Delta u \quad (13)$$

A Eq. (13) pode ser escrita na forma matricial como (14), em que NPQ é o número de barras de carga do sistema de distribuição:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_{(2NPQ)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \\ \vdots \\ \Delta u_{(2NPQ)} \end{bmatrix} \quad (14)$$

O equacionamento apresentado foi desenvolvido para sistemas de distribuição com uma barra sendo a subestação e as demais barras de carga.

Como mencionado, o vetor  $u$  consiste de variáveis independentes que são as injeções de potência ativa e reativa nas barras. O vetor  $x$  consiste de variáveis controladas que são as magnitudes das tensões e os ângulos de fase nas barras. Desta forma, o sistema matricial (14) pode ser reescrito como:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{(NPQ)} \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_{(NPQ)} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{inj_1} \\ P_{inj_1} \\ \vdots \\ P_{inj(NPQ)} \\ Q_{inj_1} \\ Q_{inj_1} \\ \vdots \\ Q_{inj(NPQ)} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Em que NPQ é o número de barras de carga do sistema.

O sistema matricial, dado por (15) é composto pelo vetor perturbação no lado direito do sistema matricial, em que são consideradas as perturbações nas injeções de potência ativa e reativa; a inversa da matriz Jacobiana  $J$ ; e o vetor de correção das variáveis de estado no lado esquerdo da igualdade.

Com o sistema da matricial, Eq. (14), novas soluções podem ser obtidas quando perturbações são realizadas nas injeções de potência nas barras através do vetor  $x_{new}$

$$x_{new} = \Delta x + x^* \quad (16)$$

Os passos para obtenção do  $x_{new}$  com análises de sensibilidade são os seguintes:

- i. Entrar com os dados do sistema;
- ii. Obter o estado do sistema via Fluxo de Carga;
- iii. Entrar com o vetor perturbação,  $\Delta u$ ;
- iv. Utilizar a Eq. (14) para calcular  $\Delta x$ ;
- v. Utilizar a Eq. (16) para obter o vetor  $x_{new}$ ;
- vi. Se desejar realizar uma nova perturbação voltar ao passo (iii);
- vii. Caso contrário – Fim.

Na aplicação da técnica de análise de sensibilidade, é resolvido apenas um FC, cuja solução é armazenada juntamente com os valores da Matriz Jacobiana, obtida na solução do fluxo de carga (caso base). Assim, o processo é direto na obtenção da solução, despendendo pouco recurso computacional, o que viabiliza a obtenção dos coeficientes de perdas  $KP_i$  das barras.

### 2.3 Coeficientes de Perdas

O procedimento utilizado para obter os coeficientes das perdas para as barras do sistema consiste primeiramente na utilização da técnica de sensibilidade apresentada na seção 2.2 para obter as novas soluções após acréscimos de carga, obtendo desta forma os  $KP_i$ .

$$KP_i = \frac{\partial L}{\partial P_i} \quad (17)$$

O  $KP_i$  é o incremento das perdas correspondente à barra  $i$ ,  $L$  representam as perdas ativas no sistema. Obtidos os coeficientes  $KP_i$ , via análise de sensibilidade, realiza-se a normalização dos coeficientes, obtendo  $KP'_i$ , como segue:

$$KP'_i = \frac{KP_i}{\sum_{i=1}^{NPQ} KP_i} \quad (18)$$

Finalmente, o total das perdas pode ser distribuído para as barras de carga como segue:

$$L_i = LKP'_i \quad (19)$$

Em que  $L_i$  representa a quantidade de perdas associada a cada barra de carga do sistema e  $KP'_i$  o custo das perdas por kW.

### 3.0 - OBTENÇÃO DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO DA REDE

Os fatores de utilização da rede pelas barras,  $KU_i$ , são obtidos considerando a parte da rede que é utilizada pela carga. O procedimento consiste em realizar um injeção de carga ativa individual de 1 kW em todas as barras do sistema considerando o restante do sistema sem cargas e obter as perdas com um FC. Assim, são obtidos os valores de perdas que cada barra provoca no sistema  $L1_i$ . Esses coeficientes são normalizados, obtendo os  $KU_i$  como segue.

$$KU_i = \frac{L1_i}{\sum_{i=1}^{NPQ} L1_i} \quad (20)$$

Finalmente, a utilização da linha pode ser obtida considerando o seu consumo, como segue:

$$U_i = P_i KU_i \quad (21)$$

Em que  $U_i$  representa o custo relacionado à utilização da rede associado a cada barra de carga do sistema por kW.

### 4.0 - COMPOSIÇÃO DO FATOR CUSTO DE OPERAÇÃO

Com o auxílio dos medidores inteligentes, será possível obter os valores de potência consumida em cada barra, podendo-se, desta forma, calcular o custo de utilização da rede em intervalos de tempo definidos, fazendo com que o consumidor pague somente o que utiliza, considerando a localização das cargas e o carregamento do sistema. Assim, se for imposto um valor de  $\$P$  para as perdas do sistema e um valor  $\$U$  para o kW destinado à recuperação da receita decorrente do custo de operação da rede, teremos:

$$C_i = L_i \$P + U_i \$U \quad (22)$$

### 5.0 - TESTES E RESULTADOS

No estudo realizado foi utilizado um sistema de 70 barras para ilustrar a aplicabilidade da metodologia e uma aplicação para validar a metodologia. Os dados do sistema são apresentados no Apêndice A. O sistema é composto por uma subestação, barra 1, 48 barras de carga, 11 barras que não apresentam cargas, uma ramal principal e 7 laterais. Para fins de estudo, o sistema foi dividido em três classes (A, B e C) compostas pelas seguintes barras com carga:

Classe A - barras 7, 29, 30, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 44, 46, 47, 49, 50 e 51;

Classe B - barras 8, 9, 10, 11, 12, 13, 53, 54, 55, 56, 60, 62, 63, 65, 66, 67, 68, 69 e 70;

Classe C - barras 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 27 e 28.

Foram realizados três testes considerando o custo por kW de  $\$P = R\$ 0,5$  e  $\$U = R\$ 0,1$ . A Figura 1 mostra a rede em questão com as respectivas divisões.

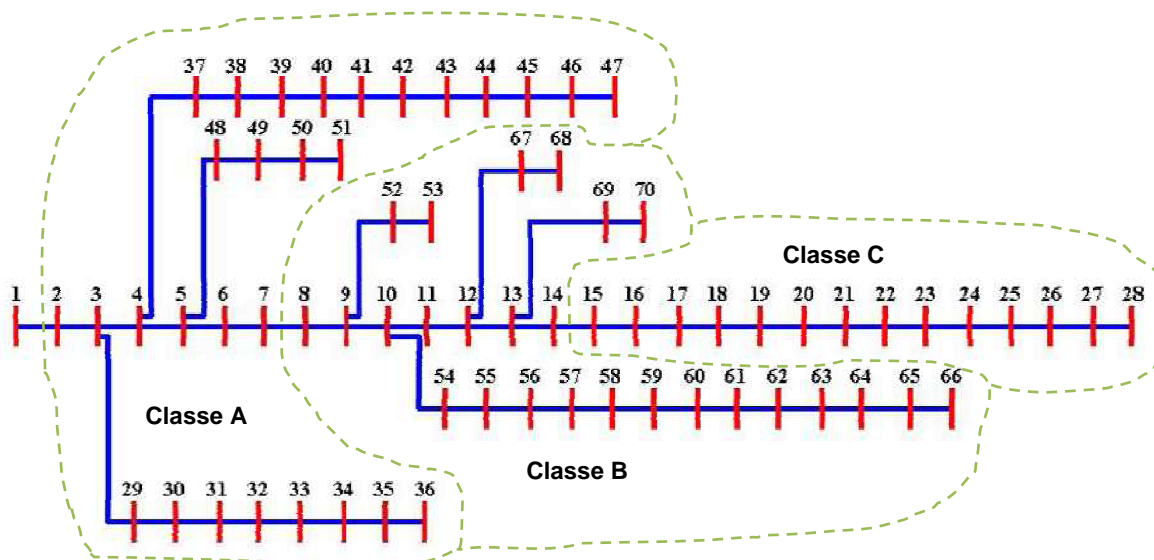


FIGURA 1 – Sistema de 70 barras dividido em 3 classes

### 5.1 Validação da técnica de Análise de Sensibilidade

Iniciando com o caso base, as potências ativas e a reativas nas barras de carga foram aumentadas de 2, 4, 6%, até o valor máximo de 50%, que pode ser considerado uma grande perturbação. Para cada 2% de perturbação, a técnica de sensibilidade foi aplicada e o novo estado do sistema estimado. A Figura 2 mostra os resultados obtidos comparados com a solução exata utilizando o FC implementado. O resultado mostra que a técnica pode ser utilizada para estimar as perdas.

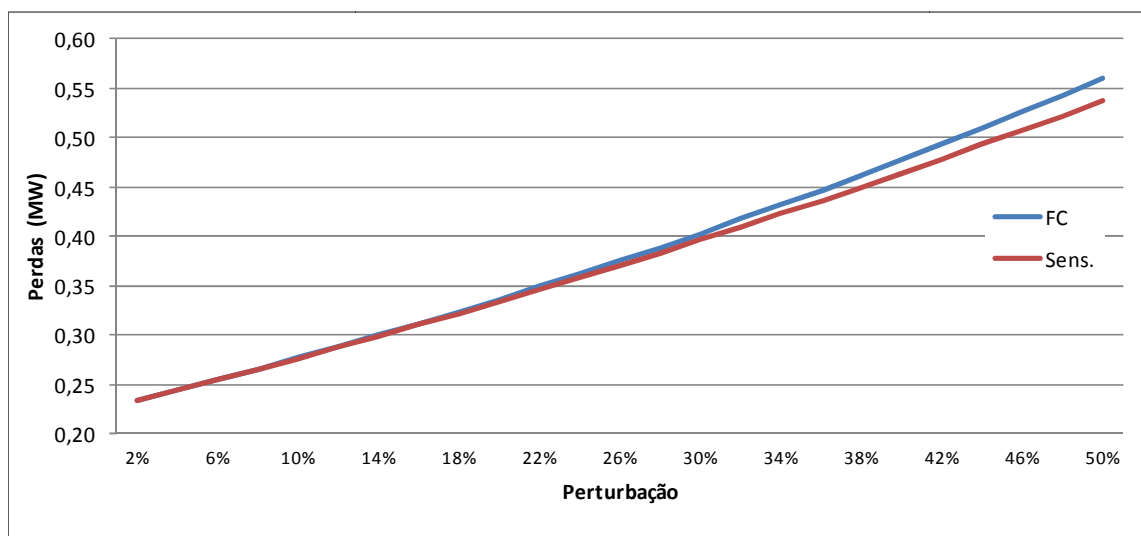


FIGURA 2 – Comparação das perdas no sistema de 70 barras

### 5.2 Estudo Realizado

Foram realizados três simulações para as situações descritas a seguir:

- Teste 1 – utilizando a potência nominal para todas as classes (A, B e C), conforme Apêndice A;
- Teste 2 – utilizando um acréscimo de 80% na carga da classe C mantendo o fator de potência constante. As classes A e B permaneceram com a potência nominal;
- Teste 3 – utilizando um acréscimo de 80% na carga da classe B e um decréscimo de 50% para classe C mantendo o fator de potência constante e mantida a potência nominal para classe A.

### 5.2.1 Fatores de Utilização da Rede

A Figura 3 mostra os fatores de utilização das linhas pelas barras de carga. Como podemos observar as barras mais afastadas das subestações apresentam um fator de utilização maior. A soma de todos os fatores resulta em um valor unitário, conforme Eq. (20). Esses fatores são associados ao consumo de cada barra, gerando o custo de utilização da rede.

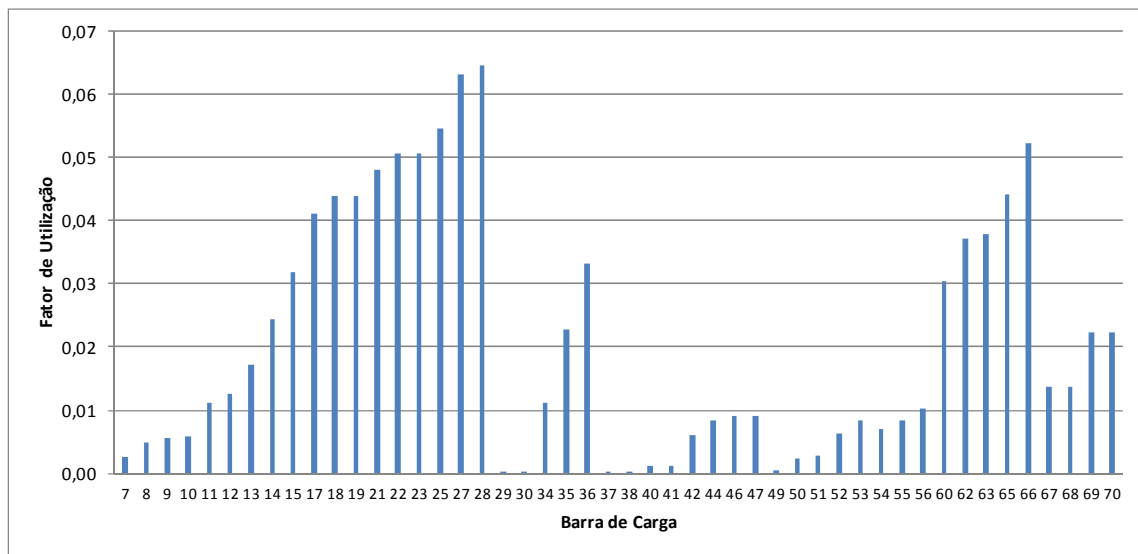


FIGURA 3 – Fatores de Utilização da rede para o sistema de 70 barras

### 5.2.2 Fatores de Perdas

A Figura 4 mostra os fatores de perdas para barras de carga. A soma de todos os fatores resulta em um valor unitário, conforme Eq. (18). Esses fatores são associados ao consumo de cada barra, gerando o custo total das perdas para o sistema para cada situação de carga. As perdas para os teste 1, 2 e 3 foram de 225,019 kW, 261,04 kW e de 774,53 kW respectivamente.

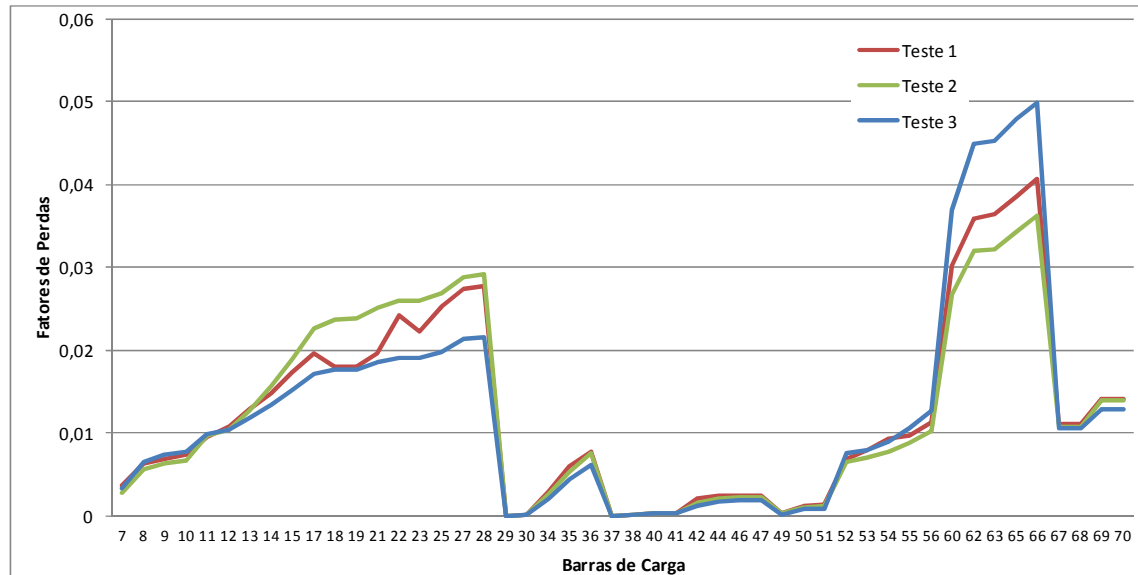


FIGURA 4 – Fatores de perdas da rede para o sistema de 70 barras

### 5.2.3 Custo Associado a Cada Barra: Utilização da Rede mais Perdas

A Figura 5 mostra os custos associados à utilização da rede mais as perdas associadas com cada barra para os três testes. O custo foi calculado utilizando a Eq. (21)  $\$P = R\$ 0,5$  e  $\$U = R\$ 0,1$ .

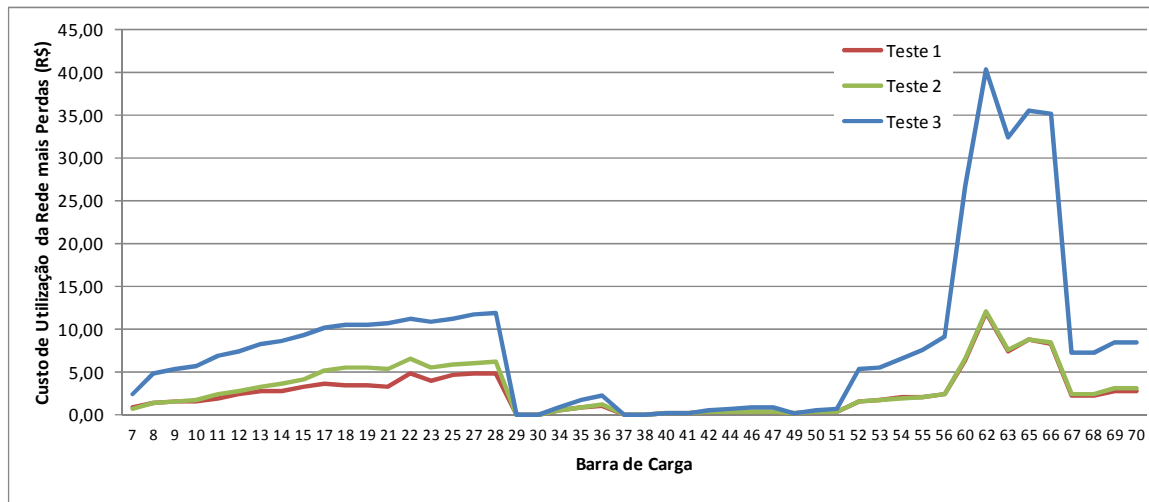


FIGURA 5 – Custo associado a cada barra para o sistema de 70 barras

## 6.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia aplicada ao gerenciamento das perdas técnicas e ao uso da rede em sistemas de distribuição de energia elétrica, destacando a responsabilidade das cargas em um cenário de redes inteligentes. Para obtenção dos indicadores econômicos para as perdas foi utilizada uma técnica de análises de sensibilidade de primeira ordem, considerada rápida. Para obtenção dos indicadores econômicos de utilização da rede foi associada às perdas para cada barra, operando com uma carga de 1kW de forma isolada. Para validar a metodologia de sensibilidade uma comparação com a solução do FC foi realizada. A rede do sistema de 70 barras foi dividida em três classes e três cenários de operação foram simulados. Os resultados demonstram que as empresas de energia podem redistribuir perdas na distribuição e avaliar o custo de utilização das linhas. Essa metodologia, considerada justa, pode contribuir na implantação de programas de despacho de demanda, que dependem de sinais econômicos dinâmicos e que refletem o real uso da rede pelos agentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) J. CARNEIRO, J. W. MARANGON LIMA, M. MORAIS, L. M. MARANGON LIMA e A. R. de QUEIROZ, "Tarifas de Uso Regionais na Distribuição para a Utilização Plena da Tecnologia - Smart Grid", XXI SNTPEE, GCR-2, Florianópolis – SC, 23 a 26 de Outubro de 2011.
- (2) Depuru, S. S. R.; Wang, L. ; Devabhaktuni, V. "Smart Meters for Power Grid: Challenges, issues, advantages and Status, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15(6): 2736-2742, 2011.
- (3) ANEEL, Normas sobre os medidores eletrônicos, [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=5912&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5912&id_area=90), acessado em 04/09/2012.
- (4) A. KISHORE and E. F. HILL, "Static Optimization of Reactive Power Sources by Use of Sensitivity Parameters". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 90, n. 7, pp 1166-1173, 1970.
- (5) Monticelli, A; Garcia, A., "Introdução a Sistemas de Energia Elétrica", São Paulo: Editora Unicamp, 2º edição, 2003.

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Edmarcio Antonio Belati** obteve os títulos de bacharel, mestre e doutor em Engenharia Elétrica, respectivamente pela Escola de Engenharia de Lins (1995), pelo Departamento de Engenharia Elétrica-FEIS-UNESP (1999) e pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos-USP (2003). Atualmente, é professor adjunto III da Universidade Federal do ABC (UFABC).

**Haroldo de Faria Junior** possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (1996) e mestrado (1998) e doutorado (2005) em Engenharia Elétrica pela Coppe - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Possui experiência como consultor na área de sistemas de energia e, atualmente, é professor adjunto III da Universidade Federal do ABC (UFABC).

**IUNG, A.M** possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (1996). Atualmente é engenheiro na empresa Duke Energy Geração Parapanema.



**William Moreti da Rosa** possui graduação em Engenharia da Computação e em Matemática ambas pela Fundação Santo André. Atualmente está cursando mestrado em Engenharia Elétrica na UFABC.

## APÊNDICE A

### SISTEMA DE 70 BARRAS – 12,66 kV

#### DADOS DAS BARRAS

Barra	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVAr]
1	0,0	0,0
2	0,0	0,0
3	0,0	0,0
4	0,0	0,0
5	0,0	0,0
6	0,0	0,0
7	2,6	2,2
8	40,4	30,0
9	75,0	54,0
10	30,0	22,0
11	28,0	19,0
12	145,0	104,0
13	145,0	104,0
14	8,0	5,5
15	8,0	5,5
16	0,0	0,0
17	45,5	30,0
18	60,0	35,0
19	60,0	35,0
20	0,0	0,0
21	1,0	0,6
22	114,0	81,0
23	5,3	3,5
24	0,0	0,0
25	28,0	20,0
26	0,0	0,0
27	14,0	10,0
28	14,0	10,0
29	26,0	18,6
30	26,0	18,6
31	0,0	0,0
32	0,0	0,0
33	0,0	0,0
34	14,0	10,0
35	19,5	14,0
36	6,0	4,0
37	26,0	18,55
38	26,0	18,55
39	0,0	0,0
40	24,0	17,0
41	24,0	17,0
42	1,2	1,0
43	0,0	0,0
44	6,0	4,3
45	0,0	0,0
46	39,22	26,3
47	39,22	26,3
48	0,0	0,0
49	79,0	56,4
50	384,7	274,5
51	384,7	274,5
52	40,5	28,3
53	3,6	2,7
54	4,35	3,5
55	26,4	19,0
56	24,0	17,2
57	0,0	0,0
58	0,0	0,0
59	0,0	0,0
60	100,0	72,0
61	0,0	0,0
62	1244,0	888,0
63	32,0	23,0
64	0,0	0,0
65	227,0	162,0
66	59,0	42,0
67	18,0	13,0
68	18,0	13,0
69	28,0	20,0
70	28,0	20,0

#### DADOS DAS LINHAS

Linha	Barra Origem	Barra Destino	R [Ω]	X [Ω]
1	1	2	0,0005	0,0012
2	2	3	0,0005	0,0012
3	3	4	0,0001	0,0001
4	4	5	0,0015	0,0036
5	5	6	0,0251	0,0294
6	6	7	0,3660	0,1864
7	7	8	0,3811	0,1941
8	8	9	0,0922	0,0470
9	9	10	0,0493	0,0251
10	10	11	0,8190	0,2707
11	11	12	0,1872	0,0619
12	12	13	0,7114	0,2351
13	13	14	1,0300	0,3400
14	14	15	1,0440	0,3450
15	15	16	1,0580	0,3496
16	16	17	0,1966	0,0650
17	17	18	0,3744	0,1238
18	18	19	0,0047	0,0016
19	19	20	0,3276	0,1083
20	20	21	0,2106	0,0696
21	21	22	0,3416	0,1129
22	22	23	0,0140	0,0046
23	23	24	0,1591	0,0526
24	24	25	0,3463	0,1145
25	25	26	0,7488	0,2475
26	26	27	0,3089	0,1021
27	27	28	0,1732	0,0572
28	3	29	0,0044	0,0108
29	29	30	0,0640	0,1565
30	30	31	0,3978	0,1315
31	31	32	0,0702	0,0232
32	32	33	0,3510	0,1160
33	33	34	0,8390	0,2816
34	34	35	1,7080	0,5646
35	35	36	1,4740	0,4873
36	4	37	0,0044	0,0108
37	37	38	0,0640	0,1565
38	38	39	0,1053	0,1230
39	39	40	0,0304	0,0305
40	40	41	0,0018	0,0021
41	41	42	0,7283	0,8509
42	42	43	0,3100	0,3623
43	43	44	0,0410	0,0478
44	44	45	0,0092	0,0116
45	45	46	0,1089	0,1373
46	46	47	0,0009	0,0012
47	5	48	0,0034	0,0084
48	48	49	0,0851	0,2083
49	49	50	0,2898	0,7091
50	50	51	0,0822	0,2011
51	9	52	0,0928	0,0473
52	52	53	0,3319	0,1114
53	10	54	0,1740	0,0886
54	54	55	0,2030	0,1034
55	55	56	0,2842	0,1447
56	56	57	0,2813	0,1433
57	57	58	1,5900	0,5337
58	58	59	0,7837	0,2630
59	59	60	0,3042	0,1006
60	60	61	0,3861	0,1172
61	61	62	0,5075	0,2585
62	62	63	0,0974	0,0496
63	63	64	0,1450	0,0738
64	64	65	0,7105	0,3619
65	65	66	1,0410	0,5302
66	12	67	0,2012	0,0611
67	67	68	0,0047	0,0014
68	13	69	0,7394	0,2444
69	69	70	0,0047	0,0016