



Érica Telles Carlos

**Tarifação pelo Uso do Sistema de Transmissão
Baseada no Método Nodal e na Técnica de
Otimização Min-Max**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Rio de Janeiro
Abril de 2012



Érica Telles Carlos

**Tarifação pelo Uso do Sistema de Transmissão
Baseada no Método Nodal e na Técnica de
Otimização Min-Max**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Delberis Araujo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Alexandre Street de Aguiar

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Sérgio Granville

PSR Consultoria

Prof. José Wanderley Marangon Lima

UNIFEI

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de abril de 2012

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da autora, do orientador e da universidade.

Érica Telles Carlos

Graduou-se em Engenharia Elétrica na PUC-Rio (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) em 2009. Sua área de pesquisa envolve mercados de energia elétrica, otimização e alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão de energia elétrica.

Ficha Catalográfica

Carlos, Érica Telles

Tarifação pelo uso do sistema de transmissão baseada no método nodal e na técnica de otimização min-max / Érica Telles Carlos; orientador: Delberis Araujo Lima. – 2012.

137 f. : il. (color.) ; 29,7 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Método nodal. 3. Técnica min-max. 4. Alocação de tarifas da transmissão. I. Lima, Delberis Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Para meus pais Nilce e William, e minha avó Neide.

Agradecimentos

Aos meus pais Nilce e William, por todo amor, dedicação, paciência, apoio e confiança que estiveram presentes desde sempre.

Ao meu irmão Eduardo, pelo amor, carinho, conselhos e constante torcida pelo meu sucesso.

À minha avó e madrinha Neide, por todo amor, incentivo e compreensão nos momentos de ausência.

Ao Fernando, pelo amor, companheirismo, compreensão, motivação, por comemorar as minhas vitórias ao meu lado, e por sempre conseguir um sorriso meu.

Às amigas para toda vida Andrea e Flávia, pela belíssima amizade, por me ouvirem, aconselharem e estarem sempre ao meu lado.

Aos meus familiares e amigos, por sempre me desejarem o melhor.

Ao meu orientador Delberis, pela dedicação ao trabalho, confiança na minha capacidade e por todas as oportunidades que me foram dadas desde os tempos de graduação.

Aos professores Alexandre Street e Javier Contreras, pelas valiosas contribuições para o trabalho.

Aos professores e funcionários departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, pela qualidade do ensino e excelente infraestrutura, essenciais para a execução do curso de mestrado.

Ao CNPq, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Resumo

Carlos, Érica Telles; Lima, Delberis Araujo. **Tarifação pelo Uso do Sistema de Transmissão Baseada no Método Nodal e na Técnica de Otimização Min-Max**. Rio de Janeiro, 2012. 137p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A receita arrecadada pelo uso do sistema de transmissão é utilizada para cobrir custos de planejamento, operação e manutenção e deve ser paga por geradores e demandas, que são usuários do sistema. Um dos principais desafios é determinar a melhor maneira de alocar estes custos a geradores e demandas. Em países em desenvolvimento, como o Brasil, a acelerada expansão de geração e de transmissão, desencadeada por um crescimento acentuado de demanda, pode provocar significativa volatilidade e dispersão entre as tarifas dos usuários do sistema. Estes efeitos criam um ambiente inseguro para os investidores em geração. Para tratar este problema, esta dissertação propõe um novo método de alocação de custos pelo uso da transmissão que utiliza uma abordagem baseada na técnica de otimização min-max, e no método Nodal utilizado no Brasil. O propósito contido na utilização da técnica min-max é que os usuários com as piores tarifas devem ter prioridade em minimizá-las no processo de otimização. Assim, o objetivo é fornecer uma solução mais equitativa, e conseqüentemente, a redução de dispersão e volatilidade das tarifas ao longo do tempo, quando novos investimentos em geração e transmissão são feitos no sistema. Os resultados obtidos nos sistemas IEEE 24 barras e IEEE 118 barras indicam que a abordagem proposta fornece tarifas menos dispersas comparadas com outros métodos existentes, mas mantendo características desejáveis do método Nodal original. O método proposto também apresenta menos volatilidade nas tarifas no caso de mudanças (como diferentes despachos de geração) no sistema.

Palavras-chave

Método Nodal; Técnica Min-Max; Alocação de Tarifas da Transmissão.

Abstract

Carlos, Érica Telles; Lima, Delberis Araujo (Advisor). **Transmission Tariff Allocation Based on Nodal Method and Min-Max Optimization Technique**. Rio de Janeiro, 2012. 137p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The revenue accrued for the use of the transmission system is used to recover the cost of planning, operation and maintenance and must be paid by generators and loads, which are the users of the system. One of the main challenges is how to establish the best way to allocate these costs to generators and loads. In developing countries, like Brazil, fast generation and transmission expansion triggered by a sharp demand growth, can cause significant volatility and dispersion among agents transmission tariffs. These effects can create an unsafe environment for new investors in generation. In order to face this problem, this dissertation proposes a new transmission cost allocation method that utilizes an approach based on the min-max optimization technique, and on the nodal method used in Brazil. The idea behind the utilization of min-max method is that the agents with the worst tariffs should have priority in the tariff optimization process. Thus, the objective is to provide an equitable solution and, consequently, a reduction of the dispersion and volatility of the tariffs over time, when new transmission or generation assets are incorporated into the system. The results presented for IEEE 24 bus and IEEE 118 bus systems indicate that the proposed approach gives less-dispersed tariffs compared with other existing methods, but keeping the desirable features of the traditional nodal method. The proposed method also shows less volatility in tariffs if changes (like different generation dispatches) are made to the system.

Keywords

Nodal Method; Min-Max Technique; Transmission Tariff Allocation.

Sumário

1. Introdução	20
1.1. Motivação e Objetivos	22
1.2. Revisão Bibliográfica da Técnica Min-Max Aplicada a Alocação de Custos pelo Uso da Transmissão	26
1.3. Estrutura da Dissertação	29
2. Métodos de Alocação de Custos pelo Uso do Sistema de Transmissão	31
2.1. Pro rata	31
2.1.1. Procedimento de Cálculo	32
2.2. Zbus	32
2.2.1. Procedimento de Cálculo	33
2.3. Método Baseado no Princípio da Divisão Proporcional	36
2.3.1. Procedimento de Cálculo <i>Upstream-Looking</i>	37
2.3.2. Procedimento de Cálculo <i>Downstream-Looking</i>	40
2.4. <i>Equivalent Bilateral Exchanges</i>	42
2.4.1. Procedimento de Cálculo	43
2.5. Nodal	45
2.5.1. Procedimento de Cálculo	45
3. Método de Alocação de Custos Nodal Min-Max	49
3.1. Otimização Min-Max	49
3.2. Método Nodal Modificado	52
3.3. Modelagem do Método de Alocação de Custos Nodal Min-Max	56
3.3.1. Premissas	57
3.3.2. Função Objetivo	58
3.3.3. Restrições	60
3.3.4. Algoritmo	63
4. Resultados e Discussões	68

4.1. Precisão Numérica dos Resultados	68
4.2. Sistema de 4 Barras	70
4.2.1. Dinâmica do Algoritmo Nodal Min-Max	70
4.2.2. Traçado de Potência	74
4.3. Sistema 24 barras	76
4.3.1. Comparação com Método Nodal Original	76
4.3.2. Análise de Dispersão	81
4.3.3. Análise de Volatilidade	84
4.4. Sistema IEEE 118 Barras	92
4.4.1. Análise de Dispersão	92
4.4.2. Análise de Volatilidade	98
4.5. Conclusão dos Resultados	104
5. Conclusão e Perspectivas	105
6. Referências	107
Apêndice A. Matriz de Sensibilidade	110
Apêndice B. Sistemas de Teste	113
B.1. Sistema IEEE 24 Barras	113
B.2. Sistema IEEE 118 Barras	117
Anexo. Artigo	127

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Previsão de expansão de potência instalada para os subsistemas brasileiros	23
Figura 1.2 - Previsão de expansão de linhas de transmissão para o SIN	23
Figura 1.3 - Exemplo de configuração de baixo desvio padrão	25
Figura 1.4 - Exemplo de configuração de alto desvio padrão	25
Figura 2.1 - Circuito II equivalente de uma linha de transmissão ℓ	33
Figura 2.2 - Exemplo de aplicação do Princípio da Divisão Proporcional	36
Figura 3.1 - Otimização Min-max aplicada a um conjunto de 3 tarifas	51
Figura 3.2 - Sistema de 4 barras	55
Figura 3.3 - (a) Sistema de 4 barras com potências líquidas nas barras (b) Sistema de 4 barras com geradores e demandas	55
Figura 3.4 - Exemplo de resultado da otimização	59
Figura 4.1 - Sistema de 4 barras	70
Figura 4.2 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para o par (1,3)	75
Figura 4.3 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para o par (1,4)	75
Figura 4.4 - Traçado de potência no sistema de 4 barras para a potência total do gerador 1	75
Figura 4.5 - Sistema IEEE 24 barras	77
Figura 4.6 - Tarifa locacional de geradores para os métodos Nodal Min-Max e Nodal – Sistema IEEE 24 barras	78
Figura 4.7 - Tarifa locacional de demandas para os métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras	79
Figura 4.8 - Tarifa final para geradores nos métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras	80
Figura 4.9 - Tarifa final para demandas nos métodos Nodal e Nodal Min-Max – Sistema IEEE 24 barras	80
Figura 4.10 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras	81

Figura 4.11 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras	82
Figura 4.12 - Média das 10% piores tarifas para diferentes despachos de demanda – Sistema IEEE 24 barras	85
Figura 4.13 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras expandido	87
Figura 4.14 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 24 barras expandido	87
Figura 4.15 - Variação de tarifa para geradores – Sistema IEEE24 barras	88
Figura 4.16 - Variação de tarifa para demandas – Sistema IEEE24 barras	89
Figura 4.17 - Sistema IEEE 118 barras	93
Figura 4.18 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras	94
Figura 4.19 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras	95
Figura 4.20 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras	96
Figura 4.21 - Alocação de tarifas para geradores em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido	98
Figura 4.22 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido	99
Figura 4.23 - Alocação de tarifas para demandas em todos os métodos – Sistema IEEE 118 barras expandido	100
Figura 4.24 - Alocação de tarifas para novos geradores – Sistema IEEE 118 barras expandido	101
Figura B.1 - Sistema IEEE 24 barras	113
Figura B.2 - Sistema IEEE 118 barras	117

Lista de Tabelas

Tabela 3-1. Descrição dos conjuntos que controlam o método de otimização min-max	57
Tabela 4-1. Variáveis α_{ij} ótimas para sistema de 4 barras – Primeira iteração	71
Tabela 4-2. Variáveis α_{ij} ótimas para sistema de 4 barras – Segunda iteração	72
Tabela 4-3. Variáveis α_{ij} ótimas para sistema de 4 barras – Resultado final	73
Tabela 4-4. Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 24 barras	82
Tabela 4-5. Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras	83
Tabela 4-6. Picos percentuais diários de demanda	84
Tabela 4-7. Resultados de análise de volatilidade para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras	90
Tabela 4-8. Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 24 barras	91
Tabela 4-9. Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 24 barras	91
Tabela 4-10. Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 118 barras	96
Tabela 4-11. Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras	97
Tabela 4-12. Resultados de análise de volatilidade para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras expandido	102
Tabela 4-13. Resultados de análise de dispersão para geradores e demandas – Sistema IEEE 118 barras expandido	103
Tabela 4-14. Resultados de análise de dispersão para todos os usuários – Sistema IEEE 118 barras expandido	103
Tabela B-1. Dados de barra do sistema IEEE 24 barras	114
Tabela B-2. Dados de linha do sistema IEEE 24 barras	115
Tabela B-3. Dados de barra adicionados ou modificados para expansão sistema IEEE 24 barras	116
Tabela B-4. Dados de linha adicionados para expansão do sistema IEEE 24 barras	116

Tabela B-5. Dados de barra do sistema IEEE 118 barras	118
Tabela B-6. Dados de linha do sistema IEEE 118 barras	121
Tabela B-7. Dados de barra adicionados ou modificados para expansão do sistema IEEE 118 barras	124
Tabela B-8. Dados de linha adicionados para expansão do sistema IEEE 118 barras	126

Nomenclatura

Caracteres Romanos Maiúsculos

A	Matriz de incidência nodal
A_d	Matriz de distribuição a jusante
A_u	Matriz de distribuição a montante
B'	Matriz do tipo incidência nodal
B^Δ	Matriz diagonal com elementos de B'
C_{Dj}	Custo pelo uso da transmissão alocado para a demanda j
C_D^T	Custo pelo uso da transmissão pago por todas as demandadas do sistema
C_{Gi}	Custo pelo uso da transmissão alocado para o gerador i
C_G^T	Custo pelo uso da transmissão pago por todos os geradores do sistema
C_ℓ	Custo da linha de transmissão ℓ
C_T	Custo de transmissão total do sistema
D_k	Conjunto das barras de demandas que não receberam tarifa otimizada até a iteração k
$D_{km,i}^g$	Fator de distribuição de geração
$D_{km,j}^\eta$	Fator de distribuição de carga
F	Vetor de fluxos de potência pelas linhas de transmissão do sistema
F_ℓ	Fluxo de potência ativa na linha ℓ
F_ℓ^{max}	Fluxo de potência máximo da linha ℓ
F_ℓ^{min}	Fluxo de potência mínimo da linha ℓ
F_{pond_ℓ}	Fator de ponderação da linha ℓ
GD_{ij}	Potência trocada entre um par EBE ij
G_k	Conjunto das barras de geradores que não receberam tarifa otimizada até a iteração k
I_k	Corrente injetada na barra k
I_ℓ	Corrente que flui pela linha de transmissão ℓ

M_{Gk}	Conjunto das barras de geradores que receberam tarifa otimizada até a iteração k
M_{Dk}	Conjunto das barras de demandas que receberam tarifa otimizada até a iteração k
P	Vetor de potências injetadas nas barras
P^g	Vetor de potências injetadas para um sistema com perdas acumuladas nas demandas
P^η	Vetor de potência injetada para um sistema com perdas acumuladas nos geradores
P_D	Vetor de potências demandadas em cada barra do sistema
P_{Dj}	Potência ativa da demanda j
P_G	Vetor de potências geradas em cada barra do sistema
P_{Gi}	Potência ativa do gerador i
P_k	A potência ativa P_k injetada na barra k
P_{km}	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m
P_k^g	Potência injetada barra k para um sistema com perdas acumuladas nas demandas
P_k^η	Potência injetada barra k para um sistema com perdas acumuladas nos geradores
P_{km}^g	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m para um sistema com perdas acumuladas nas demandas
P_{km}^η	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m para um sistema com perdas acumuladas nos geradores
P_ℓ	Potência ativa que flui pela linha ℓ
P_ℓ^k	Potência ativa que flui pela linha ℓ associada a uma injeção de corrente na barra k
\Re	Parte real
S_ℓ	Potência complexa que flui pela linha de transmissão ℓ
U_ℓ	Uso da linha de transmissão ℓ
U_ℓ^{Dj}	Uso da linha de transmissão ℓ associado à demanda j
U_ℓ^{Gi}	Uso da linha de transmissão ℓ associado ao gerador i
U_ℓ^k	Uso da linha de transmissão ℓ associado a uma injeção de corrente na barra k
V_p	Tensão na barra p
Z_{bus}	Matriz de impedância Zbus

Caracteres Romanos Minúsculos

a_{ℓ}^k	Distância elétrica entre a barra k e a linha ℓ
\mathbf{b}	Matriz de admitância das linhas de transmissão
c_{ℓ}	Custo unitário da linha de transmissão ℓ
\mathbf{e}	Vetor de acréscimo e decréscimo de potência
i	Barra onde se localiza um gerador
j	Barra onde se localiza uma demanda
ℓ	Linha de transmissão
n	Número de barras do sistema
n_D	Número de demandas no sistema
n_G	Número de geradores no sistema
r_D	Tarifa fixa alocada para todas as demandas
r_{Dj}	Tarifa alocada para a demanda j
r_G	Tarifa fixa alocada para todos os geradores
r_{Gi}	Tarifa alocada para o gerador i
r_{ℓ}	Custo unitário da linha de transmissão ℓ
w_{km}^g	Custo da linha km por unidade de fluxo para um sistema com perdas acumuladas nas demandas
w_{km}^{η}	Custo da linha km por unidade de fluxo para um sistema com perdas acumuladas nos geradores
y_{Gi}^*	Variável dual da restrição correspondente ao gerador i
y_{Dj}^*	Variável dual da restrição correspondente à demanda j
$y_{p \rightarrow q}$	Admitância série entre as barras p e q
$y_{p \rightarrow q}^{sh}$	Admitância paralelo entre as barras p e q
z_{pk}	Elemento (p, k) da matriz de impedância Zbus
z_k	Função objetivo do problema de minimização na iteração k

Caracteres Gregos Maiúsculos

ΔC	Custo adicional
------------	-----------------

ΔD	Parcela selo para demandas
ΔG	Parcela selo para geradores
ΔP_k	Varição de injeção de potência em uma barra k
Ω_{Dj}	Conjunto de barras onde se localizam demandas
Ω_{Gi}	Conjunto de barras onde se localizam geradores
Ω_L	Conjunto de linhas de transmissão

Caracteres Gregos Minúsculos

α_{ij}	Percentual de potência do gerador i que atende a demanda j
α_k^a	Conjunto de barras supridas diretamente por uma barra k
α_k^u	Conjunto de barras que suprem diretamente uma barra k
β	Matriz de sensibilidade
$\beta_{\ell k}$	Elemento (ℓ, k) da matriz de sensibilidade β
γ_{ij}	Vetor fator de distribuição
$\gamma_{ij\ell}$	Fator de distribuição
δ	Variável de relaxação de restrições
θ	Vetor de ângulos nas barras
π_{Dj}^L	Tarifa locacional da demanda j
π_{Gi}^L	Tarifa locacional do gerador i
π_k	Tarifa nodal da barra k
σ	Desvio padrão

Sobrescritos

g	Perdas acumuladas nas demandas
η	Perdas acumuladas nos geradores
r	Retirada da barra de referência
t	Transposta

<i>T</i>	Total
*	Valor ótimo
–	Conjugado

Subscritos

<i>G</i>	Gerador
<i>D</i>	Demanda
<i>T</i>	Total
<i>i</i>	Barra onde se localiza um gerador
<i>j</i>	Barra onde se localiza uma demanda
<i>ℓ</i>	Linha de transmissão

Abreviaturas, Siglas e Símbolos

<i>A</i>	Ampères
<i>AC</i>	Corrente alternada
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BEN</i>	Balanço Energético Nacional
<i>DC</i>	Corrente contínua
<i>EBE</i>	<i>Equivalent Bilateral Exchanges</i>
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética
<i>MW</i>	Megawatts
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema
<i>PDE</i>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<i>PDP</i>	Princípio da Divisão Proporcional
<i>PL</i>	Programação Linear
<i>RAP</i>	Receita Anual Permitida
<i>RB</i>	Rede Básica
<i>R\$</i>	Reais
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>TUST</i>	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

$TUST_{FR}$ Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira
 $TUST_{RB}$ Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica
 V Volt