



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -VI

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

**REDES INTELIGENTES: RESPONSABILIDADES E TENDÊNCIAS DAS
PERDAS TÉCNICAS NAS REDES DE TRANSMISSÃO**

Edmarcio A. Belati(*)
UFABC

Claudionor F. do Nascimento
UFABC

Haroldo de Faria Junior
UFABC

Eduardo Coelho Navarro
CTEEP

Mário Roberto Bastos
CTEEP

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia aplicada ao problema de gerenciamento das perdas técnicas em redes de transmissão, destacando a responsabilidade das cargas e o comportamento das perdas em um cenário de redes inteligentes. A metodologia é baseada em análises de sensibilidade de segunda ordem, podendo ser utilizada para auxiliar a tomada de decisões quando são requeridos indicadores econômicos para as perdas técnicas na transmissão. Para validar a metodologia foram realizados testes utilizando o sistema didático IEEE 14 barras. Os resultados demonstram que as empresas de energia podem aliviar perdas na transmissão através de controle de demanda.

PALAVRAS-CHAVE

Análises de Sensibilidade, Perdas na Transmissão, Redes Inteligentes, *Smart Grids*

1.0 - INTRODUÇÃO

Após a reestruturação do setor elétrico no Brasil ocorrida nos meados dos anos 2000 surge outro grande desafio que é a implantação das redes inteligentes (*smart grids*). Este novo conceito trará transformações de grandes proporções na operação, planejamento, tarifação e manutenção das redes elétricas, que resultará na modernização das tecnologias utilizadas visando obter uma gestão ótima dos recursos existentes e futuros para benefício de todos consumidores. Este conceito é defendido por técnicos em energia da Europa e Estado Unidos, conta com o apoio do Departamento de Energia dos Estados Unidos, de governos da Europa, e deve modificar completamente o modelo com o qual estamos habituados. No Brasil as empresas de energia elétrica também já estão se mobilizando neste sentido (1).

Atualmente, nos mercados de energia elétrica são negociados preços e quantidades de energia, a qual deve ser comercializada entre os agentes do sistema. A energia negociada nesses mercados deve ser entregue ao consumidor através das redes de energia elétrica. No caminho percorrido da geração até a carga ocorrem perdas elétricas provocadas por efeito Joule (perdas técnicas). Sendo assim, torna-se necessário e fundamental a identificação das responsabilidades de cada agente pelas perdas ocorridas no sistema de transmissão nesse processo de comercialização.

No Brasil, especialmente, as perdas de energia se encontram na ordem de 17% do total da energia gerada, sendo que as perdas técnicas no sistema de transmissão estão entre 4% e 8% do total da potência ativa gerada (2). Com a chegada dos medidores inteligentes (ANEEL – Portarias 440 e 223; INMETRO – Portaria 371), a curva de carga tenderá a um achatamento no horário de pico se forem implementadas tarifas diferenciadas do kWh (3). Em razão dessas mudanças, se faz necessário um total entendimento das parcelas das perdas provocadas por cada barra de carga do sistema, visto que essas perdas são repassadas para os agentes do sistema através da política

(*) 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

dealocação das perdas técnicas. As perdas técnicas são provocadas por cada uma das cargas inseridas no sistema. Tais perdas são representadas por funções não-lineares, não-convexas e não-separáveis das variáveis de estado, não permitindo um controle direto.

No presente trabalho é realizado um estudo sobre as perdas técnicas que envolvem o sistema de transmissão. Tal estudo é desenvolvido com auxílio de uma ferramenta computacional baseada na análise de sensibilidade das equações de balanço de carga do sistema, restrições operacionais e pela função das perdas. É composta uma matriz sensibilidade que incorpora todas as características do sistema e de forma direta estima claramente a parcela de perdas que cada uma das cargas provoca no sistema de transmissão, considerando o congestionamento do sistema e suas restrições, discretizado em intervalos predefinidos.

A organização deste trabalho segue a seguinte ordem. Na Seção 2.0 são apresentados os conceitos de *smart grids* com os benefícios e desafios para o setor. O conceito de perdas técnicas são descritos na Seção 3.0. Na Seção 4.0 é apresentada a metodologia utilizada, com destaque para matriz sensibilidade do sistema. Os resultados, que demonstram a eficiência da metodologia, são mostrados e discutidos na Seção 5.0. Finalmente, na Seção 6.0 as conclusões deste trabalho são descritas.

2.0 - SMART GRIDS

A energia elétrica é uma das maiores descobertas do homem. Com ela, se torna possível aumentar a produtividade e o bem estar social. Atualmente, tal energia é gerada por grandes usinas centralizadas. O transporte de energia ainda é considerado arcaico por diversos especialistas da área, pois o sistema depende muito de uma única fonte geradora centralizada e, caso ocorra alguma falha, toda rede ficaria sem abastecimento (4), (5), (6).

Há a necessidade de se modernizar os ativos (patrimônio) e os serviços prestados aos consumidores para atender o aumento da demanda no futuro. Para que estes objetivos se concretizem, deve-se investir em novas tecnologias envolvendo redes inteligentes (7), (8), (9).

A lógica de uma rede inteligente está baseada em uma palavra: inteligência. As novas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica serão automatizadas (8). Nessas redes serão utilizados medidores e equipamentos inteligentes que melhorarão o desempenho e a gestão do sistema (7).

A rede inteligente terá comportamento caótico quando comparada com uma rede tradicional. Uma unidade de geração pode estar conectada em qualquer lugar da rede assim como uma carga adicional. Dessa forma, o fluxo de potência pode fluir em qualquer direção da mesma (8). Deste modo, há uma necessidade de se desenvolver ferramentas computacionais que possam estimar os fatores econômicos (perdas, custos da energia) para viabilizar a integração de fontes renováveis e controlar o consumo da rede.

A infraestrutura da rede deverá estar apta para utilizar diversas fontes de energia renovável e cargas controláveis para que se possa ajustar a demanda futura (10). O controle da rede deverá ser flexível para incluir tais recursos. Uma forma que está sendo discutida é o emprego do conceito de resposta pela demanda (DR – *demand response*).

A DR fornece meios pelos quais as concessionárias podem economizar e reduzir o consumo de energia elétrica (11), alterando a curva de carga. Tal estratégia depende da cooperação entre a concessionária e o consumidor. No entanto, pode-se utilizar um módulo inteligente DR que seria implementado do lado do cliente, principalmente cliente industriais (grandes cargas, tais como motores elétricos com elevadas potências).

Na prática, existem três tipos de DRs:

- totalmente automatizados;
- semiautomatizado;
- manual.

O módulo inteligente, que será utilizado em *smart grids*, possibilita ao consumidor seguir ou não a recomendação da concessionária de forma automatizada, ou seja, existe um algoritmo computacional que levará em conta a política de gerenciamento e os potenciais benefícios financeiros antes de tomar a decisão, a qual será transmitida para a concessionária (11). A resposta positiva atualiza o sistema da concessionária. Por outro lado, a resposta negativa leva a concessionária a enviar a solicitação de diminuição de demanda para outro consumidor. O total conhecimento das perdas provocadas devido ao patamar de carga de cada barra em cada momento do sistema proporcionará a concessionária os indicativos econômicos para as tomadas de decisão.

3.0 - PERDAS TÉCNICAS NA TRANSMISSÃO

O cálculo e a redução das perdas de energia elétrica em um sistema de energia é um tema que sempre merece grande atenção das empresas de energia elétrica. Em relação à sua origem, as perdas de energia podem ser

divididas em perdas técnicas e não-técnicas. Tais perdas podem significar redução de faturamento das empresas. Para evitar essa redução no faturamento, buscam-se ações que visam diminuir os índices de perdas com um investimento que seja acessível.

Em um sistema de transmissão baseado no conceito de *smart grids*, as empresas de energia utilizarão métodos práticos, ferramentas e tecnologias baseadas no campo da computação, controle e comunicação que permitam que as linhas e sua infraestrutura localmente se auto-regule, incluindo a reconfiguração automática, detecção de faltas e estimativa das perdas técnicas. Dessa forma, o sistema de transmissão de energia do futuro incorporará elementos avançados da engenharia tradicional, sofisticadas tecnologias de sensoriamento e monitoração para melhorar o desempenho da rede e suportar uma ampla gama de serviços adicionais para os consumidores (4).

Nos sistemas de transmissão, as perdas técnicas podem ser estimadas por estudos de fluxo de potência ou através de balanço energético do segmento. Os sistemas de transmissão de energia elétrica, em geral, são dotados de um grande número de medidores eletrônicos em pontos de fronteiras e possuem valores de carga (demanda em kVA) muito bem estimados ou medidos, em quase todos os pontos (12). Desta forma, a obtenção das perdas nesta rede é facilitada com o processamento de rotinas de fluxo de potência, uma vez que são conhecidas as redes e as cargas de forma confiável.

Neste trabalho emprega-se uma metodologia para auxiliar as empresas de transmissão na tomada de decisão relacionada com os custos envolvidos pelas perdas técnicas de energia que cada barra de carga provoca no sistema.

4.0 - METODOLOGIA UTILIZADA

A metodologia utilizada para identificar de forma direta as perdas provocadas por cada agente ou grupo no sistema de transmissão é baseada no teorema proposto em (13). O teorema utiliza a análise de sensibilidade de primeira ordem aplicada à solução local de segunda ordem. Essa técnica pode ser utilizada para estimar a nova solução de um problema de programação não-linear depois de ocorrer perturbações (variação) nos parâmetros do problema. Neste estudo estamos interessados nos parâmetros do sistema de potência, aqui representado na formulação de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e representado matematicamente na Equação 1.

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.a } g_i(\mathbf{x}) &= 0, & i = 1, \dots, m \\ h_j(\mathbf{x}) &\leq 0, & j = 1, \dots, r \\ \mathbf{x}^{\min} &\leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{\max} \end{aligned} \quad (1)$$

O vetor $\mathbf{x} = (\theta, V, t)$ representa as variáveis de estado e de controle do sistema e \mathbf{x}^{\min} e \mathbf{x}^{\max} os seus limites inferiores e superiores respectivamente, θ é o ângulo de fase da tensão, V a magnitude da tensão e t os taps dos transformadores. A função objetivo, $f(\mathbf{x})$ representa as perdas de potência ativa na transmissão. $g(\mathbf{x})=0$ é o conjunto das equações de balanço do fluxo de potência e $h(\mathbf{x}) \leq 0$ é o conjunto das restrições funcionais, que representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de geração e os limites de fluxos nas linhas.

A solução do FPO pode ser obtida utilizando (14) ou outra metodologia ou software que forneça as variáveis primais e duais para o problema da Equação 1.

A técnica de sensibilidade apresentada nesta seção, implementada em linguagem FORTRAN, considera apenas as perturbações nas restrições de igualdade. A formulação matemática da técnica de sensibilidade utilizada está mostrada a seguir. Mais detalhes podem ser obtidos em (15).

Ao problema mostrado na Equação 1 são introduzidas perturbações, ε , nas restrições de igualdade.

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.a } g_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_i &= 0, & i = 1, \dots, m \\ h_j(\mathbf{x}) &\leq 0, & j = 1, \dots, r \\ \mathbf{x}^{\min} &\leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{\max} \end{aligned} \quad (2)$$

em que, $\varepsilon = (\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m)$ é o vetor perturbação.

Para resolver o problema, depois de realizadas perturbações, isto é, $\varepsilon \neq 0$, é associada à seguinte função Lagrangiana ao problema da Equação 2. Portanto, tem-se:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\varepsilon}) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i [g_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_i] + \sum_{j=1}^r \mu_j h_j(\mathbf{x}) \quad (3)$$

em que $\boldsymbol{\lambda}$ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade, e $\boldsymbol{\mu}$ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange para as restrições de desigualdade ativas.

Para aplicar a técnica de sensibilidade, é preciso ter primeiramente a solução ótima para o problema, $\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*$ e $\boldsymbol{\mu}^*$, sem perturbação, ou seja, a solução para $\boldsymbol{\varepsilon} = 0$. A técnica de sensibilidade considera o gradiente da função Lagrangiana, a folga complementar e as restrições de igualdade perturbada, isto é:

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\varepsilon}) &= 0 \\ \mu_j [h_j(\mathbf{x})] &= 0 \quad j = 1, \dots, r \\ g_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_i &= 0 \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (4)$$

em que, $\mu \geq 0$ e λ irrestrito. O gradiente da função Lagrangiana é representado por:

$$\nabla_{\mathbf{x}} L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\varepsilon}) = \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla_{\mathbf{x}} [g_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_i] + \sum_{j=1}^r \mu_j \nabla_{\mathbf{x}} h_j(\mathbf{x}) \quad (5)$$

As raízes do sistema não-linear da Equação 4 são determinadas linearizando o sistema no ponto ótimo ($\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*$), o que resulta no seguinte sistema linear representado pela Equação 6 na forma matricial.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \boldsymbol{\mu} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{xx}} L(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*, \boldsymbol{\varepsilon}) & \nabla_{\mathbf{x}} h_j(\mathbf{x}^*) & \nabla_{\mathbf{x}} g_i(\mathbf{x}^*) \\ \mu_j^* \nabla_{\mathbf{x}} h_j(\mathbf{x}^*) & h_j(\mathbf{x}^*) & 0 \\ \nabla_{\mathbf{x}} g_i(\mathbf{x}^*) & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \varepsilon_i \end{bmatrix} \quad (6)$$

O sistema matricial, o qual é representado pela Equação 6, é utilizado para obter as relações de sensibilidade das restrições de igualdade em relação à função objetivo. No estudo foram obtidas as perdas do sistema considerando a ocorrência de alguma variação da demanda (corte ou entrada de carga). Depois de construída a matriz sensibilidade e obtida sua inversa pode-se realizar perturbações (alteração no vetor de perturbação) e obter a resposta com muito pouco esforço computacional. Esta metodologia será identificada por SENSIB nos testes realizados.

4.1 Passos para aplicação da metodologia

Em resumo os passos para aplicação da metodologia podem ser descrito na sequência descrita:

- Entre com os dados do sistema a ser resolvido;
- Obtenha a solução primal e dual para o sistema utilizando um programa de FPO. Esta será a solução do caso base;
- Construa a matriz sensibilidade utilizando as informações obtidas na solução do caso base em (b);
- Entre com as perturbações (alterações nas barras de carga) no vetor perturbação e obtenha a solução para o sistema utilizando a Equação 6;
- Caso deseje fazer novas perturbações volte para o item (d);
- Caso contrário – Fim.

5.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

No estudo realizado foi utilizado o sistema teste IEEE 14 barras (mostrado no Apêndice A) que é identificado como caso base, para ilustrar a aplicabilidade da metodologia. O sistema foi resolvido utilizando o algoritmo proposto em (14). As perdas ativas obtidas foram de 12,8645 MW com todas restrições obedecidas. A partir da solução do caso base, utilizou-se a metodologia SENSIB para estimar as novas perdas do sistema após variações nas barras de cargas do sistema.

5.1 Teste 1 -validação da metodologia

A eficiência da metodologia pode ser observada no teste comparativo a seguir em que foram obtidas as perdas do sistema para variações na potência das barras de carga mantendo o fator de potência constante. A Figura 1 mostra a comparação em relação às perdas do sistema para variações de - 50% a 50% nas cargas, ou seja, para cargas entre 50% e 150% do valor nominal. A curva identificada como CALCULADO foi obtida utilizando o algoritmo proposto em (14). Vale destacar que a curva SENSIB é traçada de forma direta após obtida a solução para o caso base, enquanto a CALCULADO é através de um processo iterativo para cada situação de carga. Pode ser verificado na Figura 1 que a metodologia pode ser aplicada sem grandes perdas de precisão.

5.2 Teste 2 - aumento de 1 MW nas cargas

Considerando o caso base (carga mostrada no Apêndice A) foi realizado um aumento de 1 MW na carga das barras 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 e 14 mantendo o fator de potência constante de forma individual. O resultado apresentado na Figura 2 mostra que as barras 13 e 14 provocaram mais perdas no sistema devido a esse aumento na carga enquanto que a barra 5 provoca o menor aumento nas perdas. O cálculo do incremento das perdas foi realizado considerando as perdas do caso base e o novo valor após realizado o incremento de carga na barra.

5.3 Teste 3 - aumento de 10 MW nas carga

Considerando o caso base (apresentado no Apêndice A) foi realizado um aumento de 10 MW nas mesmas cargas do teste 2 mantendo o fator de potência constante. O resultado apresentado a na Figura 3 mostra que as barras 5 e 14 provocaram mais perdas no sistema. Pode ser verificado que a tendência das perdas para 1 MW (Figura 2) não foi mantida. O que comprova a característica não-linear das perdas no sistema e a dificuldade em prevê-las.

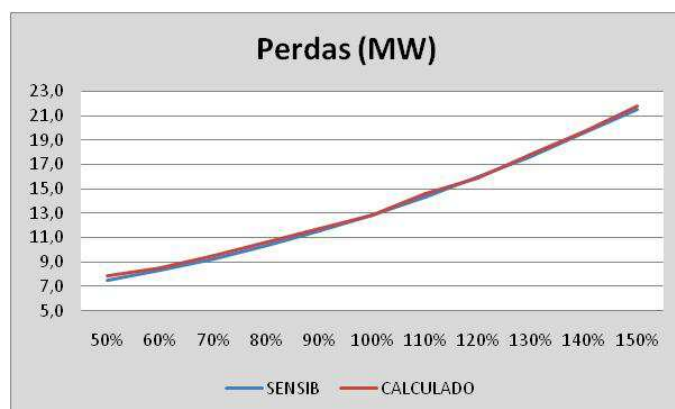


FIGURA 1 – Comparação das perdas em relação à metodologia SENSIB e o valor calculado



FIGURA 2 – Incremento nas perdas ativas devido ao aumento de 1MW



FIGURA 3 – Incremento nas perdas ativas devido ao aumento de 10MW

5.4 Teste 4 - curva de perdas em relação a um decréscimo de 10 MW nas cargas

Neste teste é traçado a curva das perdas das barras 5 e 14 para um acréscimo até 10 MW mantendo o fator de potência constante. Pode ser verificado o comportamento distinto de ambas na Figura 4. Nota-se que a partir de um acréscimo de 9,5 MW na carga a barra 5 provoca mais perdas que a barra 14. Estas curvas obtidas do sistema podem ajudar na tarifação da energia excedente consumida por cada barra.

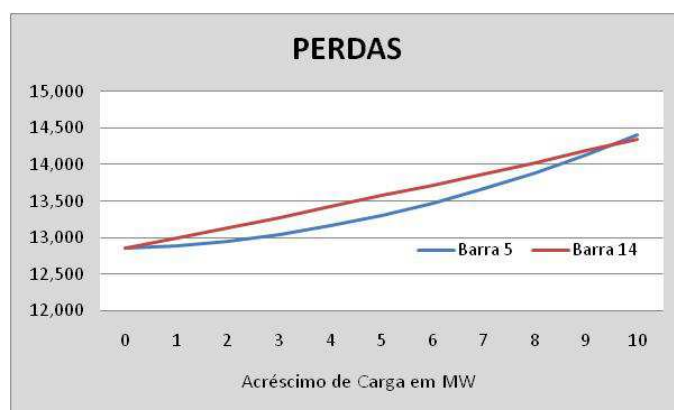


FIGURA 4 – Curva das perdas das barras 5 e 14

5.5 Teste 5 - valor das perdas em relação a um decréscimo de 1 MW nas cargas

Considerando o caso base (carga mostrada no Apêndice A) foi realizado um decréscimo individual de 1 MW na carga das barras 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 e 14 mantendo o fator de potência constante. O resultado apresentado na Figura 5 mostra o valor das perdas no sistema devido a essa retirada de carga. O cálculo das perdas foi realizado considerando as perdas do caso base e o novo valor após realizado o decréscimo de carga na barra. A Figura 5 mostra as que as barras 14, 9, 4, 13, 12, 11, 10 e 5 são respectivamente as barras que geram maior benefício no sistema. Este resultado pode ser utilizado para definir o incentivo monetário de cada barra de carga no sistema devido a um controle de demanda do sistema.

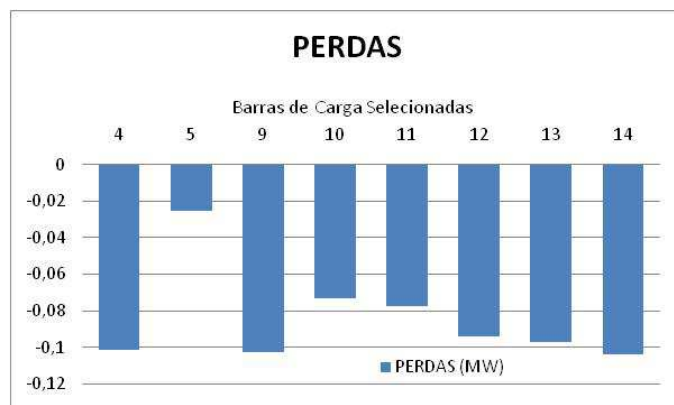


FIGURA 5 – Decréscimo na perda devido à diminuição de 1MW

6.0 - CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia aplicada ao problema de gerenciamento das perdas técnicas em redes de transmissão, destacando a responsabilidade de todas as cargas e relação a um decréscimo ou acréscimo de carga. A metodologia é baseada em análises de sensibilidade de segunda ordem e apresenta soluções com baixo custo computacional, podendo ser utilizada para auxiliar a tomada de decisões quando são requeridos indicadores econômicos. Os testes realizados com o sistema didático IEEE 14 barras mostraram que as perdas no sistema apresentam curvas distintas o que dificulta uma análise econômica prévia do sistema. A grande contribuição da metodologia está na obtenção dos indicadores econômico com baixo custo computacional para qualquer situação de carga no sistema. Esses indicadores poderão ser repassados para as barras de carga do sistema de forma a apresentar uma tarifa do MWh variável ao longo do tempo, que forçará o achatamento da curva de carga nos horários de pico. Os resultados também demonstram que a metodologia proposta poderá ser inserida em sistemas baseados no conceito de *smart grids*.

7.0 - AGRADECIMENTO

Os autores agradecem ao suporte a parte deste trabalho oferecido pelo CNPq (480352/2010-0).

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) III FORUM LATINO-AMERICANO DE SMART GRID, 23 a 24 de agosto de 2010 – São Paulo – SP. (<http://www.rpmbrazil.com.br/eventos.aspx?eventoID=50>).
- (2) E. A. BELATI, GERALDO R. M. DA COSTA, A. M. DE SOUZA, Influence of the Operational Constraint in the Active Transmission Losses Allocation via Lagrange Multipliers. Revista ieee américa latina, v. 8, p. 58-64, 2010.
- (3) C. V. BOCCUZZI, J. C. O MELLO, A Energia do Futuro – Mercados de Atacado e Varejos se Fundindo - XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 22 a 25 Nov. 2009 - Recife – PE.
- (4) E. SANTACANA, G. RACKLIFFE, L. TANG, X. FENG, "Getting Smart," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 8, no. 2, pp. 41-48, Apr. 2010.
- (5) T. F. GARRITY, "Getting Smart," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 2, pp. 38-45, Apr. 2008.
- (6) T. J. LUI, W. STIRLING, H.O. MARCY, "Getting Smart," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 8, no. 3, June 2010.
- (7) M. A. S. MASOUM, P. S. MOSES, S. DEILAMI, "Load management in smart grids considering harmonic distortion and transformer derating," Innovative Smart Grid Technologies, pp. 1-7, 2010.
- (8) S. M. AMIN, B. F. WOLLENBERG, "Toward a smart grid: power delivery for the 21st century," IEEE Power Energy Mag., vol. 3, no. 5, pp. 34–41, Sept.–Oct. 2005.
- (9) E. F. FUCHS, M. A. S. MASOUM, Power Quality in Electrical Machines and Power Systems. New York: Academic, 2008.
- (10) F. LI, W. QIAO, H. SUN, H. WAN, J. WANG, Y. XIA, Z. XU, P. ZHANG, "Smart transmission grid: vision and framework," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 2, Sept. 2010.
- (11) Q. B. DAM, S. MOHAGHEGHI, J. STOUPIIS, "Intelligent demand response scheme for customer side load management," in Proc. IEEE Energy 2030 Conference ENERGY 2008, Nov. 17–18, 2008, pp. 1–7.
- (12) M. E. DEOLIVEIRA, "Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica / Marcelo Escobar de Oliveira. IlhaSolteira, 2009 135 p.
- (13) A. V. FIACCO, "Sensitivity Analysis for Nonlinear Programming Using Penalty Methods," Mathematical Programming, vol. 10, pp. 278-311, 1976.
- (14) E. C. BAPTISTA, E. A. BELATI, G. R. M. COSTA, "Logarithmic barrier augmented Lagrangian function to the optimal power flow problem," International journal of electrical power & energy systems, vol. 27, pp. 528-532, 2005.
- (15) E. A. BELATI, E. C. BAPTISTA, G. R. M. COSTA, "Optimal Operation Studies of the Power System via Sensitivity Analysis," Electric Power Systems Research, vol. 75, pp. 79-84, 2005.

9.0 - 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 2 da Universidade Federal do ABC (UFABC) desde 2009.



Claudionor Francisco do Nascimento é engenheiro eletricista (1991) pela Universidade Estadual Paulista (UNESP-FEB); mestre (2003) e doutor em Engenharia Elétrica (2007) pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP). Atualmente, é professor adjunto 2 da Universidade Federal do ABC (UFABC) desde 2009.

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 2 da Universidade Federal do ABC (UFABC) desde 2009.

Eduardo Coelho Navarro é Tecnólogo em Sistemas Elétricos – modalidade Eletrônica pela Universidade Estadual Paulista (UNESP-FEB 1992); Engenheiro Eletricista pela Universidade de Marília (UNIMAR 1998) e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP-EESC 2002). Possui experiência em desenvolvimento e manutenção de sistemas de controle, proteção e medição de sistemas elétricos de potência.

Mário Roberto Bastos é engenheiro eletricista, com ênfase em eletrônica, pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (1985). Especialista em Tecnologia de Informação (2002), Mestre em Engenharia (2006) e atualmente doutorando em Engenharia, todos pela escola Politécnica da USP. Possui 24 anos de experiência em sistemas de automação e controle e em engenharia de projetos. Trabalha, desde maio de 1994, na especificação técnica, desenvolvimento, implantação e manutenção dos Sistemas de Supervisão e Controle da CTEEP.



APÊNDICE A

Sistema de IEEE 14 Barras.

TABELA A.1 - Dados de linha

de	para	r	x	b _{sh}
1	2	1,94	5,92	5,28
1	5	5,4	22,3	5,28
2	3	4,7	19,8	4,38
2	4	5,81	17,63	3,74
2	5	5,7	17,39	3,40
3	4	6,7	17,1	3,46
4	5	1,34	4,21	1,28
4	7	0,01	20,91	
4	9	0,01	55,62	
5	6	0,01	25,2	
6	11	9,5	19,89	
6	12	12,29	25,58	
6	13	6,62	13,03	
7	8	0,01	17,62	
7	9	0,01	11,00	
9	10	3,18	8,45	
9	14	12,71	27,04	
10	11	8,2	19,21	
12	13	22,09	19,99	
13	14	17,09	34,80	

TABELA A.2 - Dados das barras de controle de reativo

barra	Q(MVAr)	Q ^{min} (MVAr)	Q ^{max} (MVAr)
2	12,7	-40	50
3	19,0	0	40
6	7,5	-6	18
8	0,0	-6	24

TABELA A.3 - Dados dos taps

de	para	tap	tap ^{min}	tap ^{max}
4	7	1,0	0,98	1,02
4	9	1,0	0,98	1,02
5	6	1,0	0,98	1,02

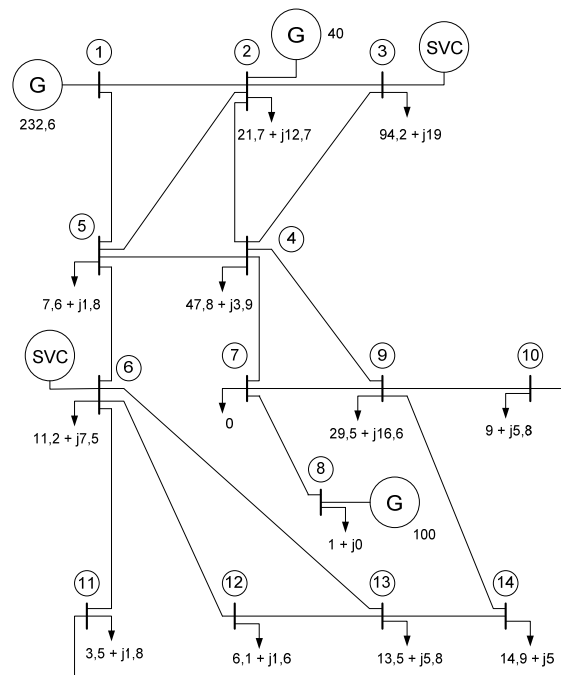


FIGURA A.1 Configuração do Sistema (caso base)