



Universidade Federal de Campina Grande
Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Suplementação de Receita em Rateio de Custos em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica via Otimização

Valdson Simões de Jesus

Tese de Doutorado submetida à Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do Grau de Doutor em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Wellington Santos Mota, Ph.D.

Orientador

Campina Grande, Paraíba, Brasil

©Valdson Simões de Jesus, Novembro de 2005

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

J58s Jesus, Valdson Simões de

2005 Suplementação de receita em rateio de custos em sistemas de transmissão de energia elétrica via otimização / Valdson Simões de Jesus. — Campina Grande, 2005.

118f. : il.

Inclui bibliografia.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.

Orientador: Wellington Santos Mota, Ph. D.

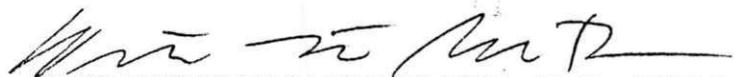
1— Tarifas de uso dos sistemas de transmissão 2— Custos marginais 3— Pontos interiores I— Título

CDU 621.3.011.714

SUPLEMENTAÇÃO DE RECEITA EM RATEIO DE CUSTOS EM SISTEMAS
DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VIA OTIMIZAÇÃO

VALDSON SIMÕES DE JESUS

Tese Aprovada em 29.11.2005



WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG

Orientador



GERALDO LEITE TORRES, Dr., UFPE

Componente da Banca

JOSÉ WANDERLEY MARANGON LIMA, Dr., UNIFEI
Componente da Banca (Ausência Justificada)



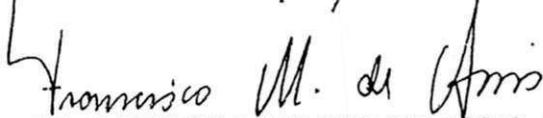
MANOEL AFONSO DE CARVALHO JUNIOR, Ph.D., UFPE

Componente da Banca



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG

Componente da Banca



FRANCISCO MARCOS DE ASSIS, Dr., UFCG

Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB
DEZEMBRO - 2005

DEDICATÓRIA

À memória silenciosa dos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Wellington Santos Mota pela orientação competente, amiga e sempre disponível no desenvolvimento desta tese.

Aos professores Benemar Alencar de Sousa, José Wanderley Marangon Lima, Geraldo Leite Torres, Manoel Afonso de Carvalho Júnior e Francisco Marcos de Assis por aceitarem participar da banca do exame de qualificação e defesa desta tese, assim como pelas contribuições valiosas ao seu formato final.

À minha companheira Zianny e meu filho Tiago pela compreensão nos momentos em que prescindiram, compulsoriamente, de minha companhia.

À UFCG de uma maneira geral, pelos auxílios concedidos.

A CHESF e UPE pela oportunidade de realização do curso de doutorado.

A Leonardo Lins, Ronaldo Honório e Murilo Pinto, pelo apoio na viabilização deste trabalho.

Aos meus pais e irmãos, que sempre me incentivaram em toda a minha atividade acadêmica.

A todos os que, embora não citados especificamente, de alguma forma contribuíram para a realização de mais esta etapa.

RESUMO

O escopo desta tese é estabelecer um procedimento para calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão, baseadas em custos marginais. Devido à economia de escala característica da expansão do sistema de transmissão, os custos marginais são menores que os custos médios, não remunerando os investimentos realizados no sistema de transmissão. Como consequência, estas tarifas baseadas em custos marginais precisam ter uma parcela de suplementação. Propõe-se nesta tese um novo método de calcular esta suplementação, baseada numa mudança mínima nas tarifas obtidas com o método marginal, em que todos os usuários do sistema de transmissão contribuam para esta suplementação, dependendo do grau de carregamento da rede elétrica próxima a este usuário. É também proposto que fatores de perdas contribuam na definição destas tarifas.

Palavras-chave: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, Custos Marginais, Pontos Interiores.

ABSTRACT

The aim of this thesis is to describe a procedure to calculate a set of tariffs of use of the transmission system, based on marginal costs. Due to the economy of scale characteristic of the expansion of the transmission system, the marginal costs are smaller than average costs, without remunerating investments accomplished in the transmission system. As a consequence, these tariffs based on marginal costs need to have a supplementary adjust. This thesis describes a new way to evaluate this supplementary remuneration, based on a minimum change in the tariffs obtained with the marginal method, in that all of the users of the transmission system contribute to this supplementation, depending on the degree of the loading on the electric grid close to this user. It is proposed also that losses factors contribute in the definition of these marginal tariffs.

Keywords: Transmission System Charging, Marginal Costs, Interior Point Method.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTO DA PESQUISA	1
1.2 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA	2
1.3 CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA.....	3
1.4 DESCRIÇÃO DOS CAPÍTULOS	4
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 PARADIGMAS DE RATEIO	5
2.1.1 CUSTO EMBUTIDO.....	6
2.1.2 CUSTO INCREMENTAL	6
2.1.3 CUSTO MARGINAL	6
2.1.4 TEORIA DOS JOGOS.....	7
2.2 MÉTODOS PARA CÁLCULO DE TARIFAS DE USO.....	7
2.2.1 CUSTOS EMBUTIDOS.....	8
2.2.2 CUSTOS INCREMENTAIS OU MARGINAIS.....	17
2.3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	22
2.3.1 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA E CANADÁ.....	22
2.3.2 EUROPA	23
2.3.3 AMÉRICA DO SUL.....	25
2.3.4 MÉTODO UTILIZADO NO BRASIL	28
2.3.5 ASPECTOS GERAIS.....	29
CAPÍTULO 3 - FORMULAÇÃO PARA O CÁLCULO DE FATORES DE PERDAS.....	31
3.1 INTRODUÇÃO.....	31
3.2 FORMULAÇÃO LINEARIZADA PARA AS PERDAS	33
3.2.1 FORMULAÇÃO PARA CÁLCULO DAS PERDAS.....	33
3.2.2 PERDAS EM DETERMINADA LINHA	34
3.2.3 PERDAS POR BARRA	37
3.3 FATOR DE PERDAS.....	38
3.3.1 FORMULAÇÃO PARA CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS	38
CAPÍTULO 4 - TARIFAS MARGINAIS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	44
4.1 INTRODUÇÃO.....	44
4.2 MÉTODO MARGINAL UTILIZADO.....	45
4.2.1 ESCOLHA DA BARRA DE REFERÊNCIA.....	50
4.3 INCLUSÃO DE FATORES DE PERDAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS MARGINAIS.....	53

CAPÍTULO 5 - SUPLEMENTAÇÃO NAS TARIFAS MARGINAIS	56
5.1 INTRODUÇÃO.....	56
5.2 MÉTODOS DE SUPLEMENTAÇÃO	57
5.2.1 SUPLEMENTAÇÃO OBTIDA COM SELO	58
5.2.2 SUPLEMENTAÇÃO BASEADA NA MÍNIMA VARIAÇÃO QUADRÁTICA.....	61
CAPÍTULO 6 - ESTUDO DE CASOS SIMULADOS	67
6.1 EXEMPLO NUMÉRICO DE SEIS BARRAS.....	67
6.1.1 SISTEMA DE TRANSMISSÃO UTILIZADO.....	67
6.1.2 MATRIZ SENSIBILIDADE E FLUXO DE POTÊNCIA DC.....	68
6.1.3 TARIFAS NODAIS OBTIDAS COM MÉTODO MARGINAL	70
6.1.4 SUPLEMENTAÇÃO ATRAVÉS DE SELO.....	72
6.1.5 SUPLEMENTAÇÃO USANDO MÉTODO PROPOSTO	73
6.1.6 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	76
6.1.7 CONSTATAÇÃO GERAL.....	79
6.2 ESTUDO DE CASO	79
6.2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	80
6.2.2 MÉTODO MARGINAL SEM FATORES DE PERDAS	81
6.2.3 CONTRIBUIÇÕES DOS FATORES DE PERDAS.....	83
6.2.4 MÉTODO MARGINAL COM FATORES DE PERDAS.....	84
6.2.5 TARIFAS MARGINAIS COM SUPLEMENTAÇÃO POR SELO.....	85
6.2.6 GRAU DE CARREGAMENTO EM CADA BARRA DE GERAÇÃO.....	86
6.2.7 TARIFAS MARGINAIS SUPLEMENTADAS COM MÉTODO PROPOSTO.....	87
6.2.8 TARIFAS SUPLEMENTADAS EM ALGUMAS REGIÕES.....	89
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	94
7.1 TARIFAS OBTIDAS COM O MÉTODO MARGINAL	94
7.2 CONTRIBUIÇÃO DOS FATORES DE PERDAS.....	94
7.3 SUPLEMENTAÇÃO DAS TARIFAS OBTIDAS COM O MÉTODO MARGINAL.....	94
7.4 CONSTATAÇÕES.....	95
7.5 TRABALHOS PUBLICADOS	96
BIBLIOGRAFIA.....	97
ANEXO A – MÉTODO DE PONTOS INTERIORES	104
A.1 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO	104
A.2 PARÂMETRO DE BARREIRA	111
A.3 PONTOS INICIAIS.....	111
A.4 CRITÉRIO DE INTERRUÇÃO.....	112
ANEXO B – TEORIA DOS JOGOS NO RATEIO DOS CUSTOS DA REDE ELÉTRICA.....	113

B.1	- TEORIA DE JOGOS COOPERATIVOS	113
B.2	- CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.....	113
B.3	- PROCEDIMENTO DE RATEIO DE CUSTOS PARA GERADORES	114
B.4	- MÉTODO DE SHAPLEY	115
B.5	- MÉTODO AUMANN-SHAPLEY	116
B.6	- PARCELA DE AJUSTE.....	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Sistema usado na comparação dos métodos de cálculo das tarifas de uso	8
Figura 3.1 - Modelo equivalente Π de uma linha de transmissão	33
Figura 6.1 - Sistema teste de seis barras utilizado.....	67
Figura 6.2 – Interface gráfica desenvolvida para o cálculo das tarifas	80
Figura 6.3 – Sistema elétrico brasileiro.....	81
Figura 6.4 – Tarifas obtidas com método marginal sem fatores de perdas	82
Figura 6.5 - Contribuições dos fatores de perdas no cálculo das tarifas marginais	83
Figura 6.6 - Tarifas marginais considerando fatores de perdas.....	84
Figura 6.7 - Tarifas suplementadas com o método do selo.....	85
Figura 6.8 - Ilustração geográfica do vetor M	86
Figura 6.9 – Suplementação utilizando minimização quadrática.....	87
Figura 6.10 – Tarifas suplementadas utilizando minimização quadrática	88
Figura 6.11 – Ilustração geográfica do vetor M no Estado de São Paulo	89
Figura 6.12 – Suplementação utilizando minimização quadrática – São Paulo.....	90
Figura 6.13 – Ilustração geográfica do vetor M no Estado de Minas Gerais	91
Figura 6.14 – Suplementação utilizando minimização quadrática – Minas Gerais	91
Figura 6.15 – Ilustração geográfica do vetor M na Região Nordeste.....	92
Figura 6.16 – Suplementação utilizando minimização quadrática – Região Nordeste.....	93
Figura 7.1 – Parcelas que compõem as tarifas de uso do sistema de transmissão	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 6.1 – Dados do sistema do exemplo de 6 barras	68
Tabela 6.2 – Matriz E	69
Tabela 6.3 – Matriz B	69
Tabela 6.4 – Vetor $F = \beta P$ (MW)	70
Tabela 6.5 – Contribuições para as tarifas marginais (R\$/MW).....	70
Tabela 6.6 – Vetor das tarifas marginais $(\pi^m)^T$ (R\$/MW).....	71
Tabela 6.7 – Vetor dos fatores de perdas $(\phi)^T$ (MW/MW).....	71
Tabela 6.8 – Vetor das tarifas marginais $(\pi^m)^T$ com fatores de perdas (R\$/MW).....	71
Tabela 6.9 – Contribuições para R^m (R\$).....	71
Tabela 6.10 – Encargos com tarifas marginais (R\$).....	72
Tabela 6.11 – Valores de S^g e S^c (R\$/MW).....	72
Tabela 6.12 – Valores de π^m e π_b (R\$/MW).....	72
Tabela 6.13 – Suplementação com selo - Contribuições para R_T (R\$).....	73
Tabela 6.14 – Vetores usadas no processo de minimização (MW)	74
Tabela 6.15 – Limites do processo de minimização (R\$/MW).....	75
Tabela 6.16 – Resultados do processo de minimização	75
Tabela 6.17 – Valores de π_b^m , π_b^s e π_b (R\$/MW).....	75
Tabela 6.18 – Suplementação com minimização - Contribuições para R_T (R\$).....	76
Tabela 6.19 – Resultados obtidos sem alterar capacidades de linhas (R\$/MW).....	76
Tabela 6.20 – Resultados obtidos reduzindo capacidade da linha 1-2 (R\$/MW).....	77
Tabela 6.21 – Resultados obtidos aumentando capacidade da linha 2-3 (R\$/MW)	78

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

- n_b : número de barras do sistema
- n_c : número de linhas e transformadores do sistema
- $n_b - 1$: número de barras, exceto a barra de referência
- Ω_j : conjunto de barras eletricamente conectadas à barra j
- E : $(n_b - 1) \times (n_c)$ matriz de incidência
- I : matriz identidade
- e : vetor coluna unitário
- b_{km} : susceptância da linha entre as barras k e m (MVar)
- r_{km} : resistência da linha entre as barras k e m (Ω)
- x_{km} : reatância da linha entre as barras k e m (Ω)
- B : $(n_c \times n_b)$ matriz diagonal de admitâncias (\mathbf{U})
- V_k : tensão na barra k (V)
- δ_k : ângulo na barra k (radianos)
- I_{km} : corrente na linha entre as barras k e m (A)
- D_b : carga na barra b (MW)
- P_b : injeção líquida na barra b (MW)
- \bar{P}_b : geração despachada na barra b (MW)
- $\overline{\overline{P}}_b$: máxima geração na barra b (MW)
- A : $(2 \times 2n_b)$ matriz de injeção (MW)
- L_{km} : perdas ativas na linha entre as barras k e m (MW)

-
- L_{FL} : perdas obtidas com fluxo de carga linearizado (MW)
 L_{FP} : perdas médias obtidas através de fator de perdas incrementais (MW)
 L_T : perdas obtidas com fluxo de carga não linear (MW)
 φ_b : fator de perdas da barra b (MW/MW)
 φ'_b : variação das perdas devido à pequena variação de injeção na barra b (MW/MW)
 φ''_b : variação das perdas médias atribuídas à barra b (MW/MW)
 S_{km} : fluxo aparente na linha entre as barras k e m (MVA)
 F_c, F_{jk} : fluxo de potência ativa no circuito c , ou entre as barras j e k (MW)
 \bar{F}_c, \bar{F}_{jk} : limite de transporte de potência no circuito c , ou entre as barras j e k (MW)
 F : (n_c) vetor de fluxo de potência (MW)
 \bar{F} : (n_c) vetor de limite de carregamento de cada circuito do sistema (MW)
 β : $(n_c \times n_b - 1)$ matriz de sensibilidade
 y : $(n_c \times n_c)$ matriz diagonal de decisão¹
 T : custo da rede de transmissão (R\$)
 c_c, c_{jk} : custo do circuito c , ou entre as barras j e k (R\$)
 C : $(n_c \times n_c)$ matriz diagonal dos custos c_c de cada circuito c (R\$)
 R_T : receita total a ser obtida com as tarifas nodais (R\$)
 R_g : receita devida aos geradores (R\$)
 R_c : receita devida às cargas (R\$)
 R_g^m : receita obtida dos geradores, utilizando tarifas marginais (R\$)

¹ Contém valores binários, sendo igual a unidade quando se decide implementar o circuito correspondente ao índice da diagonal, e zero, caso contrário

-
- R_c^m : receita obtida das cargas, utilizando tarifas marginais (R\$)
 R^m : receita total obtida utilizando tarifas marginais (R\$)
 R_g^s : receita suplementar devida aos geradores (R\$)
 R_c^s : receita suplementar devida às cargas (R\$)
 S^g : tarifa selo atribuída aos geradores para se obter R_g (R\$/MW)
 S^c : tarifa selo atribuída às cargas para se obter R_c (R\$/MW)
 π_b^m : tarifa nodal obtida a partir de método marginal na barra b (R\$/MW)
 π_b : tarifa nodal suplementada, na barra b (R\$/MW)
 π_b^g : tarifa nodal suplementada, na barra de geração b (R\$/MW)
 π_b^c : tarifa nodal suplementada, na barra de carga b (R\$/MW)
 π_b^s : suplementação na tarifa marginal, de modo a se obter R_T , na barra b (R\$/MW)
 π_b^{sg} : suplementação na tarifa marginal, na barra de geração b (R\$/MW)
 π_b^{sc} : suplementação na tarifa nodal, na barra de carga b (R\$/MW)
 π_G^{sl}, π_d^{sl} : limites inferiores de π_b^s , para as barras de geração e carga, respectivamente (R\$/MW)
 π_G^{su}, π_d^{su} : limites superiores de π_b^s , para as barras de geração e carga, respectivamente (R\$/MW)

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO DA PESQUISA

A necessidade de maior eficiência na produção e venda de energia elétrica tem levado a uma reestruturação do setor elétrico em vários países, cuja tendência principal está sendo a introdução de uma estrutura competitiva.

O setor de energia elétrica brasileiro tem ultimamente passado por um processo de reformas necessárias para a competição nos setores de geração e suprimento de energia elétrica. A ANEEL¹, tem emvidado esforços no sentido de criar regulamentação de modo a propiciar uma política que permita o livre acesso² no mercado de eletricidade para novos agentes, fomentando a expansão do setor elétrico, que necessita de recursos de grande porte para a implantação de novas usinas geradoras e linhas de transmissão.

Sendo o sistema de transmissão o elemento de ligação entre as usinas geradoras e os consumidores, a sua expansão está relacionada ao crescimento previsto do mercado consumidor e às diversas hipóteses de expansão do parque gerador.

O acesso ao sistema de transmissão é um tema bastante discutido em países que desejam introduzir competição em concessionárias³ tradicionalmente reguladas pelo custo do serviço⁴. Diferentes modelos de acesso ao sistema de transmissão, implementados ou propostos, resultam de tentativas de combinar dois enfoques regulatórios para o setor de energia elétrica

¹ Agência Nacional de Energia Elétrica - autarquia que tem por finalidade regular, mediar e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, criada pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

² Todos os produtores ou consumidores têm o direito de se conectar ao sistema elétrico para transportar sua energia, mediante o pagamento de uma tarifa de uso da transmissão, independente da propriedade deste sistema.

³ Pessoa jurídica com delegação do poder concedente para a exploração dos serviços públicos de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica.

⁴ A quantidade total de dinheiro, incluindo o retorno sobre capital investido, custos de operação e manutenção, custos administrativos, impostos e despesa de depreciação.

antagônicos: regulação tradicional ao custo do serviço e mercados completamente competitivos.

No caso de concessionários totalmente regulados, todos os benefícios de uma operação e planejamento coordenados são perfeitamente capturados pelos mecanismos estabelecidos e são passados aos consumidores via tarifas reguladas não discriminatórias.

A implementação deste modelo competitivo na área de geração é conceitualmente imediata. Em sistemas predominantemente térmicos, por exemplo, os custos com combustível fornecem um mecanismo natural para competição. Em sistemas com uma grande componente hidráulica, a situação é mais complexa. O valor da geração hidráulica depende da economia em geração térmica esperada no futuro, e sua avaliação requer modelos de otimização. Além disso, as usinas hidrelétricas em cascata ao longo do mesmo rio podem pertencer a diferentes empresas geradoras de energia, o que traz um grau de coordenação adicional.

No caso de um setor de geração competitivo, o livre acesso ao sistema de transmissão está implícito, isto é, todos os agentes deste setor deverão ter os mesmos benefícios de acesso à rede elétrica e vender a sua produção de energia.

1.2 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

A incorporação do sistema de transmissão na estrutura competitiva tem demonstrado ser complicada por se constituir de um monopólio natural⁵. Por razões óbvias, não é viável nem econômico construir sistemas de transmissão independentes para cada par geração-carga. Este fato motivou o desenvolvimento de regras que permitam o uso compartilhado do sistema de transmissão pelas empresas geradoras de energia.

Além de garantir a qualidade técnica dos serviços de transmissão, estas regras devem prover retornos suficientes para compensar os investimentos do sistema de transmissão existente e incentivo para uma expansão econômica.

⁵ Criados pelo Estado sob a justificativa de aumentar a oferta do produto e baratear seu custo. A empresa estatal Petrobrás era a única com permissão para prospecção, pesquisa e refino do petróleo até 1995, quando o Congresso autorizou a entrada de empresas privadas no setor.

Assim, é necessário que a estrutura tarifária para o uso do sistema de transmissão leve em consideração o grau que cada agente induz à expansão deste sistema.

1.3 CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA

A maior contribuição desta tese é apresentar um método de rateio dos custos da expansão do sistema de transmissão entre os usuários deste sistema de forma coerente com o uso de cada um destes agentes. Os beneficiários desta proposta são aqueles usuários do sistema de transmissão que estejam conectados em um local em que o sistema tenha circuitos pouco carregados, não demandando expansão da rede elétrica, uma vez que estes pagarão menos pelo uso desta rede.

Para a obtenção destes resultados, foi desenvolvido um método computacional, baseado no paradigma da minimização utilizando pontos interiores, no cálculo da suplementação das tarifas de uso do sistema de transmissão. Os objetivos específicos consistem em:

- descrever um método marginal para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão, levando em consideração o balanço carga/geração nas proximidades da barra que se quer calcular esta tarifa. Assim, uma nova geração que estiver se conectando em região predominantemente exportadora terá uma tarifa marginal maior que se optasse em se conectar em um centro de carga.
- desenvolver um método que atribua maiores tarifas àqueles usuários que estejam localizados em regiões com maior nível de carregamento nos elementos da rede elétrica, usando método determinístico, ou seja, minimização usando o método dos pontos interiores; e
- atribuir maiores tarifas àqueles usuários que provoquem maiores acréscimos marginais de perdas elétricas no sistema de transmissão.

A tese consiste então do desenvolvimento de uma formulação metodológica e implementação de um pacote integrado de rotinas computacionais para definição da suplementação de tarifas de uso do sistema de transmissão, assim como um algoritmo para inclusão da influência de fatores de perdas devidas a cada acessante, considerando as restrições do sistema de transmissão, tal como carregamento da rede de transmissão, que no caso brasileiro é denominada de rede básica, e baseada em modelos e métodos numéricos eficientes.

Um dos objetivos principais desta tese é o de estimular o uso mais eficiente do sistema de transmissão ao prover incentivos ao acessante que alivia o carregamento do sistema de transmissão, e em contrapartida, onere aquele que provoque maior carregamento na rede, demandando expansão da rede.

1.4 DESCRIÇÃO DOS CAPÍTULOS

O Capítulo 2 apresenta um histórico do que vem sendo realizado pelos diversos pesquisadores e as hipóteses que serviram de base a este desenvolvimento. São também descritos os métodos utilizados em outros países, destacando os motivos que levaram à escolha de determinado método em detrimento de outros.

O Capítulo 3 apresenta formulações para estimar fatores de perdas elétricas. É proposto nesta tese que fatores de perdas sejam também consideradas no cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia marginal de cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão, mostrando que este método rateia os custos do sistema de transmissão baseado na necessidade de reforços na rede elétrica devido a uma injeção marginal de potência numa determinada barra, refletindo custos marginais de longo prazo. É apresentado como serão incorporados os fatores de perdas marginais no cálculo destas tarifas.

O Capítulo 5 contém uma proposta de formulação para a suplementação das tarifas obtidas utilizando método marginal. Este procedimento contempla algoritmos de minimização, ao invés de uso de uma parcela aditiva única para todas as barras, também descrita neste capítulo.

O Capítulo 6 apresenta um exemplo numérico no cálculo destas tarifas, para um sistema de seis barras, assim como um estudo de caso, analisando a aplicação do método proposto no sistema elétrico brasileiro, caracterizado pela grande quantidade de linhas de longa distância.

No Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões obtidas.

Os anexos A e B contêm uma descrição matemática do método de pontos interiores e aplicação da Teoria de Jogos no cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão, respectivamente.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PARADIGMAS DE RATEIO

A maioria dos métodos de rateio dos custos do sistema de transmissão levam em consideração dois aspectos importantes: a quantidade usada da capacidade de transporte de energia em cada linha ou transformador do sistema elétrico e o custo por unidade da capacidade deste sistema. O cálculo da quantidade usada pode ser obtido de simulações de fluxo de potência em uma rede elétrica, considerando cenários de demanda e de geração.

O custo da capacidade de transmissão pode ser visto de dois modos: como custos embutidos ou como custos marginais. Uma característica fundamental nos métodos baseados em custos marginais é que estes são baseados em custos, e não em preços, segundo SCHWEPPE et al (1988), que podem ser negociados ou calculados a partir de regras de mercado¹, se abstraindo do sistema elétrico.

O custo de um sistema de transmissão considera todo o investimento realizado na rede elétrica, tais como: retorno do investimento realizado e despesas de operação e manutenção desta rede. Ao utilizar um método de rateio baseado no uso, é necessário ratear este custo entre os usuários deste sistema, na proporção de suas contribuições para a expansão da rede elétrica.

Ao utilizar custos embutidos para definir a remuneração, é necessário considerar o custo do investimento já realizado, na implantação da rede elétrica. Se utilizados custos incrementais, o custo de determinado novo investimento será contemplado.

Como mencionado anteriormente, o objetivo é ratear os investimentos feitos no sistema de transmissão entre os usuários deste sistema. Os métodos de rateio são coerentes com um dos paradigmas descritos a seguir.

¹ Conjunto de normas que visam disciplinar uma dada atividade de forma que não haja favorecimento de nenhuma das partes envolvidas no negócio.

2.1.1 CUSTO EMBUTIDO

Este custo², citado por SHIRMOHAMMADI et al (1991) e HAPP (1994), pode ser definido como a remuneração necessária para remunerar toda a rede existente, além dos novos investimentos necessários durante o horizonte de planejamento considerado. Os procedimentos derivados deste método atribuem os custos de investimentos e um custo médio de operação e manutenção dos equipamentos em operação entre geradores e consumidores.

De uma maneira geral, estes custos são somados e atribuídos entre os usuários do sistema de transmissão, conforme citado por HEILBRONN et al (1995) e MARANGON (1996), e baseados na profundidade do uso do sistema de transmissão, segundo BIALEK (1996). Como consequência desta simplificação, estes métodos ignoram congestões³ do sistema de transmissão, conforme citado por ASANO (1998).

O rateio do custo embutido é definido a partir do cálculo de uso de cada elemento – linha ou transformador.

2.1.2 CUSTO INCREMENTAL

Pode ser definido como os requisitos de remuneração necessários para remunerar todos os novos investimentos atribuídos a um determinado usuário, conforme SHIRMOHAMMADI (1991).

Se uma nova instalação é necessária por mais de um usuário, o custo correspondente a esta instalação pode ser atribuído através de um método que considere a participação de cada usuário.

2.1.3 CUSTO MARGINAL

Pode ser definido como os requisitos de remuneração necessários para remunerar toda a nova capacidade do sistema de transmissão. De forma similar ao método anterior, o rateio do custo entre os usuários é obtido a partir do efetivo uso devido a cada usuário.

² Custo de todos os investimentos já realizados na implantação de um sistema de transmissão existente.

³ Restrição operativa que limita o carregamento de elementos do sistema de transmissão, em função de limites definidos em regime permanente ou dinâmico.

2.1.4 TEORIA DOS JOGOS

Um outro método de rateio de custos de sistema de transmissão que tem sido considerado atualmente é o que utiliza a Teoria dos Jogos, descrito por SING et al (1996) e BAKIRTZIS (2001), para estimular o processo de decisão, a partir da definição de preços em uma ambiente de mercado livre e competitivo. Assim, a tarifa de uso do sistema de transmissão seria baseada em preços ao invés de custos, conforme descrito por FERRERO et al (1998) e JUAN e HUGH (2000).

Este método, assim como o descrito nesta tese, tem uma base marginal na sua formulação, não recuperando todos os custos do sistema, segundo FILHO et al (1999). Como consequência, torna-se necessária uma parcela de suplementação em que se tem utilizado um valor igual a ser pago por todos os usuários, denominado selo, que será descrito na Seção 2.2.1.1.

Assim, em função dos dois métodos serem baseados em formulação marginal, e do objetivo principal desta tese em descrever um novo método de suplementação, não é apresentada nesta tese uma comparação de resultados obtidos com a Teoria dos Jogos e o método aqui proposto, uma vez que a suplementação proposta nesta tese não usa o selo.

Então, não serão comparados os métodos marginais, mas a suplementação, ou seja, comparando o método marginal utilizado atualmente no setor elétrico brasileiro com suplementação do selo, e este método marginal com suplementação diferenciada por barra.

O anexo B descreve como esta teoria pode ser utilizada no cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão.

2.2 MÉTODOS PARA CÁLCULO DE TARIFAS DE USO

A Figura 2.1 apresenta um sistema de quatro barras usado para descrever estes métodos, sistema este composto de quatro consumidores e dois geradores, sendo o consumidor D_4 aqui considerado como um novo acessante⁴.

⁴ Qualquer agente, concessionária ou permissionária de distribuição, concessionária ou autorizada de geração, autorizada de importação e/ou exportação de energia elétrica, bem como o consumidor livre, que solicite conexão ao sistema.

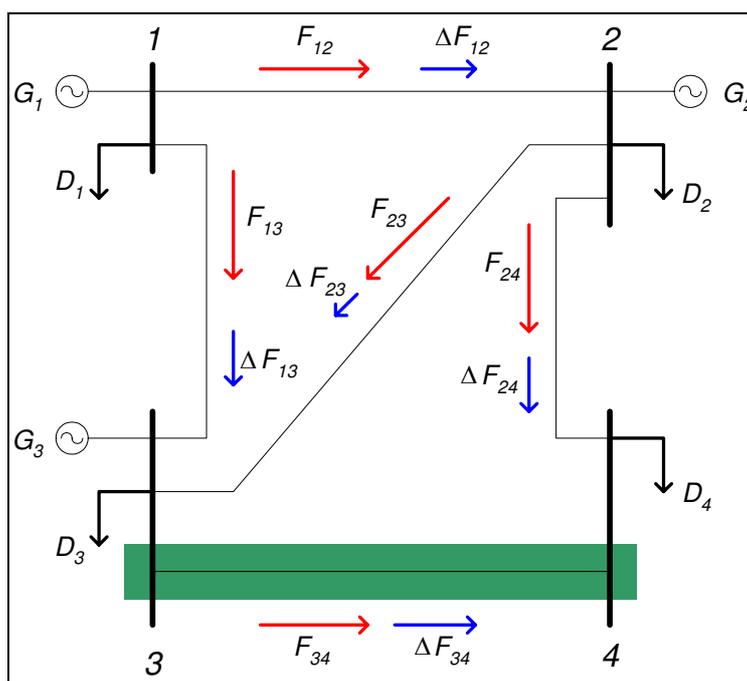


Figura 2.1 - Sistema usado na comparação dos métodos de cálculo das tarifas de uso

em que

F_{jk} : é o fluxo de potência ativa no circuito entre as barras j e k .

ΔF_{jk} : é a variação no fluxo de potência ativa no circuito entre as barras j e k , devido ao novo acessante D_4 .

2.2.1 CUSTOS EMBUTIDOS

Neste paradigma, todos os custos embutidos são somados. Este custo é então atribuído entre os usuários do sistema proporcionalmente à intensidade de uso do sistema de transmissão, como descrito por VOJDANI et al (1996), BIALEK (1996), MARANGON (1996), e ASANO et al (1998). Os métodos de rateio diferem na sua definição e medida desta intensidade de uso do sistema de transmissão, sendo os mais usuais:

- Selo⁵;

⁵ Método semelhante ao utilizado no sistema postal, em que os usuários pagam um valor único, tendo um subsídio cruzado intrínseco a este método. Ou seja, é a tarifa que é obtida rateando igualmente entre todos os usuários do sistema de transmissão, a receita referente aos investimentos realizados.

- Caminho de Contrato e
- “MW-milha”.

2.2.1.1 MÉTODO DO SELO

Neste método, os custos embutidos do sistema de transmissão são atribuídos proporcionalmente à carga dos consumidores, conforme EINHORN e SIDDIQI (1996).

Neste caso, o novo acessante pagaria

$$R_4 = c_E \frac{D_4}{D_E + D_4}$$

em que

c_E : é a soma dos custos das linhas: $c_{12} + c_{13} + c_{23} + c_{24} + c_{34}$

D_b : carga na barra b

$$D_E = D_1 + D_2 + D_3$$

Por outro lado, os consumidores existentes D_E pagariam

$$R_e = c_E \frac{D_E}{D_E + D_4}$$

O selo tem como característica principal a simplicidade. Isto é devido ao fato do seu cálculo ser feito pela relação entre os custos do sistema de transmissão e os montantes de potência dos usuários da rede elétrica. A principal deficiência deste método é ignorar o ponto de operação do sistema, por não utilizar nenhuma simulação de fluxo de potência. Como consequência, têm-se um sinal econômico⁶ incorreto para os usuários do sistema de transmissão.

Por exemplo, um novo acessante do sistema de transmissão que exigisse reforços no sistema resultaria em que este seria onerado por apenas parte dos custos de transmissão causados por

⁶ Indica a vantagem ou desvantagem econômica de um novo usuário de se conectar em determinada parte do sistema. Um bom sinal econômico indica um menor custo no acesso deste usuário à rede.

este acesso, conforme BIALEK (1996). Em outras palavras, existiria um subsídio cruzado⁷ proveniente dos outros usuários do sistema.

Uma outra desvantagem é que novos usuários que usam apenas parte do sistema (pares geração/carga em curtas distâncias elétricas) estariam subsidiando transações entre usuários que estejam geograficamente distantes entre si. Nem a distância nem outros fatores relacionados com a localização dos agentes, tal como congestão⁸ do sistema de transmissão, influenciam o custo de uso deste sistema.

Outras desvantagens deste método:

- Não leva em consideração a rede realmente utilizada na transação, e
- Não fornece sinais econômicos para uma expansão otimizada.

O principal argumento favorável a este método, segundo SHIRMOHAMMADI et al (1989), é que um sistema integrado de transmissão e distribuição já é planejado para atender o critério de menor custo de expansão do sistema de transmissão.

2.2.1.2 CAMINHO DE CONTRATO

Neste método, descrito por ZOBAN e ILIE (1997) e SHIRMOHAMMADI et al (1989), um caminho elétrico específico é combinado entre agentes de geração e carga, para transportar a energia entre ambos. Este caminho é chamado de "caminho de contrato" e é selecionado pela empresa geradora e o consumidor, usualmente sem considerar as reais instalações de transmissão que seriam envolvidas na transação. Uma parte ou todo o custo associado com as instalações de transmissão no caminho de contrato é então atribuído ao consumidor.

⁷ Subsídios governamentais fornecidos a empresas com o intuito de diminuir o preço final dos produtos vendidos por tais companhias. Por exemplo, devido ao alto valor dos investimentos para a implantação dos serviços básicos de saneamento em locais menores, a tarifa tenderia a ser mais alta pela menor escala de usuários, pela menor possibilidade de diluição dos custos fixos de manutenção. Em localidades maiores (maior em tamanho, em população) há maior capacidade de pagamento.

⁸ Restrição no uso do sistema caracterizado por limite de fluxos em determinada parte do sistema, devido ao esgotamento da capacidade de fluxo de potência.

Se novas instalações de transmissão estão para serem construídas como uma consequência de um novo acesso, elas são usualmente incluídas no caminho de contrato e todo ou parte de seu custo é atribuído ao consumidor acessante.

A principal deficiência nesta forma de cálculo é o fato de ignorar o ponto de operação do sistema. A principal diferença entre este método e o selo é que este considera o custo de apenas parte do sistema de transmissão e não de todo o sistema.

Tal como no método do selo, este método não fornece sinais econômicos para uma expansão otimizada, segundo SHIRMOHAMMADI et al (1989).

Em função das características da eletricidade, a congestão em parte do sistema de transmissão pode ser causada em função da saída de operação de equipamentos em qualquer parte do sistema. De acordo com as leis de Kirchoff, o fluxo elétrico segue o caminho de menor impedância elétrica. Esta característica diferencia o transporte de energia elétrica de outros sistemas de transporte, tornando difícil definir direitos de propriedade em termos de um simples caminho de contrato entre os pontos de origem e destino.

Como exemplo, seja um contrato de uso do exemplo da Figura 2.1 entre o gerador G_3 e o consumidor D_4 . Parte da potência negociada pode fluir em instalações de transmissão fora do caminho contratado. Como pode ser visto no exemplo, se o caminho contratado for referente aos circuitos 1-2 e 2-4, parte da potência da transação vai pelos circuitos 1-3, 3-4 e 2-3, que não pertencem ao caminho de contrato.

Esta diferença entre fluxo estipulado e fluxo real na linha foi aceita no passado, em grande parte devido aos agentes acreditarem que os custos e os benefícios eram aproximadamente balanceados, ou seja, outros circuitos levaram sua energia como também os circuitos do caminho contratado transportou a energia de outros agentes. Além disso, o planejamento das empresas de transmissão contribuiu para este balanço, compartilhando o custo de novas instalações.

Entretanto, desbalanços regionais nos recursos de geração disponíveis e o surgimento de mercados competitivos de energia têm resultado numa maior dificuldade no rateio dos custos e benefícios da expansão do sistema, entre as empresas de energia. Como consequência, o custo das melhorias de transmissão fora do caminho de contrato não é incluído nos custos do sistema de transmissão, e sinais econômicos incorretos são atribuídos aos acessantes.

Este método não é recomendável para transporte em sistemas malhados, com linhas de interligação fortes, devido à incapacidade do método em garantir que o fluxo de potência seguirá o caminho contratado. Este método também ignora contingências dos equipamentos no caminho, provocando fluxo de potência em circuitos adjacentes, mas fora do caminho contratado. Uma exceção para as limitações apontadas no método do caminho de contrato é quando o sistema é essencialmente radial.

Além das desvantagens apresentadas, este método não remunera todo o sistema de transmissão, mas apenas parte dele, além de não resultar em nenhum sinal econômico, para a expansão do sistema de transmissão.

2.2.1.3 “MW-MILHA”

Este método ameniza as deficiências dos outros métodos, usando o fluxo de potência nos circuitos da rede elétrica como uma medida da utilização de cada elemento desta rede, conforme citado por KOVACS e LEVERETT (1994) e COOKE et al (2000). Ou seja, leva em consideração o quanto do sistema de transmissão está sendo utilizado, como resultado da soma dos produtos entre o comprimento ou custo (que é proporcional ao comprimento) de cada elemento do sistema e o fluxo de potência circulando por estes equipamentos, devido a uma transação entre um par carga/geração.

Primeiro é calculado o fluxo de potência em cada circuito causado por cada par carga/geração, usando um modelo de fluxo de potência. Os custos são então atribuídos proporcionalmente à razão do fluxo de potência e capacidade do circuito, conforme pode ser constatado na Figura 2.1.

Numa descrição sucinta destes métodos, três variantes se destacam, segundo COOKE et al (2000), sendo detalhadas a seguir.

a) Absoluto

Este método considera os valores absolutos dos fluxos, ignorando sua direção. Assim, são somadas as contribuições dos fluxos que estão no sentido predominante do fluxo em cada elemento do sistema de transmissão, assim como os fluxos em sentido contrário aos fluxos dominantes, antes do novo acessante se conectar ao sistema. Ou seja, independe se o novo

acessante irá reduzir ou aumentar o fluxo em determinado elemento do sistema de transmissão.

Neste caso, os consumidores do exemplo cujo diagrama unifilar está na Figura 2.1 pagariam:

(2-1)

$$R_4 = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|\Delta F_{jk}|}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{novo consumidor } D_4$$

$$R_E = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|F_{jk}|}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{consumidores existentes } D_E$$

em que

\bar{F}_{jk} : limite de transporte de potência no circuito entre as barras j e k

c_{jk} : custo do circuito entre as barras j e k

Ω_j : conjunto de barras eletricamente conectadas à barra j

b) Inverso

Esta variante leva em consideração os fluxos em sentido inverso. Assim, são somadas as contribuições dos fluxos que estão no sentido predominante em cada elemento do sistema de transmissão, assim como os fluxos em sentido contrário, mas neste caso com sinal trocado. Fluxos em sentido contrário ao dominante resultarão em crédito ao novo acessante, devido à redução do fluxo no elemento.

Neste caso, pagariam:

(2-2)

$$R_4 = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{\Delta F_{jk}}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{novo consumidor } D_4$$

$$R_E = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|F_{jk}|}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{consumidores existentes } D_E$$

c) Dominante

Esta variante é obtida da variante absoluto, mas apenas considerando o módulo dos fluxos no sentido dominante. Assim, são somados os fluxos que estão no sentido predominante do fluxo em cada elemento do sistema de transmissão, mas os fluxos em sentido contrário terão contribuição nula. Fluxos em sentido contrário ao dominante não contribuirão no cálculo dos encargos⁹ do novo acessante, devido à redução do fluxo no elemento.

Neste caso, pagariam:

(2-3)

$$R_4 = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|\Delta F_{jk}|}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{novo consumidor } D_4$$

$$R_E = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|F_{jk}|}{\bar{F}_{jk}} \right) \quad \text{consumidores existentes } D_E$$

em que

ΔF_{jk} :é considerado nulo quando estiver no sentido contrário de F_{jk} .

1. Interpretação econômica do método “MW-Milha“

O método “MW-milha” resolve algumas limitações dos outros já descritos. Suponha que n agentes decidam em conjunto construir um sistema de transmissão. O objetivo é minimizar os

⁹ São valores monetários a serem pagos por determinado usuário da rede elétrica, para compor uma determinada receita. Em relação às tarifas de uso do sistema de transmissão, a soma dos encargos decorrentes destas tarifas deve ser equivalente à receita esperada do sistema de transmissão.

custos dos investimentos exigidos para atender os pares geração/carga sem violar restrições operativas do sistema de transmissão.

A solução deste problema exige um modelo de expansão ótima da transmissão. Entretanto, uma solução aproximada pode ser obtida fazendo as seguintes suposições simplificadoras, segundo MARANGON et al (1995):

- novas faixas de passagem de linhas de transmissão não são permitidas, somente aquelas correspondentes aos circuitos existentes.
- o custo de investimento unitário em cada faixa de passagem é igual aos custos contábeis dos circuitos existentes na faixa de passagem, dividido por suas capacidades.
- o re-despacho de geração não é considerado.
- a capacidade do circuito pode ser continuamente ajustada.
- o problema de expansão é resolvido discretamente para cada ano do horizonte de estudo.

Neste caso, a capacidade ótima de cada circuito é a soma dos fluxos de potência associada à cada par geração/carga. Ou seja, este atribui para cada participante os custos correspondentes à construção de uma rede de transmissão fictícia para acomodar o novo par geração/carga. Como as capacidades dos circuitos nesta rede fictícia são exatamente iguais aos fluxos nos circuitos, o método “MW-milha” é menos oneroso do que a rede em operação. Então existe um incentivo para todos os outros participantes permanecerem conectados ao sistema.

A interpretação econômica do método “MW-milha” também revela uma possível deficiência: como o fluxo de potência em todos os circuitos são usualmente menores que as suas capacidades, este método de rateio não remunera os custos embutidos. Em termos da interpretação da expansão da transmissão, isto significa que este método está somente atribuindo preço sobre a rede utilizada como referência, mas não para a folga de capacidade do sistema de transmissão, dada pela diferença entre a capacidade do circuito e o fluxo previsto. Um critério para levar em consideração este rendimento diferencial é apresentado em KOVACS e LEVERETT (1994).

Outra desvantagem deste método é na consideração dos transformadores, uma vez que não há como associar uma distância física a estes. Além disso, linhas de transmissão em diferentes

níveis de tensão resultam em imperfeições devido aos diferentes custos unitários, quando comparados com linhas em menor nível de tensão.

2. Métodos derivados do MW-Milha

a) MW-Milha Estendido

Uma maneira de garantir a remuneração de todos os custos embutidos, utilizando o método “MW-milha”, é substituir as capacidades dos circuitos pela soma dos fluxos de potência. Neste caso, os consumidores pagariam:

(2-4)

$$R_4 = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|\Delta F_{jk}|}{|F_{jk}| + |\Delta F_{jk}|} \right) \quad \text{novos consumidores } D_4$$

$$R_E = \sum_{j=1}^4 \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^4 \left(c_{jk} \frac{|F_{jk}|}{|F_{jk}| + |\Delta F_{jk}|} \right) \quad \text{consumidores existentes } D_E$$

A formulação do método “MW-milha” estendido conserva as propriedades analíticas do método padrão. Isto significa que os circuitos da rede fictícia agora têm as mesmas reservas de capacidade exigidas da rede existente, segundo PEREZ-ARRIAGA et al (1995). Em outras palavras, existe agora um custo adequado para o sistema de transmissão de referência e para a confiabilidade do sistema. Uma expressão similar é proposta por PALMA et al (1995).

b) Distância geográfica

MARANGON (1996) destaca que este método atribui o custo do sistema de transmissão existente ao par geração/carga, baseado na magnitude da transação e na distância geográfica entre a geração e a carga. Este método requer dados do volume envolvido na transação e dados da localização geográfica dos dois agentes envolvidos. Entretanto, esta distância geográfica não corresponde aos equipamentos do sistema de transmissão utilizados pela transação, assim como os reforços necessários para permitir esta transação.

2.2.2 CUSTOS INCREMENTAIS OU MARGINAIS

No paradigma do custo embutido, o custo total do sistema é rateado entre todos os usuários existentes e novos. No paradigma do custo incremental, novos usuários do sistema de transmissão somente pagam pelos custos de operação e/ou expansão da transmissão causados por eles. O custo do sistema existente continua atribuído aos usuários já conectados à rede elétrica.

2.2.2.1 CUSTO MARGINAL DE CURTO PRAZO

Este método em mercados perfeitamente competitivos alcança equilíbrio no horizonte de longo prazo onde o preço, igual ao custo marginal de curto prazo¹⁰, produz renda suficiente para remunerar o custo total do investimento já realizado, conforme citado por CARAMANIS et al (1986). Isso é possível porque não há nenhuma economia de escala¹¹, portanto custos médios e marginais são iguais no longo prazo, conforme citado por MERRILL e ERICKSON (1989) e ISHIKIDA e VARAIYA (1995). No negócio de eletricidade, o custo marginal de curto prazo é referente ao custo operacional¹². Outros custos, tais como os referentes aos reforços do sistema de transmissão, não são incluídos, segundo FARMER et al (1995).

Uma maneira de modelar o custo marginal de curto prazo em mercados de eletricidade foi apresentada por SCHWEPPE et al (1988), propondo o uso de teoria Lagrangiana para derivar tarifa nodal de energia, a partir de um fluxo de potência linear, nas equações que descrevem o despacho ótimo de um sistema de potência. Estas tarifas nodais refletem o impacto que a variação marginal das injeções líquidas de potência em cada barra provoca no custo total de operar o sistema, refletindo o custo marginal de perdas, e o impacto de congestão da rede.

A teoria econômica estipula que bens e serviços deveriam ser taxados baseados no custo marginal, segundo RUDINICK et al (1999). Porém, em negócios de transmissão que apresentam retornos de escala crescentes, o custo marginal de curto prazo é altamente volátil,

¹⁰ É o aumento do custo ocasionado pela produção de uma unidade extra do produto.

¹¹ Diz-se economia de escala quando os custos médios de longo prazo diminuem ao aumentar a produção.

¹² A capacidade da rede elétrica é fixa, sendo os custos referentes à operação do sistema, ou seja: perdas no sistema de transmissão, restrições de transmissão e congestionamento.

conforme BAUGHMAN et al (1997) e BARAN et al (1999), e não recupera o custo total incorrido, desencorajando a empresa de transmissão de expandir sua rede, segundo BIALEK (1996). Como custos marginais são mais baixos que custos médios, conforme descrito por RUBIO-ODERIZ e PEREZ-ARRIAGA (2000), este método resulta em sinais econômicos adversos para a empresa de transmissão.

Segundo CALVIOU et al (1993), este método tem outras desvantagens: A empresa de transmissão terá suas tarifas calculadas em função dos custos do combustível das empresas de geração de energia elétrica, ao invés dos referentes à expansão da transmissão, já que é considerada congestão na rede elétrica e o seu conseqüente impacto no custo da energia gerada. Outra característica é que a remuneração obtida com este método é volátil e imprevisível.

Este método tem a desvantagem de pôr muito risco na empresa de transmissão, em função da volatilidade nos valores a serem calculados. Para compensar este risco, seria adotada uma taxa mais alta de retorno¹³ nos seus investimentos. Além disso, embora tarifas crescentes derivadas do custo marginal de curto prazo sejam um incentivo a novos concorrentes, um monopólio¹⁴ tem um incentivo exatamente oposto: custo marginal de curto prazo mais alto quer dizer lucros mais altos, não estimulando a expansão da rede elétrica, que reduziria as tarifas de uso do sistema de transmissão calculadas com este método.

Também tem que se levar em conta o problema histórico de armazenamento de água, ou seja, usar água agora ou guardar para uso futuro. A disponibilidade de energia de origem hidráulica está limitada à capacidade dos reservatórios, conforme destaca PALMA et al(1995) e CIGRÉ TF-38.04.03 (1995). Isto cria um vínculo entre as decisões operacionais tomadas hoje e suas conseqüências futuras. Água armazenada em um reservatório tem um custo de oportunidade

¹³ Significa o retorno de determinado investimento realizado e contabilizado em meses nos quais ele será amortizado para então começar a gerar lucros. Ou seja, o retorno tende a precisar quanto tempo uma empresa deve demandar para recuperar aportes feitos em um determinado equipamento ou tecnologia e, assim, responder se o investimento é realmente viável.

¹⁴ Situação em que um setor do mercado com múltiplos compradores é controlado por um único vendedor de mercadoria ou serviço, tendo capacidade de afetar o preço pelo domínio da oferta.

definido por preços futuros, e a probabilidade de transbordamento, se o reservatório estiver cheio.

Quando o reservatório está cheio, o custo de oportunidade¹⁵ é nulo e a água deve ser turbinada ou vertida. Assim, determinar o ótimo uso de água hoje requer simular a evolução do sistema no futuro. A duração do período de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. A dificuldade de projetar padrões de demanda, chuva, falha de equipamento, torna o problema de despacho hidráulico muito complexo para se definir por mecanismos de mercado.

Outro fator complicador nos sistemas hidráulicos é que há frequentemente várias unidades geradoras ao longo do rio, de forma que a capacidade de geração de uma usina é influenciada pela capacidade de armazenamento do rio à montante. Tudo isso implica numa forte interdependência de custos de produção entre os geradores. A predominância de geração hidráulica em um sistema de potência significa que preços marginais podem ser muito baixos por longos períodos e podem dificultar a recuperação oportuna de custos importantes.

A rede de transmissão é vista como um agente econômico que adquire energia de cada participante nas barras correspondentes às suas gerações e entrega esta energia nas barras correspondentes as suas cargas, sendo portanto, uma tarifa nodal, definida em cada barra do sistema, conforme descrito por FARMER et al (1995) e HOGAN (1995). O preço de compra e venda em cada barra é o custo marginal de curto-prazo, que mede a variação do custo de operação do sistema com respeito aos incrementos de carga na barra, conforme citado por FARMER et al (1995) e NGC (1996).

Deve ser observado que os custos do método marginal de curto prazo podem ser negativos, indicando que um dado par geração/carga resulta numa redução dos custos de operação da rede, como um todo.

O método marginal de curto prazo tem algumas propriedades teóricas, assim como potenciais limitações, descritas a seguir:

¹⁵ É a taxa do resultado que os fornecedores do capital querem receber se investissem seu capital em um outro investimento. Assim, se o custo de capital for definido em 12%, somente devem ser feitos os investimentos que derem um resultado maior que este percentual.

- Os resultados podem ser imprecisos se a magnitude de cada acesso à rede de transmissão é grande quando comparada com a carga total do sistema, conforme citado por PALMA et al (1995).
- Objetivando o fornecimento de sinais econômicos adequados para usuários de um sistema de transmissão, este método precisa prever custos futuros. Isto exige previsões de cenários futuros de operação em grande detalhe, que se torna menos preciso à medida que o horizonte de previsão aumenta.
- As tarifas podem ser altamente voláteis, segundo CIGRÉ TF-38.04.03 (1995). Isto traria dificuldades para tomar decisões econômicas eficientes em transações de longo prazo. Além disso, seriam baseados nos custos de geração, ao invés de seus próprios custos de expansão da rede de transmissão.
- Estes custos aumentam com as perdas e restrições de transmissão. Como uma consequência, é necessária uma maior regulamentação dos serviços de transmissão para evitar uso incorreto dos sinais locacionais.
- Na prática, os rendimentos de transmissão podem ser significativamente menores do que o requerido para compensar investimentos existentes e futuros. Entre as razões para a diferença de rendimento, têm-se:
 - a. Modularidade dos circuitos e economia de escala - Se um circuito não é completamente usado, então seu custo marginal torna-se zero. Pelo fato dos circuitos e transformadores terem tamanhos modulares, para se obter ganho de escala, é possível que um reforço do sistema dimensionado acima do necessário resulte em um decréscimo do rendimento. Este problema torna-se mais sério se existir economia de escala envolvida, por exemplo, se um circuito de alta tensão é instalado antes do futuro crescimento da carga, numa determinada região.
 - b. Não otimalidade do sistema de transmissão - os rendimentos marginais podem variar se o sistema de transmissão não estiver na sua configuração ótima. Esta situação é comum em países em desenvolvimento, onde a combinação do alto crescimento da carga e restrições financeiras sempre resultam no adiamento dos investimentos programados para a transmissão.

- c. Limitações dos modelos de despacho de potência - muitos dos modelos disponíveis de despacho com restrição de transmissão representam somente fluxos de potência ativa, assim como restrições operacionais. Entretanto, muitos dos reforços do sistema são economicamente justificados por uma combinação de razões além da potência ativa exigida, tais como colapso de tensão, limites de estabilidade, restrições de segurança etc. Como um modelo simplificado de despacho não representaria estas restrições, o sistema de transmissão estaria, sob este enfoque, dimensionado acima do necessário, conduzindo para mais reduções do rendimento.

2.2.2.2 CUSTOS MARGINAIS DE LONGO-PRAZO

O sistema de transmissão não é construído na suposição de que é exigido um acréscimo de 1 MW na capacidade de transmissão, para acomodar mais 1 MW de injeção no sistema. Assim por motivo de segurança de sistema, são projetadas redes de transmissão com redundância e a rede tem que levar em conta a incerteza de demanda e, em um sistema hidráulico, condições de hidrologia. O método de custo marginal de longo prazo¹⁶ é mais apropriado para relacionar tais exigências nas tarifas de uso do sistema de transmissão, uma vez que é explicitamente baseada em exigências de investimento.

Neste método, os custos operacionais e os custos dos reforços são usados para determinar custos de transmissão.

Sob um horizonte de tempo de vários anos, todo o plano de expansão do sistema de transmissão é identificado e seu custo avaliado. O custo total é então dividido pela magnitude total de energia de todas novas transações para calcular o custo marginal do reforço, conforme MERRILL e ERICKSON (1989) e PERERA et al (1996). Similarmente ao custo marginal de curto prazo, o de longo prazo pode ser negativo indicando que o par geração/carga pode melhorar a operação do sistema e/ou adiar reforços planejados do sistema, conforme TABORS (1994) e SHIRMOHAMMADI et al (1989).

¹⁶ A capacidade da rede pode ser aumentada devido a um incremento de utilização. Ou seja, cobra-se do usuário com base no investimento incremental e nos custos operacionais e de manutenção causado pelo uso incremental da rede.

O uso do custo marginal de longo prazo, enfocando somente o sistema de transmissão, tem ganhado um pouco de destaque devido aos aspectos econômicos e estabilidade de preços derivados deste método. Entretanto, este método tem limitações semelhantes às do curto prazo, segundo PEREZ-ARRIAGA et al (1995).

2.3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

É apresentado nesta seção, um resumo dos métodos utilizados em determinados países.

2.3.1 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA E CANADÁ

Nos Estados Unidos da América, há uma diversidade muito grande de filosofias e métodos de cálculo de tarifas de transporte de energia elétrica, em função, dentre outros fatores, do estágio de reestruturação alcançado nesta região.

Métodos baseados na distância, em selo, zonal¹⁷ e nodal são utilizadas em algumas partes dos Estados Unidos. A Califórnia, por exemplo, está usando um sistema de preço zonal enquanto que na região do Meio-Atlântico combina zonal, selo com tarifação marginal locacional, para levar em consideração restrições no sistema de transmissão.

No cômputo dos encargos de uso do sistema de transmissão, dois fatores principais são geralmente considerados no caso norte-americano: perdas elétricas, associadas à transação, e a questão do congestionamento, através de métodos envolvendo ou não preço.

Quanto à questão de gestão do congestionamento nos sistemas de transmissão, seu aparecimento ocorre quando os fluxos, através de certos circuitos, estão no limite ou próximo deste limite físico, forçando os operadores do sistema a ajustarem os despachos e, assim, desviá-los dos valores economicamente menos eficazes.

No Canadá, a exemplo do que ocorre nos Estados Unidos da América, persiste uma grande diversidade de filosofias e métodos de cálculo de tarifas de transporte de energia elétrica, posto que cada província encontrou sua solução individual.

¹⁷ Agrupamento de barras que teriam uma mesma tarifa de uso do sistema de transmissão, em função de sua localização geográfica, ou pequena variação nos valores individualizados destas tarifas. Ou seja, são custos diferenciados por área do sistema.

Assim, constata-se que os encargos de uso do sistema de transmissão são estabelecidos por métodos que vão desde o selo até a tarifação nodal, passando por métodos de tarifação ponto a ponto, com consideração de efeitos de distância, como é o caso do método “MW-milha”. Em uma jurisdição, por exemplo, há uma componente baseada na distância em conjunto com uma estrutura de tarifação regional, que envolve transações entre empresas do Canadá e dos Estados Unidos.

2.3.2 EUROPA

2.3.2.1 INGLATERRA E PAÍS DE GALES

No caso da Inglaterra, segundo RAY (1995), tanto o método baseado em selo, quanto a tarifação nodal, com concentração de preços por zonas, são aplicadas de forma conjugada.

A tarifa de uso do sistema é calculada usando um modelo de transporte. Este modelo calcula o custo marginal de investimento no sistema de transmissão que seria necessário como consequência de um acréscimo de demanda ou geração, em cada ponto de conexão ou nó do sistema de transmissão. Este custo é estimado inicialmente em termos de um acréscimo ou decréscimo em unidades de distância. Quando multiplicado por um constante de expansão R\$/MW.km, reproduz em uma tarifa nodal, em R\$/MW. Esta tarifa nodal é então agregada com o encargo de segurança, que não varia de um nó para outro, para compor uma tarifa zonal.

2.3.2.2 IRLANDA

Na Irlanda, aplica-se a tarifação baseada no selo, paga pelos consumidores em termos de potência e energia, com tendência de migração para a filosofia nodal com agregação por zonas para os geradores.

2.3.2.3 ITÁLIA

Na Itália aplica-se apenas o selo tanto no sistema de distribuição quanto no de transmissão, tendo-se definido um selo que abrange os níveis de tensão na faixa de 132 kV a 380 kV, segundo SALVADERI (2000).

2.3.2.4 ALEMANHA

Na Alemanha, a Associação das Empresas do Setor Elétrico assinaram um acordo em que, aplica-se o selo no nível de distribuição mensurado no ponto de carga (até 110 kV), introduzindo-se uma componente de distância superposta ao selo, nos níveis de tensão de transmissão, SALVADERI (2000). Nesse caso, as transações são tarifadas pela distância, sempre que a distância em linha reta entre os pontos de injeção e retirada ultrapassar 100 km.

2.3.2.5 NORUEGA

Na Noruega, a tarifa de transmissão apresenta três componentes distintas, conforme relatado por SCHWARZ et al (2000):

- Uma primeira componente de selo, destinada a corresponder à necessidade de investimento na expansão do sistema, tendo o mesmo valor em todo o país, em base anual.
- Uma segunda componente baseada em tarifas nodais, calculada a partir dos custos marginais de curto prazo, que objetiva cobrir o custo das perdas na transmissão, já que resulta em uma receita positiva em decorrência da diferença de preços de energia entre os diversos nós da rede. Esta componente é obtida pelo produto de três parcelas: volume de energia contratada; fator de perdas marginal e preço spot de energia¹⁸.
- Uma terceira componente também foi estabelecida, baseada em tarifação zonal, objetivando administrar a congestão no sistema e os custos associados. Nesse caso, o custo de congestão é identificado a partir de estudos pré-operacionais e calculado pela diferença do custo total de despacho econômico horário, considerando e desconsiderando as restrições de transmissão, em base horária.

2.3.2.6 SUÉCIA

Na Suécia, a tarifa de transmissão também apresenta três componentes distintas:

¹⁸ Toda a energia elétrica que falta ou excede nos contratos bilaterais é, respectivamente, comprada e vendida no mercado de energia (no sistema brasileiro existe o MAE), a um preço “spot”, que depende da oferta e da procura, calculado por meio de modelos matemáticos.

- Uma primeira componente de selo, destinada a cobrir a necessidade de investimento na expansão do sistema, variando entre as barras do sistema, dependendo da latitude / longitude de localização geográfica, em base anual.
- Uma segunda componente baseada em tarifação nodal, calculada em função dos custos marginais de curto prazo, que objetiva contemplar o custo das perdas elétricas do sistema de transmissão, uma vez que resulta em uma receita positiva em decorrência da diferença de preços de energia entre os diversos nós da rede, em base horária. Esta componente é obtida pelo produto de três parcelas: volume de energia contratada; fator de perdas marginal e preço fixo em função do período do ano: verão ou inverno.
- Uma terceira componente também foi estabelecida, baseada em tarifação zonal, objetivando administrar a congestão do sistema e os custos associados. Nesse caso, o custo de congestão é identificado a partir de estudos pré-operacionais e valorado pela diferença do custo total de despacho econômico horário, considerando e desconsiderando as restrições de transmissão, em base horária.

2.3.3 AMÉRICA DO SUL

Os mercados em processo de reestruturação¹⁹ de energia elétrica na América Latina basearam suas regras para o livre acesso à rede em um conceito que considera um uso multilateral do sistema de transmissão, com todos os agentes contribuindo para o financiamento de uma rede elétrica de uso comum, pautado por paradigmas físicos e econômicos tão somente, independentemente de arranjos comerciais, diferente do enfoque bilateral, muito usado nos Estados Unidos da América.

Novos sistemas de tarifação foram introduzidos, onde os negócios de geração e transmissão têm preços baseados em custos marginais de expansão ou de operação, ou ambos. As reformas evoluíram de modo similar nos diversos países do cone sul-americano, mas não exatamente idêntica, com os países que retardaram suas reformas tirando proveito dos erros e acertos das reformas precedentes. Nesse sentido, os países da América do Sul desenvolveram regras de livre acesso ao sistema de transmissão que combinam o rateio da totalidade do custo

¹⁹ Configuração de mercado em que, por exemplo, o cliente tem a oportunidade de escolher de qual empresa comprará energia, negociando preços, montantes, e inclusive, revenda de excedentes.

da rede de transmissão entre todos os usuários, com filosofia de precificação baseada em custos marginais.

A precificação de eletricidade baseada em custos marginais, em sistemas de geração/transmissão/distribuição, foi reconhecida na América Latina como o mecanismo que melhor reproduz as condições de mercado competitivo em um setor que integre, conforme especificado anteriormente, atividades competitivas e atividades que constituam monopólios naturais.

Entretanto, em sistemas que apresentam ganhos de escala²⁰, como no caso das redes de transmissão, a precificação baseada puramente em custo marginal de curto prazo, não financia a operação e a expansão das redes, já que quando os investimentos concentrados são realizados, promovendo reforços no sistema, os custos marginais de curto prazo se reduzem acentuadamente e por um longo período, elevando-se apenas quando a rede se congestionar novamente. Isto tem como consequência que nesse tipo de sistema os custos marginais são inferiores aos custos médios. No sistema elétrico chileno apenas 15% da remuneração de capital requerida é arrecadada com base nessa filosofia, enquanto que na Bolívia essa percentagem é ainda inferior, em torno de 4%.

Face às limitações apontadas para o método baseado unicamente em custos marginais, os países sul-americanos têm implementado métodos híbridos de tarifação, combinando custos marginais com a consideração de custos médios. Para a completa recuperação do investimento realizado no sistema de transmissão, uma componente tarifária tipo selo é adicionada à componente locacional, baseada em custo marginal, obtendo-se uma tarifa que permite financiar a exploração do sistema existente e sua expansão.

2.3.3.1 CHILE E ARGENTINA

Estes foram os primeiros países a reestruturarem seus setores elétricos, optando por atribuir todos os custos de transporte somente aos agentes geradores. A justificativa apresentada é de que os serviços de transmissão são requeridos pelos geradores para atingir o mercado consumidor.

²⁰ Rendimentos de escala é uma variação no nível de produção, dada uma expansão no nível dos insumos utilizados.

Além disso, partiu-se do princípio de que a combinação dos negócios de geração e transmissão não configuram economias de escala, do que decorre que a tarifação usando o custo marginal pode prover a receita necessária para ambos negócios quando combinados, considerando-se ainda que a atribuição dos custos aos geradores, com discretização por barra ou por zona, promove a adequada sinalização econômica para induzir uma eficiência locacional de seus parques geradores.

Na Argentina decidiu-se ratear os custos relativos ao sistema de transmissão existente à época da privatização como sendo custos embutidos, entendendo o governo deste país que os ganhos a serem obtidos com o processo como um todo - redução de custos de energia proveniente da competição - compensariam a sociedade pela perda de remuneração sobre os ativos cuja formação foi paga pela própria sociedade. Desse modo, a tarifa de transporte deve fazer frente apenas e tão somente aos custos de operação e manutenção da rede e novos investimentos.

2.3.3.2 BOLÍVIA

Este país utiliza a precificação de uso do sistema de transmissão baseado na tarifação nodal derivada dos custos da rede, com o acesso plenamente regulado, dividindo os custos devidos à remuneração de um sistema adaptado sob enfoque econômico, entre os geradores e consumidores.

2.3.3.3 COLÔMBIA

Este país utiliza a precificação de uso do sistema de transmissão baseada na tarifação nodal derivada dos custos da rede, com o acesso plenamente regulado, rateando a remuneração de um sistema mínimo sob o enfoque econômico, igualmente entre os geradores e consumidores.

A legislação que disciplina a atividade de transporte de energia no sistema colombiano estabelece que haveria uma componente de selo na tarifa de 15% do valor, sendo que 85% do custo a ser recuperado seria atribuído aos agentes através de sinal locacional. A aplicação da legislação durante algum tempo resultou em reações desfavoráveis dos agentes, que não aceitaram a excessiva volatilidade²¹ do sinal tarifário resultante. A solução proposta consistiu em atribuir todo o custo relativo à remuneração do sistema existente através do selo, deixando

²¹ Variação dos valores das tarifas no tempo. Ora aumentam, ora diminuem.

somente o custo relativo aos empreendimentos da expansão para serem remunerados através de componente locacional da tarifa.

2.3.3.4 PERU

Este país utiliza a precificação de uso do sistema de transmissão baseada no selo, derivada dos custos da rede elétrica, com o acesso ao sistema de transmissão plenamente regulado, atribuindo a remuneração deste sistema, apenas entre os geradores.

2.3.4 MÉTODO UTILIZADO NO BRASIL

Os encargos financeiros de uso da rede elétrica para a geração e para demanda em cada barra do sistema são calculados como a variação no custo da “rede ideal de custo mínimo”, como consequência do crescimento marginal da carga ou da geração na barra.

O investimento que seria necessário ou evitado pela variação de 1 MW na injeção de potência na barra b é calculado pelo somatório, para todos os elementos da rede elétrica:

(2-5)

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{\bar{f}_c} \beta_{c,b} Fpond_c$$

em que

c_c : custo do circuito (R\$)

\bar{f}_c : limite de transporte de potência no circuito c (MW)

$\beta_{c,b}$ sensibilidade do fluxo no elemento c em relação à injeção na barra b

$Fpond_c$ fator de ponderação do carregamento do elemento $c = \frac{f_c}{\bar{f}_c}$. Este fator de ponderação vale zero se o nível de carregamento do elemento estiver abaixo de um limite mínimo e a unidade se estiver acima de um limite máximo.

A equação (2-5) pode resultar em tarifas negativas em algumas barras do sistema. Como consequência de um aumento da injeção nessas barras reduzir o carregamento nos circuitos a estas conectados.

O valor de F_{pond_c} é atribuído independentemente do usuário estar reduzindo ou aumentando o fluxo em determinado elemento da rede. Além disso, deverão ser atribuídos empiricamente valores máximo e mínimo. Para nível de carregamento abaixo do valor mínimo, o custo do elemento não é levado em consideração no somatório já que o fator de carregamento é nulo. Nível de carregamento acima do valor máximo implica em que não é levado em consideração a ponderação, em função do fator de ponderação ser igual a unidade.

Os encargos de uso da rede elétrica atribuíveis a cada usuário, gerador ou unidade consumidora, são calculados a partir da tarifa estabelecida em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente dos contratos bilaterais de compra e venda de energia entre geradores e consumidores.

Dado que este método tem uma base marginal e conseqüentemente não produz tarifas suficientes para remunerar a rede de transmissão, as tarifas calculadas por este método precisam ser suplementadas de forma a recuperar uma receita preestabelecida. Esse ajuste é feito através de uma parcela aditiva, constante, em R\$/MW.

Esta formulação foi proposta e analisada por um grupo de trabalho formado por profissionais de várias empresas, com nossa participação, e finalmente validada pela ANEEL (1999).

2.3.5 ASPECTOS GERAIS

Entre os aspectos que devem ser enfatizados em relação ao transporte de energia, sem dúvida o mais conflitante refere-se ao rateio de custos entre os agentes, sendo que é através desse rateio que se podem transmitir diretamente os sinais econômicos aos usuários. Todos os países mencionados, exceto o Peru, Irlanda e Itália, onde se utiliza o método do selo, objetivam atribuir as responsabilidades de pagamento aos usuários da rede, onde o uso é mensurado com base na operação econômica do sistema ao invés de tomar por base contratos comerciais entre agentes.

O argumento é que este método tarifário propicia um sinal econômico adequado aos agentes, no sentido de estimular a expansão do sistema, sinal este que deve ser considerado nas

decisões de localização de novas plantas geradoras ou consumidoras. Entretanto, como indicado, alguns países limitam a sinalização apenas aos geradores, enquanto outros sinalizam também os consumidores.

Um outro aspecto importante na experiência de outros países, refere-se à volatilidade da tarifa, quando se dimensiona o sinal locacional com sua máxima intensidade.

CAPÍTULO 3 - FORMULAÇÃO PARA O CÁLCULO DE FATORES DE PERDAS

3.1 INTRODUÇÃO

Diferentemente da geração, a transmissão de energia elétrica é considerada na maioria dos casos, um monopólio natural que deveria ser operado independentemente, de modo que a competição na geração esteja assegurada. Além do principal objetivo para o qual o sistema de transmissão é planejado, que é transmitir potência elétrica dos geradores até os consumidores, vários outros serviços ancilares¹ importantes são também derivados da operação do sistema de transmissão.

Um dos aspectos importantes se refere à maneira com que os custos do serviço de transmissão de energia elétrica sejam satisfatoriamente atribuídos entre todas as partes envolvidas, levando em consideração da forma mais realista possível, o real impacto de cada transação (ou contrato bilateral² entre gerador e consumidor) no uso do sistema de transmissão.

Uma vez que os agentes envolvidos concordem num determinado método para calcular os componentes de fluxo de potência devidos a cada usuário do sistema de transmissão, os custos de capacidade do sistema de transmissão podem ser atribuídos entre os usuários. Entretanto, existem certos custos operacionais que não podem ser desmembrados facilmente, tal como os relacionados com as perdas elétricas, função quadrática da corrente em cada elemento do sistema. Um outro método atribui as perdas entre os geradores e consumidores, baseado em valores incrementais ou fatores de perdas médios, levando em consideração a localização geográfica de cada usuário.

Infelizmente, devido à natureza não linear das equações de fluxo de potência, em função das perdas serem proporcionais ao quadrado da corrente, é difícil atribuir perfeitamente as contribuições das perdas para cada contrato bilateral entre um determinado gerador e um

¹ Serviços tais como controle de tensão, re-despacho das usinas, perdas elétricas, medição, etc.

² Documento comercial resultante de acordo entre agentes com o objetivo de estabelecer preços e volumes para a comercialização de energia elétrica em períodos de tempo determinados.

determinado consumidor, nos fluxos de potência do sistema de transmissão, embora alguns métodos de rateio possam modelar não linearidades, tal com a Teoria dos Jogos.

Utilizar os fatores de perdas incrementais para atribuir as perdas no sistema de transmissão tem se tornado uma técnica popular, largamente usada devido ao fato de que as informações necessárias serem facilmente obtidas a partir da solução de uma análise de fluxo de potência. Já que todo o aspecto computacional considera contribuições por barra (nodal), não é necessário realizar decomposições do fluxo de potência por elemento do sistema de transmissão.

Para garantir que os custos devidos às perdas sejam atribuídos de uma forma justa entre os usuários da rede elétrica, é necessário determinar onde estas perdas realmente ocorrem. As perdas no sistema de transmissão ocorrem nos transformadores e nas linhas de transmissão, em função da configuração do sistema, das demandas associadas aos contratos de fornecimento entre geradores e consumidores e dos despachos de geração.

Em sistemas elétricos, têm-se:

- perdas resistivas, que são proporcionais ao quadrado da corrente nos sistema de transmissão e distribuição;
- perdas no ferro dos transformadores;
- perdas devidos aos desvios de energia.

Esta tese descreve algumas maneiras de se calcular as perdas do sistema de transmissão em valores nodais ou em perdas médias. É apresentado inicialmente, um método para calcular as perdas a partir de análises de fluxo de potência. Em seguida, são apresentadas equações que estimam as perdas devidas a cada usuário a partir de fatores de perdas em cada barra do sistema elétrico.

É proposto nesta tese que estes fatores de perdas nodais sejam incorporados ao cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão, a fim de que a sinalização econômica da tarifa para o acessante esteja compatível também com a sua contribuição nas perdas do sistema.

3.2 FORMULAÇÃO LINEARIZADA PARA AS PERDAS

É apresentada nesta seção, uma forma aproximada de incluir o efeito das perdas do sistema de transmissão e distribuição, através de um modelo linearizado.

3.2.1 FORMULAÇÃO PARA CÁLCULO DAS PERDAS

O modelo equivalente de uma linha de transmissão média com modelo Π , é representado na Figura 3.1. Nesta formulação, descrita por MONTICELLI (1983), as perdas são calculadas de forma aproximada. É apresentado nesta seção, o procedimento para este cálculo.

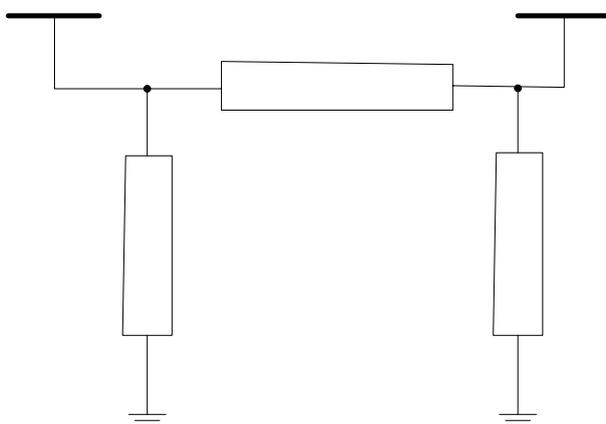


Figura 3.1 - Modelo equivalente Π de uma linha de transmissão

A impedância do elemento série é:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km}$$

enquanto a admitância série é:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km}$$

em que

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

(3-1)

$$b_{km} = \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

Tem-se então:

(3-2)

$$\hat{I}_{km} = y_{km} (V_k - V_m) + jb'_{km} V_k$$

$$\hat{I}_{mk} = y_{km} (V_m - V_k) + jb'_{km} V_m$$

em que (^) circunflexo indica complexo.

As expressões dos fluxos de potência são então obtidas a partir do desenvolvimento a seguir.

Seja

$$S_{km}^* = V_k^* I_{km}$$

em que (*) asterisco indica complexo conjugado.

Das equações ((3-2) e (3-3) resulta:

$$S_{km}^* = y_{km} V_k e^{-j\delta_k} (V_k e^{j\delta_k} - V_m e^{j\delta_m}) + jb'_{km} V_k^2$$

Para se obter a componente de fluxo de potência ativa, basta identificar a parte real da equação anterior, resultando em:

(3-3)

$$F_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)$$

$$F_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + V_k V_m b_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)$$

3.2.2 PERDAS EM DETERMINADA LINHA

As perdas em determinada linha são obtidas por:

(3-4)

$$L_{km} = F_{km} + F_{mk}$$

Assumindo a variação angular $(\delta_k - \delta_m)$ pequena na equação ((3-3), resulta em:

(3-5)

$$\begin{aligned} \cos(\delta_k - \delta_m) &\cong 1 \\ \text{sen}(\delta_k - \delta_m) &\cong (\delta_k - \delta_m) \end{aligned}$$

Considerando $V_k \cong V_m \cong 1$, $r_{km} \ll x_{km}$, ou seja, $g_{km} \approx 0$, na equação (3-3), resulta em:

(3-6)

$$F_{km} \cong b_{km}(\delta_k - \delta_m)$$

Ou seja,

(3-7)

$$(\delta_k - \delta_m) = \frac{F_{km}}{b_{km}}$$

Entretanto, a equação (3-6) foi obtida para uma linha sem perdas elétricas (resistência nula).

Expandindo a equação (3-5) até o segundo termo da série de Taylor, obtêm-se:

(3-8)

$$\begin{aligned} \cos(\delta_k - \delta_m) &\cong 1 - \frac{(\delta_k - \delta_m)^2}{2} \\ \text{sen}(\delta_k - \delta_m) &\cong (\delta_k - \delta_m) \end{aligned}$$

Substituindo a equação (3-8) na equação (3-3), e considerando $V_k \cong V_m \cong 1$, obtêm-se

(3-9)

$$\begin{aligned} F_{km} &= g_{km} \frac{(\delta_k - \delta_m)^2}{2} - b_{km}(\delta_k - \delta_m) \\ F_{mk} &= g_{km} \frac{(\delta_k - \delta_m)^2}{2} + b_{km}(\delta_k - \delta_m) \end{aligned}$$

Substituindo a equação (3-9) na equação (3-4)

(3-10)

$$L_{km} = g_{km} \frac{(\delta_k - \delta_m)^2}{2} + b_{km}(\delta_k - \delta_m) + g_{km} \frac{(\delta_k - \delta_m)^2}{2} - b_{km}(\delta_k - \delta_m)$$

Portanto

(3-11)

$$L_{km} = g_{km}(\delta_k - \delta_m)^2$$

Substituindo a equação (3-1) na equação (3-7)

$$(\delta_k - \delta_m) \cong \frac{F_{km}}{b_{km}} = \frac{F_{km}}{\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}}$$

Portanto

(3-12)

$$(\delta_k - \delta_m) \cong F_{km} \frac{r_{km}^2 + x_{km}^2}{x_{km}}$$

Substituindo as equações (3-1) e (3-12) na equação (3-11)

$$L_{km} = g_{km} \left(F_{km} \frac{r_{km}^2 + x_{km}^2}{x_{km}} \right)^2 = F_{km}^2 \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \left(\frac{r_{km}^2 + x_{km}^2}{x_{km}} \right)^2$$

Ou seja

$$L_{km} = F_{km}^2 \left(\frac{r_{km}}{x_{km}} (r_{km}^2 + x_{km}^2) \right)$$

Conseqüentemente

(3-13)

$$L_{km} = F_{km}^2 \left(\frac{r_{km}^3}{x_{km}} + r_{km} \right)$$

Partindo do pressuposto de que, em linhas de transmissão

$$x_{km} \gg r_{km}$$

obtêm-se

(3-14)

$$L_{km} = r_{km} F_{km}^2$$

A expressão anterior expressa as perdas em determinada linha de transmissão obtida de forma aproximada, em função da resistência e fluxo de potência ativa desta linha.

3.2.3 PERDAS POR BARRA

Da equação (3-3) obtêm-se a injeção líquida na barra k :

$$P_k = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} F_{km} = V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} [V_m (g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m))] \quad (3-15)$$

Considerando $V_k \cong V_m \cong 1$, obtêm-se:

$$P_k = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} [(1 - \cos(\delta_k - \delta_m))g_{km}] + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} [b_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)] \quad (3-16)$$

Da equações (3-8) e (3-16), obtêm-se:

$$P_k = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} [b_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)] + \frac{1}{2} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} [g_{km} (\delta_k - \delta_m)^2] \quad (3-17)$$

O primeiro termo do lado direito da equação (3-17) equivale ao fluxo das linhas que saem da barra k , conforme equação (3-6). O segundo termo equivale à metade das perdas nestas linhas, de acordo com a equação (3-11).

Assim, o efeito das perdas pode ser representado aproximadamente como cargas adicionais, obtidas dividindo-se as perdas de cada linha do sistema, conectada em cada barra terminal da linha.

3.3 FATOR DE PERDAS

3.3.1 FORMULAÇÃO PARA CÁLCULO DOS FATORES DE PERDAS

A formulação apresentada em 3.2.3 descreve como calcular, a partir de equações de fluxo de potência linearizado, as perdas em determinada barra, em função do fluxo de potência e parâmetros da linha conectados a esta barra.

Uma outra maneira de atribuir perdas à determinada barra, através de fatores de perdas nodais, é apresentada a seguir.

Sejam as expressões para as perdas e fluxos de potência ativa em determinado circuito, entre as barras k e m , definidas nas equações (3-11) e (3-6), respectivamente:

$$L_{km} = g_{km}(\delta_k - \delta_m)^2$$

$$F_{km} \cong b_{km}(\delta_k - \delta_m)$$

Assim, conforme obtido na equação (3-13)

$$L_{km} = F_{km}^2 \left(\frac{r_{km}^3}{x_{km}^2} + r_{km} \right)$$

As perdas totais no sistema são obtidas por:

$$L_{FL} = \sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} L_{km} = \sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} \left(F_{km}^2 \left(\frac{r_{km}^3}{x_{km}^2} + r_{km} \right) \right)$$

e variações marginais de perdas na barra:

(3-18)

$$\phi'_j = \frac{\partial L_{FL}}{\partial P_j} = \sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} \left(2F_{km} \left(\frac{r_{km}^3}{x_{km}^2} + r_{km} \right) \frac{\partial F_{km}}{\partial P_j} \right)$$

Considerando que uma injeção de potência em uma determinada barra, resultará em um acréscimo de corrente, ΔI , na linha entre as barras k e m , resultando em um novo valor de perdas dado por:

$$L_{km} = 3r_{km} (I_{km}^0 + \Delta I_{km})^2 = 3r_{km} (I_{km}^0)^2 + 3r_{km} (2I_{km}^0 \Delta I_{km} + \Delta I_{km}^2)$$

e que

$$L_{km} = L_{km}^0 + \Delta L_{km} = 3r_{km} (I_{km}^0)^2 + \Delta L_{km}$$

Assim

$$\Delta L_{km} = 3r_{km} (2I_{km}^0 \Delta I_{km} + \Delta I_{km}^2)$$

Então, a variação de perdas num elemento do sistema, devida a uma injeção de potência P na barra b é obtida por:

$$\frac{\Delta L_{km}}{\Delta P_b} = \frac{3r_{km} (2I_{km}^0 \Delta I_{km} + \Delta I_{km}^2)}{\sqrt{3}V_b \Delta I_{km}} = \frac{3r_{km} (2I_{km}^0 + \Delta I_{km})}{\sqrt{3}V_b}$$

Resultando em

(3-19)

$$\frac{\Delta L_{km}}{\Delta P_b} = 2 \frac{3r_{km} I_{km}^0}{P_b} + \frac{r_{km}}{V_b^2} \sqrt{3}V_b \Delta I_{km}$$

Portanto

$$\frac{\Delta L_{km}}{\Delta P_b} = 2 \frac{L_{km}}{P_b} + \frac{r_{km}}{V_b^2} \Delta P_b$$

Para pequenas variações em ΔP_b

(3-20)

$$\frac{\partial L_{km}}{\partial P_b} \approx 2 \frac{L_{km}}{P_b}$$

Assim, as perdas marginais são aproximadamente iguais ao dobro das perdas médias. Esta mesma constatação foi obtida pelo MAE (2002).

A expressão das perdas totais na transmissão, usando modelo linear de fluxo de potência é, utilizando as equações (3-7) e (3-11), e $x_{km} \gg r_{km}$:

(3-21)

$$L_{FL} = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (g_{km} (\delta_k - \delta_m)^2) = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (g_{km} F_{km}^2 x_{km}^2)$$

Estimam-se as perdas devidas aos vários usuários da rede elétrica aplicando injeções incrementais em cada barra do sistema e calculando a variação das perdas na rede de transmissão. Para isso, deve-se arbitrar uma única barra, onde são compensadas as variações incrementais nas gerações e nas cargas. Essa barra é, conceitualmente, o ponto de entrega de toda a energia gerada e o ponto de recebimento de toda energia consumida, segundo MAE (2002).

A variação incremental das perdas na transmissão para variações incrementais na injeção líquida em cada barra b é calculada por:

(3-22)

$$\Phi'_b = \frac{\partial L_{FL}}{\partial P_b} = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} \left(2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 \frac{\partial F_{km}}{\partial P_b} \right)$$

em que

$$\frac{\partial F_{km}}{\partial P_b}$$

é o fator de sensibilidade do fluxo no elemento entre as barras k e m , como consequência de uma injeção de potência na barra b , obtido de um fluxo de potência linear, aqui representado por $\beta_{km,b}$ a ser detalhado na Seção 4.2.

Assim:

(3-23)

$$\Phi'_b = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 \beta_{km,b})$$

representa a variação das perdas na rede elétrica para pequenas variações na injeção de potência na barra b e, portanto, as perdas marginais e não as perdas médias devidas à carga ou geração em b .

As perdas totais obtidas com os fatores de perdas definidas pela equação (3-23), são obtidas por

$$L_{FP} = \sum_{b=1}^{n_b} P_b \varphi'_b = \sum_{b=1}^{n_b} P_b \sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 \beta_{km,b})$$

$$L_{FP} = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 \beta_{km,b} P_b) \right)$$

Como

$$\sum_{k=1}^{n_b} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_b} (\beta_{km,b} P_b) = F_{km}^b$$

em que F_{km}^b é a parcela de fluxo no elemento entre as barras k e m , devido a uma injeção de potência na barra b . Assim:

(3-24)

$$L_{FP} = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 F_{km}^b) \right)$$

Rearranjando a equação (3-24), obtêm-se:

$$L_{FP} = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2) \sum_{b=1}^{n_b} (F_{km}^b)$$

Já que

$$F_{km} = \sum_{b=1}^{n_b} (F_{km}^b)$$

Resulta em

$$L_{FP} = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (2g_{km} |F_{km}| x_{km}^2 F_{km}^2) = 2 \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (g_{km} x_{km}^2 F_{km}^2)$$

Comparando as equações (3-21) e (3-24), conclui-se que:

(3-25)

$$L_{FP} = 2 L_{FL}$$

Ou seja, as perdas médias equivalem ao dobro das perdas marginais Assim, conforme pode ser constatado na equação (3-20), o fator que reproduz as perdas médias devido à injeção na barra b é:

(3-26)

$$\varphi_b'' = \frac{\varphi_b'}{2} = \sum_{k=1}^{n_e} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_e} (g_{km} x_{km}^2 F_{km}^2 \beta_{km,b})$$

Ao se utilizar a expressão de perdas baseada no modelo de fluxo de potência linear, foram desconsideradas as perdas devidas aos fluxos de potência reativa, bem como as tensões reais no sistema. Portanto, deve-se corrigir os fatores de perdas φ_b'' de forma a corresponder às perdas totais na rede elétrica, medidas ou calculadas pela solução de um fluxo de potência não linear. Assim:

(3-27)

$$L_T = \sum_{b=1}^{n_b} (\alpha \varphi_b'' P_b)$$

Sendo, portanto:

(3-28)

$$\alpha = \frac{L_T}{\sum_{b=1}^{n_b} (\varphi_b'' P_b)}$$

Finalmente, os fatores de perdas por barra são definidos por:

(3-29)

$$\varphi_b = \alpha \varphi_b''$$

Ou seja,

(3-30)

$$\varphi_b = \alpha \sum_{k=1}^{n_g} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in \Omega_k}}^{n_g} (g_{km} x_{km}^2 F_{km}^2 \beta_{km,b})$$

Convém ressaltar que, em uma mesma barra, os fatores de perdas para carga e geração são simétricos. Como o desenvolvimento das equações foi feito considerando injeções de potência nas barras do sistema, o fator de perdas para a carga na barra b é o negativo de φ_b .

CAPÍTULO 4 - TARIFAS MARGINAIS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

Os custos da expansão do sistema de transmissão devem ser atribuídos entre usuários (geradores e consumidores) através de encargos de uso¹ do sistema de transmissão. Além de remunerar os investimentos na expansão da transmissão, operação e manutenção, esses encargos de uso devem prover sinais econômicos eficientes para ambos usuários.

O objetivo principal é então, transformar custos de transmissão em tarifas de uso do sistema de transmissão, levando em consideração aspectos relativos à necessidade de não discriminar os agentes e de resultar em eficiência econômica. É esperado que a tarifa de uso do sistema de transmissão influencie a expansão de longo prazo do sistema de transmissão, assim como na localização geográfica de novos geradores e grandes consumidores, de forma a otimizar os investimentos na expansão do sistema de transmissão.

Para alcançar estes objetivos, um método de atribuir custos e calcular tarifas tem que incentivar a eficiência, não resulte em grandes variações ao longo do tempo, seja não discriminatório, público e de fácil implementação. Foram sugeridos muitos métodos para avaliar os custos de transações entre um par carga/geração, sendo classificados em duas categorias principais: custo embutido e custo marginal, conforme descrito na Seção 2.2.

Para o cálculo destes encargos de uso da transmissão, é necessária a definição de tarifas a serem aplicadas aos diversos usuários da rede elétrica, baseando-se no conceito de tarifas nodais, refletindo os custos marginais de investimento na expansão da capacidade do sistema, e o grau que cada gerador ou carga contribui para a obtenção da remuneração das empresas de transmissão.

Esta tese apresenta uma formulação para o cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão baseada em custos marginais.

¹ Montantes financeiros devidos pelos usuários às concessionárias de transmissão, pela prestação dos serviços, calculados em função das tarifas de uso do sistema de transmissão.

Devido à economia de escala característica da expansão do sistema de transmissão, os custos marginais são menores que os custos médios. Estas tarifas precisam, portanto, serem suplementadas para que se possa obter a remuneração total esperada. Este ajuste normalmente é obtido através de uma parcela aditiva, ou seja, um valor constante é adicionado às tarifas, de modo que as tarifas remunerem todo o sistema de transmissão, tal como descrito na Seção 2.2.1.1.

Esta tese também propõe a incorporação da contribuição no aumento das perdas devido a uma injeção marginal de potência em determinada barra, no cálculo das tarifas de uso da rede elétrica.

4.2 MÉTODO MARGINAL UTILIZADO

Em função dos custos da rede de transmissão serem essencialmente decorrentes dos investimentos feitos na expansão, torna-se importante considerar estes investimentos quando se definem os encargos de uso. O método de curto prazo, mencionado na Seção 2.2.2.1, depende basicamente dos custos da geração. Já o método de longo prazo baseado em cenários que inclui investimentos na expansão da rede de transmissão é complexo devido às incertezas inerentes ao ano final de planejamento de um sistema de transmissão.

O objetivo do critério baseado em custos de investimento é produzir tarifas por barra, que reflitam os custos incrementais de investimento devido a um incremento na capacidade da rede de transmissão, e o grau em que cada gerador ou carga contribui para a necessidade deste investimento, em determinada barra. Tarifas nodais dependerão de dois fatores: Dos fluxos em cada elemento ocasionado pelo uso incremental do sistema de transmissão, e do custo unitário² de cada linha ou transformador.

Fluxos incrementais são modelados como resultado de uma injeção líquida em cada barra. É admitido que não há nenhuma capacidade reserva no sistema, de forma que um aumento marginal na geração em cada barra resultará em fluxos incrementais, requerendo novos investimentos em um ou mais circuitos ou transformadores. Os encargos de uso do sistema em determinada barra estarão então, baseados nos custos marginais, sinalizando aos usuários

² Investimento necessário para elevar a capacidade de um elemento da rede elétrica em 1 MW (R\$/MW)

os custos ou benefícios de aumentar ou reduzir, respectivamente, o uso dos elementos do sistema devido à injeção de potência numa determinada barra.

O custo do serviço de transmissão é inicialmente calculado supondo que o despacho de geração está pré - fixado. Neste caso, o custo do serviço de transmissão corresponde ao custo de investimento em equipamentos de transmissão, formulado como o seguinte problema de programação inteira:

(4-1)

$$T(P) = \min \sum_{i=1}^{n_c} c_{ii} y_{ii}$$

sujeito a

$$\mathbf{EF} = \mathbf{P} \quad \text{a) primeira lei de Kirchhoff}$$

$$\mathbf{F} - (\mathbf{By})(\mathbf{E}^T \boldsymbol{\delta}) = 0 \quad \text{b) segunda lei de Kirchhoff}$$

$$|\mathbf{F}| - \mathbf{y}\bar{\mathbf{F}} \leq 0 \quad \text{c) limites de transmissão}$$

em que

y_{ii} variável de decisão que assume valores binários, sendo igual a unidade quando se decide implementar o circuito i , e zero, caso contrário

c_{ii} : custo do circuito i

\mathbf{E} : matriz de incidência

\mathbf{B} : matriz diagonal de admitâncias

Esta formulação é semelhante a utilizado no setor elétrico brasileiro, que foi definida em 1997 por um grupo de trabalho, com nossa contribuição. O problema de expansão definido na equação (4-1) é de difícil solução, sendo necessárias as seguintes simplificações:

- a variável de decisão y_{ii} pode variar continuamente, ou seja, é permitida a construção de uma fração de circuito.

- a matriz susceptância \mathbf{B} não é multiplicada pela matriz diagonal de decisões y_{ii} , isto é, supõem-se conhecidos os “caminhos elétricos” e a topologia da rede. É pressuposto que a admitância série de um novo elemento é igual a zero e também que a admitância série da rede existente não se altera com mudanças da capacidade do elemento ou novos elementos sejam construídos. Este pressuposto implica que uma pequena mudança na capacidade da rede não tem nenhum efeito no fluxo de carga do sistema. Então, o fluxo de potência da rede existente pode ser usado para determinar os fluxos que resultam de um aumento marginal na geração líquida de cada barra.

Neste caso, a expansão da transmissão definido pela equação (4-1) se transforma no seguinte problema de reforço nas capacidades no sistema de transmissão:

(4-2)

$$T(P) = \min \sum_{i=1}^{n_c} C_{ii} y_{ii}$$

sujeito a

$$\mathbf{EF} = \mathbf{P} \quad (\text{a})$$

$$\mathbf{F} - \mathbf{BE}^T \boldsymbol{\delta} = 0 \quad (\text{b})$$

$$|\mathbf{F}| - \mathbf{y}\bar{\mathbf{F}} \leq 0 \quad (\text{c})$$

$$y_{ii} \geq 0$$

Embora o problema modelado pela equação (4-2) seja um problema de otimização, sua solução é bem mais simples. Substituindo \mathbf{F} da equação (4-2)b na equação (4-2)a, obtêm-se:

(4-3)

$$\mathbf{EBE}^T \boldsymbol{\delta} = \mathbf{P}$$

Resolvendo o sistema linear explicitado na equação (4-3) em função de $\boldsymbol{\delta}$ e substituindo na equação (4-2)b, conclui-se que:

(4-4)

$$\mathbf{F} = \mathbf{BE}^T (\mathbf{EBE}^T)^{-1} \mathbf{P} = \boldsymbol{\beta} \mathbf{P}$$

em que a matriz $\beta = BE^T(EBE^T)^{-1}$ é uma matriz $n_b \times n_c$ que representa os fatores de sensibilidade dos fluxos em cada circuito com relação às injeções nas barras.

Assim, o fluxo em qualquer circuito do sistema é obtido por:

(4-5)

$$f_c = \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} P_b$$

Entretanto, se há um acréscimo marginal de fluxo no circuito c definido por $\beta_{c,b}$, devido a uma injeção marginal de potência na barra b , deverá haver um acréscimo marginal de consumo em outra barra do sistema. Uma determinada barra é então escolhida para servir de balanço para qualquer injeção de potência no sistema. Esta barra r é chamada de referência.

Assim:

(4-6)

$$f_c = \sum_{\substack{b=1 \\ b \neq r}}^{n_b} \left(\beta_{c,b} P_b + \beta_{c,r} \left(\bar{P}_r - \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq r}}^{n_b} \bar{P}_k - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq r}}^{n_b} D_k \right) \right) \right) = \sum_{\substack{b=1 \\ b \neq r}}^{n_b} [(\beta_{c,b} - \beta_{c,r}) P_b]$$

Se esta barra de referência é a mesma barra de referência definida implicitamente na equação (4-2)b, $\beta_{c,r}$ é igual a zero, como consequência de que uma injeção de potência na própria barra de referência, não resultará em fluxos em qualquer elemento c do sistema.

Da equação (4-4), os fluxos nos circuitos só dependem das características da rede (topologia e susceptância) e do vetor de geração e demandas. Dado que no modelo de expansão representado na equação (4-2) estes parâmetros são conhecidos *a priori*, a solução de expansão mais econômica é fazer a capacidade do circuito igual ao fluxo que passa por este. Ou seja:

(4-7)

$$F = y\bar{F}$$

Assim, o valor de y_{ii} para cada circuito é obtido pela relação entre o fluxo de potência e a capacidade deste circuito.

Substituindo y na equação (4-2) pela expressão da equação (4-7), e as equações (4-2)a e (4-2b pela equação (4-4), obtêm-se:

(4-8)

$$T(P) = \min \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c_c}{f_c} f_c$$

sujeito a

(4-9)

$$f_c = \sum_{b=1}^{n_b} [(\beta_{c,b} - \beta_{c,r}) P_b] \quad \text{para } c = 1, \dots, n_c$$

Assim, fluxos multiplicados pelo custo do elemento, dividido pela sua capacidade deve ser igual ao custo total da rede. Ou seja:

$$T = \min \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c_c}{f_c} \sum_{b=1}^{n_b} [(\beta_{c,b} - \beta_{c,r}) P_b] \right)$$

A tarifa de uso do sistema de transmissão deve refletir as mudanças no custo da expansão da rede de transmissão devido a um aumento na geração de determinada barra do sistema. Como re-despacho não está sendo levado em consideração, isto significa calcular mudanças no custo da expansão devido a um aumento na injeção líquida em cada barra.

Obtêm-se então:

$$\pi_b^m = \frac{\partial T(P)}{\partial P_b} = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c_c}{f_c} (\beta_{c,b} - \beta_{c,r})$$

Considerando a barra de referência r a mesma barra de referência definida implicitamente na equação (4-2)b, têm-se:

(4-10)

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c_c}{f_c} \beta_{c,b}$$

O custo da rede de transmissão só está relacionado aos custos da expansão da transmissão. A equação (4-10) indica que a tarifa de uso do sistema de transmissão em uma barra b é igual à variação nos custos da rede de transmissão (investimento, operação e manutenção) como resultado de uma variação unitária da geração líquida nesta barra.

Foi necessário definir o aumento da capacidade adicional em todos os elementos c do sistema de transmissão, como consequência de uma geração unitária na barra b , para calcular a equação (4-10). Este cálculo foi realizado usando a matriz β de transferência de potência ou simplesmente matriz de sensibilidade descrita por CARAMANIS et al (1986), que reflete as mudanças nos fluxos em cada elemento c devido a mudanças na injeção líquida em cada barra b .

Além disso, foi necessário calcular o aumento no custo do elemento c devido a um aumento na capacidade deste elemento. Admitiu-se que o custo médio é constante para cada elemento do sistema de transmissão. Assim o aumento dos custos de cada elemento do sistema de transmissão é proporcional ao aumento de sua respectiva capacidade.

As tarifas calculadas através do método marginal são então calculadas por:

(4-11)

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \beta_{c,b}$$

4.2.1 ESCOLHA DA BARRA DE REFERÊNCIA

As tarifas calculadas pela equação (4-11) utilizam valores da matriz de sensibilidade β , obtida considerando uma barra de referência r qualquer do sistema. Assim, os valores desta matriz dependem da barra escolhida como referência. Entretanto, duas considerações são aqui demonstradas: a escolha da barra de referência não altera a relatividade das tarifas marginais das barras, e o total de encargos obtidos com estas tarifas também não são alterados.

a) DIFERENÇAS ENTRE AS TARIFAS NÃO SÃO ALTERADAS

Considere duas barras quaisquer a e b do sistema. As tarifas marginais nestas barras, quando se escolhe a barra r como referência são, respectivamente:

(4-12)

$$\pi_a^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(\beta_{c,a} - \beta_{c,r} \right)$$

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(\beta_{c,b} - \beta_{c,r} \right)$$

Assim, a diferença entre estas tarifas é obtida por:

(4-13)

$$\pi_a^m - \pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(\beta_{c,a} - \beta_{c,r} \right) - \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(\beta_{c,b} - \beta_{c,r} \right) = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left[\left(\beta_{c,a} - \beta_{c,b} \right) - \left(\beta_{c,r} - \beta_{c,r} \right) \right]$$

ou, simplesmente

(4-14)

$$\pi_a^m - \pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(\beta_{c,a} - \beta_{c,b} \right)$$

Como consequência, as diferenças entre as tarifas marginais independem da barra de referência escolhida. Ou seja, a diferença entre as tarifas de duas barras quaisquer do sistema não se altera, se considerada uma barra de referência diferente.

Entretanto, uma barra de referência diferente resultará em uma diferença constante em cada linha c da matriz β , definida por $\beta_{c,r}$. Assim, uma barra de referência diferente resultará na adição de uma parcela fixa em todas as tarifas nodais definidas na equação (4-11). Esta parcela é definida por:

(4-15)

$$\alpha = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \left(-\beta_{c,r} \right)$$

Como as tarifas marginais são complementares em uma barra, ou seja, $\pi_d^m = -\pi_g^m$, os encargos totais são obtidos por duas componentes:

(4-16)

$$R^m = R_g^m + R_d^m = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m \bar{P}_b) + \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m (-D_b))$$

em que

\bar{P}_b é a geração despachada na barra b (MW)

D_b é a carga na barra b .

R_g^m é a receita obtida dos geradores, utilizando tarifas marginais (R\$)

R_c^m é a receita obtida das cargas, utilizando tarifas marginais (R\$)

A primeira componente corresponde aos encargos devidos aos geradores, enquanto que a segunda componente é devida às cargas. Mudando a barra de referência, as tarifas marginais são acrescidas de um valor constante definido pela equação (4-15). Obtém-se então um novo encargo total definido por:

(4-17)

$$R^m = \sum_{b=1}^{n_b} ((\pi_b^m + \alpha) \bar{P}_b) + \sum_{b=1}^{n_b} ((\pi_b^m + \alpha) (-D_b))$$

Assim, uma mudança na barra de referência resulta numa mudança nos valores das duas parcelas do encargo total. Entretanto, o valor do encargo total não se altera, como será demonstrado a seguir.

b) ENCARGOS TOTAIS NÃO SÃO ALTERADOS

As tarifas marginais são adicionadas de uma constante, quando se muda a barra considerada como referência, obtida pela equação (4-15).

O encargo total obtido com as tarifas marginais calculadas para uma barra de referência r é definido por:

(4-18)

$$R^r = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} (\beta_{c,b}) P_b \right)$$

O encargo total obtido com as tarifas marginais calculadas para uma nova barra de referência s é definido por, conforme pode ser constatado pela equação (4-14):

$$R^s = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} (\beta_{c,b} - \beta_{c,s}) P_b \right)$$

$$R^s = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} (\beta_{c,b}) P_b \right) - \sum_{b=1}^{n_b} \left(\sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c}{f_c} (\beta_{c,s}) P_b \right) \right)$$

Então

$$R^s = R^r - \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c}{f_c} (\beta_{c,s}) \right) \left(\sum_{b=1}^{n_b} P_b \right)$$

Ou seja,

(4-19)

$$R^s = R^r - k \left(\sum_{b=1}^{n_b} P_b \right)$$

Como as perdas não estão sendo consideradas, a injeção líquida em todo o sistema é igual a zero. Assim:

$$\sum_{b=1}^{n_b} P_b = 0$$

Conseqüentemente

$$R^s = R^r$$

4.3 INCLUSÃO DE FATORES DE PERDAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS MARGINAIS

Os valores das tarifas calculados pela equação (4-11) independem da intensidade dos fluxos em módulo em cada elemento do sistema de transmissão e portanto, independem das perdas elétricas. Como o objetivo desta tese é ratear adequadamente os custos do sistema de transmissão entre os usuários em função do uso da rede, e coerente atribuir uma maior parcela

da tarifa àqueles usuários que provocam maiores perdas marginais em função da sua conexão à rede elétrica.

É proposto nesta tese incluir nas tarifas calculadas pela equação (4-11), fatores de perdas por barra, de modo a ponderar estas tarifas pelo fator de perdas correspondente, calculados na Seção 3.3.

O objetivo deste procedimento é corrigir os valores de $\beta_{c,b}$, que correspondem ao acréscimo de fluxo no elemento c , devido a uma injeção de potência na barra b , com o acréscimo de perdas devido a esta injeção marginal de potência nesta barra.

Assim, o algoritmo proposto se resume em:

1. Calcular as tarifas marginais para o rateio dos custos do sistema de transmissão, utilizando a equação (4-11), que levam em consideração o balanço carga geração em cada região, e apenas o fluxo de potência em cada linha em função de uma injeção marginal de potência em determinada barra, definida por $\beta_{c,b}$.
2. Calcular os fatores de perdas por barra, utilizando a equação (3-30). Estes fatores levam em consideração o acréscimo de perdas devido à injeção marginal de potência. Esta parcela então tem como objetivo corrigir os valores da matriz sensibilidade utilizada na equação (4-11). Assim, os valores de $\beta_{c,b}$ serão multiplicados por φ_b .
3. Modificar as tarifas nodais calculadas com o método marginal, incorporando os fatores de perdas nodais.

Isto resulta em tarifas marginais de uso do sistema de transmissão, mas incorporando acréscimos marginais de perdas. Estas tarifas marginais são então calculadas por:

(4-20)

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \beta_{c,b} (1 + \varphi_b)$$

A aplicação da equação (4-11) resulta em que um agente que se conecte à rede elétrica na barra b , provocando um aumento nas perdas elétricas da rede tenha uma ponderação no valor

da tarifa de uso, acentuando o valor da tarifa de uso. Já o acessante que tende a reduzir as perdas terá um redutor aplicado a esta tarifa, já que φ_b é negativo.

Convém destacar que o objetivo deste procedimento foi o de incorporar uma parcela adicional de fluxo referente às perdas elétricas, na composição das tarifas nodais. O preço da energia correspondente a este acréscimo de perdas não é objeto desta análise, cujo foco é a expansão da rede elétrica no período de máximo carregamento das linhas do sistema.

CAPÍTULO 5 - SUPLEMENTAÇÃO NAS TARIFAS MARGINAIS

5.1 INTRODUÇÃO

Os encargos de uso do sistema de transmissão obtidos com os valores de tarifas calculadas pela equação (4-20) seriam iguais ao custo total do sistema de transmissão caso os fluxos de potência F_c em cada elemento da rede fosse igual a sua capacidade \bar{F}_c , conforme pode ser constatado nas equações (4-9) e (4-20). Como o fluxo é normalmente menor que a capacidade, este método não recupera todos os custos do sistema de transmissão.

As tarifas de uso, portanto, devem ser modificadas para que se obtenha a remuneração total esperada. Estes ajustes na tarifa resultam em encargos adicionais ou suplementares, a serem pagos pelos usuários da rede elétrica, conforme RUDNICK et al (1995). Estes encargos suplementares, descritos por PERERA et al (1996), estão normalmente relacionados com os custos embutidos, segundo BIALEK (1996), devendo ser repartidos entre os usuários (geradores e consumidores).

A teoria econômica, descrita por CARAMANIS et al (1986), sugere que o modo mais eficiente de atingir esta exigência seria aquele em que o aumento da tarifa seja direcionado para usuários com as mais baixas oportunidades de evitar os encargos de uso por gerenciamento da demanda ou mudança de localização geográfica. Porém, segundo JONARD et al (1995), a existência de indivisibilidade do investimento em um sistema elétrico e a dificuldade em definir a elasticidade do preço¹, resulta em que esta teoria não seja aplicável ao sistema elétrico, segundo afirma SCHWEPPE et al (1988).

Esta tese apresenta uma nova maneira de estimar esta remuneração suplementar, onde todos os usuários teriam uma contribuição para esta suplementação, dependendo do grau de carregamento da rede próxima a cada usuário. Essa suplementação foi formulada como um

¹ A elasticidade-preço resulta da divisão entre a variação percentual da quantidade, ofertada ou demandada, pela variação percentual do preço, podendo variar de 0 a 1.

problema de minimização, onde a função objetivo é a minimização da soma das diferenças ponderadas destas tarifas suplementadas, por fluxos.

5.2 MÉTODOS DE SUPLEMENTAÇÃO

UBIO-ODERIZ e PEREZ-ARRIAGA (2000) apresentaram os fatores de distribuição, que representam a mudança incremental de fluxo em determinada linha do sistema, devido à injeção líquida em determinada barra.

BIALEK (1996) propôs um método para calcular este custo suplementar, baseado no método do trajeto da eletricidade, mas sem levar em consideração os fluxos de potência em sentido contrário ao predominante em cada elemento do sistema. Ou seja, este método usa a lei das correntes de Kirchhoff para calcular fatores de distribuição entre geradores e cargas.

YU e DAVID (1997) apresentaram uma proposta, em que a remuneração adicional foi atribuída em função do uso da capacidade e benefícios da confiabilidade do sistema. Outra maneira de obter esta suplementação nos encargos é descrita, entre outros, por PEREZ-ARRIAGA et al (1995), através de uma parcela aditiva, ou seja, um valor fixo em R\$/MW é adicionado em todas as tarifas nodais.

BARAN et al (1999) propõem a decomposição dessa tarifa suplementar em duas componentes. A primeira parcela seria um selo, utilizada para pagar os custos relacionados à capacidade ociosa do sistema de transmissão, que aumenta a segurança de todo o sistema. A segunda componente está relacionada com a extensão do uso da rede elétrica, baseado em fluxo de potência, segundo SHIRMOHAMMADI (1995).

Esta tese apresenta outra maneira de estimar esta suplementação. O método proposto é baseado na mínima mudança da tarifa nodal, sendo diferente da proposta de PERERA et al (1996). A semelhança entre estes dois métodos de cálculo é que o objetivo de ambas é minimizar a diferença entre as tarifas originais e as tarifas suplementadas, e todos os elementos contribuem positivamente para se atingir a remuneração total desejada do sistema de transmissão. A diferença é que a função objetivo proposta por PERERA et al (1996) não leva o fluxo de carga em consideração. Esta suplementação pode ser compartilhada diferentemente entre geradores e cargas, em uma determinada proporção.

Antes de descrever o método proposto nesta tese, é detalhada a obtenção de suplementação através de uma parcela aditiva para todas as barras, para ajustar as tarifas obtidas pela equação (4-20). Os valores obtidos com este método são comparados com os propostos nesta tese.

5.2.1 SUPLEMENTAÇÃO OBTIDA COM SELO

Este método calcula as tarifas de uso do sistema de transmissão baseado na magnitude da geração e cargas totais.

Definindo as parcelas da receita total devida aos geradores e às cargas respectivamente como:

$$R_g = R_T \frac{P^G}{100}$$

$$R_c = R_T \frac{P^C}{100}$$

em que

P^G é o percentual de R_T devida aos geradores,

P^C é o percentual de R_T devida às cargas ($=100\% - P^G$), e

R_T :é a receita total a ser obtida com as tarifas nodais.

Dos valores de tarifas marginais obtidos pela equação (4-20) obtém-se os encargos

(5-1)

$$R_g^m = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\pi_b^m \bar{P}_b \right)$$

$$R_c^m = \sum_{b=1}^{n_b} \left(\pi_b^m D_b \right)$$

em que

\bar{P}_b é a capacidade de geração na barra b .

Sendo estes valores diferentes daqueles esperados, R_g e R_c , respectivamente, é necessária uma suplementação de modo a se obter:

(5-2)

$$R_g = R_g^m + R_g^s$$

$$R_c = R_c^m + R_c^s$$

Esta suplementação é obtida por:

(5-3)

$$R_g^s = \sum_{b=1}^{n_b} (S^g \bar{P}_b)$$

$$R_c^s = \sum_{b=1}^{n_b} (S^c D_b)$$

Como os valores de S^g e S^c são fixos, os encargos obtidos dos geradores e cargas através das tarifas calculadas pela equação (4-20), e ajustadas com a parcela de selo são, respectivamente:

(5-4)

$$R_g = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m \bar{P}_b) + S^g \sum_{b=1}^{n_b} \bar{P}_b$$

$$R_c = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m D_b) + S^c \sum_{b=1}^{n_b} D_b$$

Portanto, as tarifas selo para os geradores e cargas são, respectivamente:

(5-5)

$$\pi_b^{sg} = S^g = \frac{\left(R_g - \sum_{b=1}^{n_b} \pi_b^m \bar{P}_b \right)}{\sum_{b=1}^{n_b} \bar{P}_b} \quad b = 1, 2, \dots, n_b$$

$$\pi_b^{sc} = S^c = \frac{\left(R_c - \sum_{b=1}^{n_b} \pi_b^m D_b \right)}{\sum_{b=1}^{n_b} D_b}$$

O objetivo das parcelas S^g e S^c para os geradores e cargas, respectivamente, é de que as tarifas obtidas da equação (4-20) sejam suplementadas de modo a equivaler às receitas devidas aos geradores e cargas, respectivamente. Assim, as tarifas suplementadas são definidas por:

(5-6)

$$\begin{aligned}\pi_b^g &= \pi_b^m + \pi_b^{sg} = \pi_b^m + S^g \\ \pi_b^c &= \pi_b^m + \pi_b^{sc} = \pi_b^m + S^c\end{aligned}$$

Quando os valores de tarifas definidos pela equação (5-6) são multiplicadas pelos respectivos valores de capacidade de geração e carga por barra, são obtidos os encargos:

(5-7)

$$\begin{aligned}\sum_{b=1}^{n_b} \pi_b^g P_b &= R_g \\ \sum_{b=1}^{n_b} \pi_b^c D_b &= R_c\end{aligned}$$

Portanto, a tarifa nodal calculada a partir de um método marginal, π_b^m , é suplementada por uma parcela aditiva S^g ou S^c , resultando em tarifas nodais π_b^g e π_b^c que, multiplicadas pela capacidade de geração ou carga em cada barra do sistema, respectivamente, resultam nas correspondentes receitas totais esperadas R_g ou R_c .

Na seqüência, é apresentada a proposição a ser detalhada nesta tese, para se obter esta suplementação, com modelagem de otimização quadrática.

Convém destacar que, conforme descrita na Seção 4.2.1, a barra de referência escolhida define os encargos obtidos com o método marginal dos geradores e das cargas, embora a soma destes dois encargos não seja alterado com a mudança da barra de referência.

Como as suplementações a serem atribuídas às tarifas marginais dependem dos encargos obtidos, é necessário definir uma regra para escolha da barra de referência, para evitar que a mudança da barra de referência influencie nos valores das suplementações. É adotado no método proposto que a barra de referência seja definido implicitamente, de modo que esta seja uma barra fictícia que resulte em encargos obtidos com os geradores iguais aos obtidos com as cargas.

Assim, esta barra de referência fictícia resultará em:

$$R_g^m = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m \bar{P}_b) = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^m D_b) = R_c^m$$

5.2.2 SUPLEMENTAÇÃO BASEADA NA MÍNIMA VARIAÇÃO QUADRÁTICA

Convém destacar que a suplementação proposta nesta seção tem como objetivo principal atribuir maiores tarifas para aqueles agentes que demandam expansão do sistema de transmissão, por estarem localizados em localidade eletrogeográfica mais congestionada. Esta característica não é contemplada quando se considera a suplementação com o selo, descrito na Seção 5.2.1.

O objetivo do método proposto é minimizar a variação das tarifas suplementadas em relação aos valores obtidos com a formulação marginal, mas garantindo a obtenção da remuneração das parcelas R_g e R_c .

O processo de minimização pode ser formulado com o problema de programação convexa em que a função objetivo é minimizar a soma quadrática das suplementações de tarifas das barras, ponderadas pelo nível de carregamento das linhas próximas a estas.

O algoritmo utilizado é o método preditor-corretor primal-dual de pontos interiores para a programação quadrática, descrito por MONTEIRO e ADLER (1989). O Anexo A.1 resume o desenvolvimento deste algoritmo passo a passo.

5.2.2.1 IMPLEMENTAÇÃO NO CÁLCULO DA SUPLEMENTAÇÃO

As tarifas obtidas através de uma formulação marginal não recuperam o investimento realizado no sistema de transmissão, conforme comentado na Seção 5.1, sendo função do balanço carga/geração em cada região, como consequência do uso da sensibilidade de fluxos em função de uma injeção $\beta_{c,b}$.

As tarifas que remuneram todo o investimento realizado no sistema de transmissão são então suplementadas e definidas por:

$$\pi_b = \pi_b^m + \pi_b^s$$

Assim, a suplementação é obtida por

(5-8)

$$\pi_b^s = \pi_b - \pi_b^m$$

Portanto, os valores a serem calculados são os referentes a π_b^s em cada barra do sistema elétrico. O procedimento proposto é o de minimizar a soma das diferenças das suplementações na tarifa de barras adjacentes, tarifas estas obtidas através do método definido pela equação (4-20).

O somatório a ser minimizado é

$$\min \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^{n_b} \left((\pi_j - \pi_j^m) - (\pi_k - \pi_k^m) \right)$$

Ou seja, da equação (5-8)

(5-9)

$$\min \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^{n_b} (\pi_j^s - \pi_k^s)$$

Esta soma é nula quando os valores de π_j^s forem iguais aos valores de π_k^s , o que corresponde a um mesmo valor em todas as barras, ou seja, o selo calculado pela equação (5-5). Entretanto, é proposto nesta tese que seja implementado um fator que leve em consideração o nível de carregamento do elemento de ligação entre barras adjacentes j e k , assim como a direção do fluxo em cada circuito.

Este fator pode ser definido pela relação entre o fluxo de potência ativa no elemento e seu respectivo limite de carregamento, ou seja, uma possível função para modelar este fator pode ser expresso como a relação entre o fluxo e o nível de carregamento admitido em função de limite térmico ou alguma outra restrição, ou simplesmente:

$$\frac{F_{jk}}{\bar{F}_{jk}}$$

Resultando em

(5-10)

$$\min \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^{n_b} \frac{F_{jk}}{\bar{F}_{jk}} (\pi_j^s - \pi_k^s)$$

Assim, quanto maior for o valor da relação F_{jk} / \bar{F}_{jk} , menor será a diferença $\pi_j^s - \pi_k^s$, e vice-versa. Ou seja, barras adjacentes que tenham níveis de carregamento semelhantes, terão suplementações também semelhantes. Entretanto, barras que tenham circuitos a elas conectadas com nível de carregamento mais elevadas terão maiores suplementações.

A equação (5-10) é alterada empiricamente para amplificar a contribuição do nível de carregamento dos circuitos no processo de minimização, resultando em:

(5-11)

$$\min \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^{n_b} F_{jk}^C (\pi_j^s - \pi_k^s)$$

em que

$$F_{jk}^C = \left(\frac{F_{jk}}{\lambda \bar{F}_{jk}} \right)^\xi$$

$\lambda \in \{0,1\}$, para levar em consideração um valor percentual de \bar{F}_{jk} a partir do qual é aplicado o fator empírico ξ .

O desenvolvimento desta formulação considerará então:

- $\lambda = 0,8$
- $\xi = 1$, caso $F_{jk} \leq \lambda \bar{F}_{jk}$
- $\xi = 3$, caso contrário.

Estes valores empíricos de λ foram definidos com o objetivo de manter o sinal do fluxo definido por F_{jk} , na ponderação calculada por F_{jk}^C , mas amplificando esta relação quando $F_{jk} > \lambda \bar{F}_{jk}$.

Ou seja, quando o fluxo em determinado circuito for superior a 80% de sua capacidade, a relação entre o fluxo e sua capacidade é elevada a três, ou a unidade, caso contrário.

O uso de determinado elemento do sistema devido a uma injeção marginal no sentido contrário ao fluxo predominante receberá um incentivo em termos de uma menor contribuição para o ajuste da tarifa. Este incentivo diminui à medida que o elemento se torna mais carregado. Quando o fluxo de potência neste elemento for maior que $\lambda \bar{F}_{jk}$, sua contribuição para o ajuste da remuneração torna-se maior.

Assim, o processo de minimização se resume em:

(5-12)

$$\min \quad M^T \pi^s$$

em que

(5-13)

$$M^T \pi^s = \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{\substack{k=1 \\ k \in \Omega_j}}^{n_b} (F_{jk}^C) (\pi_j^s - \pi_k^s) = [F^C]^T [E^T \pi^s]$$

ou

(5-14)

$$M^T \pi^s = (EF^C)^T \pi^s$$

Como o objetivo é que esta tarifa suplementar π^s resulte nas receitas suplementares R_g^s e R_c^s , têm-se:

(5-15)

$$R_g^s = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^{sg} \bar{P}_b)$$

$$R_c^s = \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^{sc} D_b)$$

Ou, em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} R_G^S \\ R_C^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{P}_1 & \dots & \bar{P}_j & \dots & \bar{P}_b & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \dots & 0 & D_1 & \dots & D_j & \dots & D_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \pi_1^{sg} \\ \vdots \\ \pi_b^{sg} \\ \pi_1^{sc} \\ \vdots \\ \pi_b^{sc} \end{bmatrix}$$

Ou seja

$$R^S = A\pi^s$$

Entretanto, para se utilizar o modelagem quadrática, o problema de minimização é definido por:

$$\min \frac{1}{2} (\pi^s)^T (EF^C)^T (\pi^s)$$

ou seja

(5-16)

$$\min \frac{1}{2} (\pi^s)^T Q (\pi^s)$$

sujeito a

$$A\pi^s = R^S$$

em que Q é uma matriz diagonal tendo elementos na diagonal iguais aos elementos do vetor M , definido por:

(5-17)

$$M = EF^C$$

Adicionalmente, são definidas as condições de contorno para as variações de π^s , atribuindo valores máximos e mínimos para estas suplementações:

$$\begin{aligned} \pi_G^{sl} &\leq \pi_b^{sg} \leq \pi_G^{su} \\ \pi_d^{sl} &\leq \pi_b^{sc} \leq \pi_d^{su} \end{aligned}$$

Os valores iniciais de π^{sg} e π^{sc} podem ser definidos por S^G e S^C , calculados pela equação (5-5), já que estes valores satisfazem a restrição $A\pi^s = R^S$.

É importante a definição de limites nos valores das variáveis de interesse, π_b^{sc} e π_b^{sg} . Isto implica em não se atribuir acentuadamente tarifas suplementares apenas para um pequeno grupo de barras. Estes limites superior (π^{su}) e inferior (π_l^{sl}) podem ser definidos como um valor percentual de S^G e S^C , respectivamente, para a suplementação das tarifas marginais. Quanto maior for este valor percentual, maior é a diferença dos valores dos ajustes nas tarifas das barras. É sugerido e considerado nesta tese que o valor mínimo seja zero, pois isto implica em que uma ou mais barras do sistema tenham suplementação nula, o que corresponde à não incidência de selo nas tarifas suplementadas destas barras.

Finalmente:

(5-18)

$$\pi_b^g = \pi_b^m + \pi_b^{sg}$$

$$\pi_b^c = \pi_b^m + \pi_b^{sc}$$

e, conseqüentemente,

(5-19)

$$\sum_{b=1}^{n_b} (\pi_b^g \bar{P}_b + \pi_b^c D_b) = R_T$$

CAPÍTULO 6 - ESTUDO DE CASOS SIMULADOS

6.1 EXEMPLO NUMÉRICO DE SEIS BARRAS

Esta seção apresenta, passo a passo, como calcular as tarifas nodais pelo método marginal, conforme descrito na Seção 4.3, assim como os resultados obtidos com a aplicação dos métodos de suplementação para estas tarifas nodais, descritos na Seção 5.2, usando um sistema de seis barras como exemplo ilustrativo.

Primeiro, são apresentados detalhes de todos os passos para se calcular as tarifas marginais. Em seguida, a suplementação é calculada para se obter os valores de tarifas ajustados, usando os métodos de suplementação já descritos.

6.1.1 SISTEMA DE TRANSMISSÃO UTILIZADO

A Figura 6.1 apresenta o sistema de transmissão utilizado, os fluxos de potência, os valores de demanda, assim como os valores de despacho e de capacidade para os geradores (entre parêntesis). O despacho é utilizado para definir os fluxos, enquanto que a capacidade é utilizada para calcular os encargos devidos a cada gerador. Estes valores estão em MW.

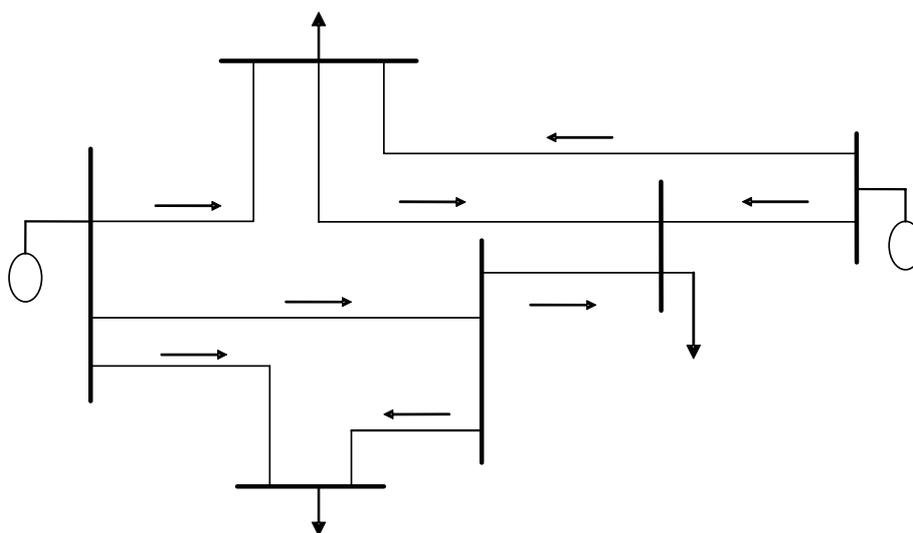


Figura 6.1 - Sistema teste de seis barras utilizado

A Tabela 6.1 resume os dados da rede utilizada como exemplo, em que r_{km} e x_{km} estão em %, c_{km} está expresso em R\$, e \bar{f}_{km} em MW.

Tabela 6.1 – Dados do sistema do exemplo de 6 barras

linha	r_{km}	x_{km}	c_{km}	\bar{f}_{km}
1-2	1.4	10.4	140	70
2-3	1.2	9.1	120	23
3-4	0.9	6.1	80	90
4-5	0.8	4.5	160	50
5-1	1.6	13.1	130	50
2-4	0.7	7.5	90	50
6-1	1.3	8.8	100	60
5-6	1.0	7.0	180	77

Os parâmetros gerais usados para calcular as tarifas ajustadas são:

- Receita total: $R_T = \text{R\$ } 1000,00$.
- Receita devida aos geradores: ($R_g = 30\%R_T$).
- Carregamento crítico nos transformadores e linhas: 80% de sua capacidade nominal. Assim, $\lambda = 0.8$.
- Barra 3 como referência.
- Valores limites de suplementação:
 - $\pi_G^{sl} = 0$
 - $\pi_G^{su} = 1,2S^G$
 - $\pi_d^{sl} = 0$
 - $\pi_d^{su} = 1,2S^C$

6.1.2 MATRIZ SENSIBILIDADE E FLUXO DE POTÊNCIA DC

A Tabela 6.2 contém os valores da matriz incidência, em que as linhas desta matriz correspondem as barras do sistema, exceto a barra de referência, enquanto que as colunas são referentes as linhas. As linhas do sistema na forma matricial estão representadas na seqüência definida na Tabela 6.1.

Tabela 6.2 – Matriz E

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

A Tabela 6.3 contém os valores da matriz diagonal de susceptância, em que as linhas e colunas são referentes a cada linha do sistema.

Tabela 6.3 – Matriz B

$$\begin{bmatrix} 0.0944 & & & & & & & & \\ & 0.1080 & & & & & & & \\ & & 0.2154 & & & & & & \\ & & & 0.0752 & & & & & \\ & & & & 0.1112 & & & & \\ & & & & & 0.1604 & & & \\ & & & & & & 0.1400 & & \\ & & & & & & & 0.1322 & \end{bmatrix}$$

A Tabela 6.4 apresenta os resultados do fluxo de potência em cada linha do sistema, calculado a partir dos valores da matriz de sensibilidades, em que as linhas desta matriz correspondem às linhas do sistema, enquanto que as colunas são referentes às barras, exceto a de referência adotada, e das injeções líquidas em cada barra.

Tabela 6.4 – Vetor $F = \beta P$ (MW)

$$\begin{bmatrix} 57.71 \\ -23.77 \\ 76.23 \\ -32.29 \\ -35.11 \\ 21.48 \\ -47.18 \\ 2.82 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.602 & -0.085 & 0.043 & 0.436 & 0.521 \\ 0.417 & 0.514 & 0.244 & 0.366 & 0.392 \\ -0.583 & -0.486 & -0.756 & -0.634 & -0.608 \\ -0.398 & -0.085 & 0.043 & -0.564 & -0.479 \\ -0.247 & -0.053 & 0.026 & 0.271 & 0.004 \\ 0.185 & 0.401 & -0.201 & 0.071 & 0.129 \\ -0.151 & -0.032 & 0.016 & 0.166 & 0.517 \\ -0.151 & -0.032 & 0.016 & 0.166 & -0.483 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 140 \\ -60 \\ 100 \\ -130 \\ 0 \\ -50 \end{bmatrix}$$

6.1.3 TARIFAS NODAIS OBTIDAS COM MÉTODO MARGINAL

6.1.3.1 CONTRIBUIÇÕES ÀS TARIFAS NODAIS

A Tabela 6.5 contém as contribuições para o cálculo das tarifas em cada barra definido pela equação (4-11), devidas a cada linha do sistema, ou seja, as contribuições para o somatório em cada barra:

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \beta_{c,b}$$

Tabela 6.5 – Contribuições para as tarifas marginais (R\$/MW)

circuito	barra				
	1	2	4	5	6
1-2	1.203	-0.170	0.085	0.873	1.043
2-3	-2.175	-2.681	-1.272	-1.908	-2.045
3-4	-0.518	-0.432	-0.672	-0.564	-0.540
4-5	1.275	0.272	-0.136	1.804	1.532
5-1	0.643	0.137	-0.069	-0.704	-0.011
2-4	0.333	0.722	-0.362	0.127	0.233
6-1	0.252	0.054	-0.027	-0.276	-0.862
5-6	-0.353	-0.075	0.038	0.386	-1.127

A Tabela 6.6 contém o vetor das tarifas obtidas com o método marginal por barra.

Tabela 6.6 – Vetor das tarifas marginais $(\pi^m)^T$ (R\$/MW)

$$[0.66 \quad -2.17 \quad 0.00 \quad -2.41 \quad -0.26 \quad -1.76]$$

6.1.3.2 CONTRIBUIÇÕES DOS FATORES DE PERDAS

A Tabela 6.7 contem o vetor dos fatores de perdas, segundo a equação (3-30).

Tabela 6.7 – Vetor dos fatores de perdas $(\varphi)^T$ (MW/MW)

$$[0.00512 \quad -0.00274 \quad 0.00000 \quad -0.00498 \quad 0.00046 \quad -0.00034]$$

A Tabela 6.8 contem o vetor das tarifas obtidas com o método marginal por barra, mas incorporando os fatores de perdas, segundo a equação (4-20):

$$\pi_b^m = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c}{f_c} \beta_{c,b} (1 + \varphi_b)$$

Tabela 6.8 – Vetor das tarifas marginais $(\pi^m)^T$ com fatores de perdas (R\$/MW)

$$[0.67 \quad -2.16 \quad 0.00 \quad -2.40 \quad -0.26 \quad -1.76]$$

A Tabela 6.9 resume os valores de encargos por barra.

Tabela 6.9 – Contribuições para R^m (R\$)

barra	Encargos
1	134.00
2	129.60
3	0.00
4	312.00
5	0.00
6	88.00
Total	663.60

6.1.4 SUPLEMENTAÇÃO ATRAVÉS DE SELO

As tarifas nodais são suplementadas de modo a se obter a receita total R_T , usando uma parcela aditiva às tarifas calculadas na seção anterior, aplicando a equação (5-5).

A Tabela 6.10 resume os valores obtidos para o selo a ser aplicado as tarifas marginais dos geradores e cargas.

Tabela 6.10 – Encargos com tarifas marginais (R\$)

R_g^m	R_c^m	R_g	R_c	R_g^s	R_c^s
134.00	529.60	300.00	700.00	166.00	170.40

A Tabela 6.11 contem os valores de selo a serem adicionados às tarifas marginais, nas barras de geração e de carga, respectivamente..

Tabela 6.11 – Valores de S^g e S^c (R\$/MW)

S^g	S^c
0.46	-0.71

A Tabela 6.12 resume os valores das tarifas finais, conforme definido na equação (5-6).

Tabela 6.12 – Valores de π^m e π_b (R\$/MW)

barra	π_b^m	S^g	S^c	$\pi_b = \pi_b^m + S^{g,c}$
1	0.67	0.46		1.13
2	-2.16		-0.71	-2.87
3	0.00	0.46		0.46
4	-2.40		-0.71	-3.11
5	-0.26		-0.71	-0.97
6	-1.76		-0.71	-2.47

Tabela 6.13 – Suplementação com selo - Contribuições para R_T (R\$)

barra	Encargo
1	226.22
2	172.20
3	73.78
4	404.30
5	0.00
6	123.50
Total	1000.00

6.1.5 SUPLEMENTAÇÃO USANDO MÉTODO PROPOSTO

São apresentados nesta seção os resultados do cálculo da suplementação, utilizando método de minimização quadrática.

Conforme equações (5-16) e (5-17), o problema se resume a

$$\min \frac{1}{2}(\pi^s)^T Q(\pi^s)$$

sujeito a

$$A\pi^s = R^S$$

$$\pi_G^{sl} \leq \pi_b^{sg} \leq \pi_G^{su}$$

$$\pi_d^{sl} \leq \pi_b^{sc} \leq \pi_d^{su}$$

em que Q é uma matriz diagonal tendo elementos na diagonal iguais aos elementos do vetor M , definido por:

$$M = EF^C$$

Os valores destes vetores estão apresentados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Vetores usadas no processo de minimização (MW)

a) Vetores F , $\lambda\bar{F}$ e F^C

Vetor F	Vetor $\lambda\bar{F}$	Vetor F^C
$\begin{bmatrix} 57.71 \\ -23.77 \\ 76.23 \\ -32.29 \\ -35.11 \\ 21.48 \\ -47.18 \\ 2.82 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 56.0 \\ 18.4 \\ 72.0 \\ 40.0 \\ 40.0 \\ 40.0 \\ 48.0 \\ 61.6 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1.095 \\ -2.155 \\ 1.187 \\ -0.807 \\ -0.878 \\ 0.537 \\ -0.983 \\ 0.046 \end{bmatrix}$

b) Vetor $M = \mathbf{E}F^C$

$$\begin{bmatrix} 2.96 \\ -2.71 \\ 3.34 \\ -2.53 \\ -0.02 \\ -1.03 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.095 \\ -2.155 \\ 1.187 \\ -0.807 \\ -0.878 \\ 0.537 \\ -0.983 \\ 0.046 \end{bmatrix}$$

c) Matriz A

$$\left[\begin{array}{cccccc|cccccc} 200 & 0 & 160 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 60 & 0 & 130 & 0 & 50 \end{array} \right]$$

Os valores limites para a variação de π^s são definidos como sendo 20% dos valores obtidos S^c e S^g , respectivamente. Estes valores estão resumidos na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Limites do processo de minimização (R\$/MW)

limite	geração	carga
π^{sl}	0.000	-0.852
π^{su}	0.553	0.000

Os valores da Tabela 6.16 são um resumo do processo iterativo de minimização quadrática, usando pontos interiores, em que o μ é o parâmetro de barreira logarítmica.

Tabela 6.16 – Resultados do processo de minimização

iter	μ	π^s (R\$/MW)						primal	dual
		1	2	3	4	5	6	min	max
1	0.2066193	-0.46	-0.66	-0.46	-0.76	-0.57	-0.67	4.66	-2.38
2	0.0900458	-0.45	-0.55	-0.46	-0.84	-0.29	-0.60	4.01	2.50
3	0.0196465	-0.44	-0.52	-0.47	-0.85	-0.11	-0.60	3.86	3.59
4	0.0037132	-0.41	-0.51	-0.52	-0.86	-0.05	-0.59	3.83	3.78
5	0.0006844	-0.39	-0.51	-0.54	-0.86	-0.02	-0.59	3.82	3.81
6	0.0001243	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	-0.01	-0.59	3.81	3.81
7	0.0000224	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	0.00	-0.59	3.81	3.81
8	0.0000040	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	0.00	-0.59	3.81	3.81
9	0.0000007	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	0.00	-0.59	3.81	3.81
10	0.0000001	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	0.00	-0.59	3.81	3.81
11	0.0000000	-0.38	-0.51	-0.55	-0.86	0.00	-0.59	3.81	3.81

As tarifas nodais suplementadas (π) obtidas do processo de minimização, apresentados na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Valores de π_b^m , π_b^s e π_b (R\$/MW)

barra	π^m	π^s	$\pi = \pi^m + \pi^s$
1	0.67	-0.38	1.05
2	-2.16	-0.51	-2.67
3	0.00	-0.55	0.55
4	-2.39	-0.86	-3.25
5	-0.26	0.00	-0.26
6	-1.76	-0.59	-2.35

A Tabela 6.18 resume as contribuições para os encargos totais, conforme definido na equação (5-19).

Tabela 6.18 – Suplementação com minimização - Contribuições para R_T (R\$)

barra	Encargos
1	211.00
2	160.49
3	88.48
4	422.51
5	0.00
6	117.52
Total	1000.00

6.1.6 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

6.1.6.1 RESULTADOS COM PARÂMETROS DE REFERÊNCIA

A Tabela 6.19 contém os resultados para os parâmetros utilizados como referência, contidos na Tabela 6.1, para a suplementação considerando o selo, e também os obtidos do processo de minimização quadrática.

Tabela 6.19 – Resultados obtidos sem alterar capacidades de linhas (R\$/MW)

barra	π^m	selo		proposto	
		π^s	π	π^s	π
1	0.67	0.46	1.13	0.39	1.06
2	-2.16	-0.71	-2.87	-0.51	-2.67
3	0.00	0.46	0.46	0.55	0.55
4	-2.39	-0.71	-3.11	-0.86	-3.25
5	-0.26	-0.71	-0.97	0.26	0.00
6	-1.76	-0.71	-2.47	-0.59	-2.35

Analisando os resultados contidos nesta tabela, constata-se que:

- As tarifas suplementares são diferenciadas no método proposto. Isto não ocorre caso se utilize a suplementação utilizando o método do selo, com suplementação igual entre os geradores e as cargas.
- Quando comparando os valores de π^s das barras 1 e 3, obtidos com o dos método proposto, constata-se que a suplementação atribuída à barra 3 é maior que a definida para a barra 1, em função do nível de carregamento maior que o nível de carregamento das linhas próximas à barra 1, como pode ser constatado pelos valores do vetor M na Tabela 6.14b.

6.1.6.2 RESULTADOS REDUZINDO CAPACIDADE DE UMA LINHA

Como análise de sensibilidade, foram simuladas mudanças nos limites de algumas linhas para comparação com os resultados contidos na Tabela 6.19.

Foi simulada a redução do limite da linha entre as barras 1 e 2. O valor utilizado como referência foi de 70MW, mas este valor foi reduzido para 50MW, para considerar uma sobrecarga neste circuito, com fluxo de 57,7MW, conforme os fluxos visualizados na Figura 6.1.

Para evitar que os resultados obtidos com o método marginal fossem alterados com esta mudança no limite de carregamento da linha, conforme pode ser constatado na equação (4-20), o valor do custo desta linha foi alterado para R\$100, mantendo a relação C_c/\bar{f}_c inalterada. Com este procedimento, apenas as suplementações nas tarifas seriam alteradas.

Os resultados das simulações estão resumidos na Tabela 6.20, para a suplementação considerando o selo, e também os obtidos do processo proposto.

Tabela 6.20 – Resultados obtidos reduzindo capacidade da linha 1-2 (R\$/MW)

barra	π^m	selo		proposto	
		π^s	π	π^s	π
1	0.67	0.46	1.13	0.56	1.23
2	-2.16	-0.71	-2.87	-0.47	-2.63
3	0.00	0.46	0.46	0.34	0.34
4	-2.39	-0.71	-3.11	-0.86	-3.25
5	-0.26	-0.71	-0.97	0.26	0.00
6	-1.76	-0.71	-2.47	-0.64	-2.40

A redução da capacidade da linha entre as barras 1 e 2 implica em aumentar o grau de carregamento na barra 1. Comparando os resultados obtidos nesta seção, que contempla redução na capacidade de transporte desta linha, com os valores de referência e listados na Tabela 6.19, constata-se que:

- A tarifa suplementar na barra 1 aumentou de 0,39 R\$/MW para 0,56R\$/MW. Como o valor de R_g não muda, conforme pode ser constatada na equação (5-2), a receita a ser recebida do gerador na barra 3 é reduzida de 0,55 R\$/MW para 0,34 R\$/MW. Este resultado está coerente com o objetivo proposto de intensificar a suplementação do agente que se conecta numa área com circuitos mais próximos de seus respectivos limites.

6.1.6.3 RESULTADOS AUMENTANDO CAPACIDADE DE UMA LINHA

Outra simulação realizada foi aumentando o limite de carregamento da linha entre as barras 2 e 3, que no caso de referência estava sobrecarregada. O valor de referência é 23MW, para um fluxo de potência de 23,8MW. Este valor foi alterado para 46MW. De forma semelhante a seção anterior, o valor do custo desta linha foi alterado para R\$240, para manter inalterada a relação C_c/\bar{f}_c .

Os resultados das simulações estão resumidos na Tabela 6.21, para a suplementação considerando o selo, e também os obtidos do processo proposto.

Tabela 6.21 – Resultados obtidos aumentando capacidade da linha 2-3 (R\$/MW)

barra	π^m	selo		proposto	
		π^s	π	π^s	π
1	0.67	0.46	1.13	0.56	1.23
2	-2.16	-0.71	-2.87	-0.58	-2.74
3	0.00	0.46	0.46	0.34	0.34
4	-2.39	-0.71	-3.11	-0.86	-3.25
5	-0.26	-0.71	-0.97	0.26	0.00
6	-1.76	-0.71	-2.47	-0.51	-2.27

Comparando os resultados obtidos nesta seção que contempla redução no limite de uma determinada linha, com os obtidos em 6.1.6.1, constata-se que:

O aumento da capacidade da linha entre as barras 2 e 3 implica em diminuir o grau de carregamento na barra 3. Comparando os resultados obtidos nesta seção, que contempla aumento na capacidade de transporte desta linha, com os valores de referência e listados na Tabela 6.19, constata-se que:

- A tarifa suplementar na barra 3 diminuiu de 0,55 R\$/MW para 0,34R\$/MW. Como o valor de R_g não muda, conforme pode ser constatada na equação (5-2), a receita a ser recebida do gerador na barra 1 é aumentada de 0,39 R\$/MW para 0,56 R\$/MW. Este resultado está coerente com o objetivo proposto de intensificar a suplementação do agente que se conecta numa área com circuitos mais próximos de seus respectivos limites.

6.1.7 CONSTATAÇÃO GERAL

As tarifas suplementares em cada barra são diferenciadas no método proposto. Isto não ocorre caso se utilize a suplementação utilizando o método do selo, com suplementação igual entre os geradores e as cargas. A suplementação no método proposto é função do nível de carregamento das linhas próximas à barra em análise. Os resultados obtidos estão coerentes com os objetivos definidos para o cálculo da suplementação.

6.2 ESTUDO DE CASO

Foi desenvolvido um software em ambiente Windows, para simular tarifas de uso do sistema elétrico brasileiro. A Figura 6.2 lustra uma das janelas deste programa computacional, contendo os valores a serem utilizados nesta simulação.

São apresentados, a seguir, os resultados obtidos para o sistema elétrico brasileiro, utilizando-se os dados utilizados no cálculo e homologação das tarifas de uso do sistema de transmissão atualmente em vigor¹, mas calculadas segundo a formulação descrita nesta tese.

¹ Estes dados estão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br).

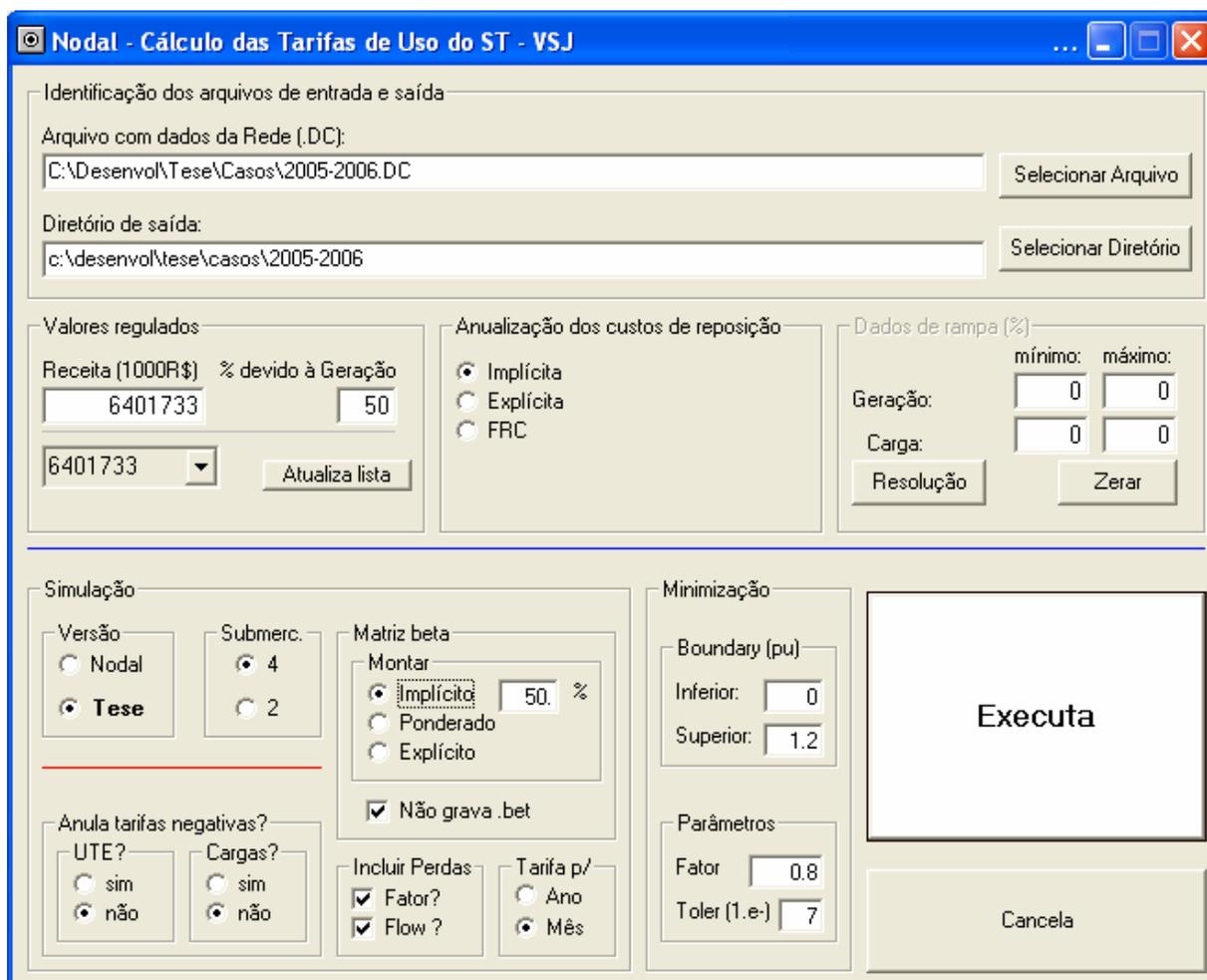


Figura 6.2 – Interface gráfica desenvolvida para o cálculo das tarifas

6.2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema brasileiro apresenta um parque gerador predominantemente hidráulico (85% da capacidade instalada e 90% da energia média produzida), com usinas localizadas em diferentes bacias hidrológicas. Devido à diversidade hidrológica, este sistema de transmissão deve ser robusto o suficiente para permitir a transferência de grandes blocos de energia.

Como consequência disso, a rede de transmissão brasileira é formada por mais de 80 mil quilômetros de linhas entre 765 kV e 230 kV, com uma capacidade instalada de geração em 2004 de 85 GW. Este sistema, assim como o previsto como expansão, está apresentado na Figura 6.3.

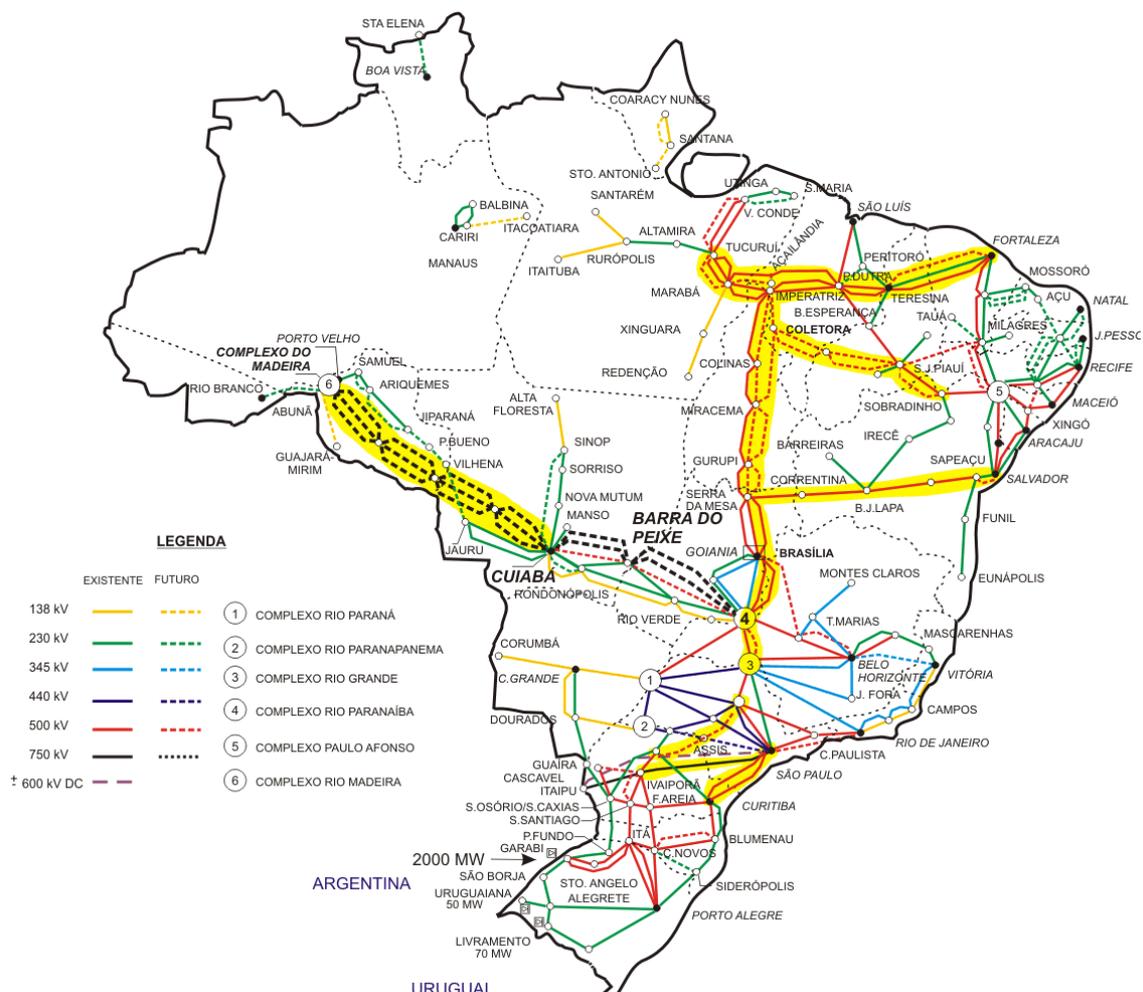


Figura 6.3 – Sistema elétrico brasileiro

As figuras a seguir apresentam resultados qualitativos para os métodos analisados, onde as tarifas são apresentadas de forma ilustrativa de acordo com a localização geográfica, nas barras de geração do sistema brasileiro.

Cada figura contém um código de cores para identificar os valores das tarifas máxima, média e mínima, para cada conjunto de valores apresentado. Os valores das tarifas aqui mostrados estão em R\$/kW.mês, que é a unidade usada atualmente no setor elétrico.

6.2.2 MÉTODO MARGINAL SEM FATORES DE PERDAS

A Figura 6.4 apresenta uma ilustração gráfica das tarifas marginais sem considerar fatores de perdas, para as barras de geração, usando a equação (4-11).

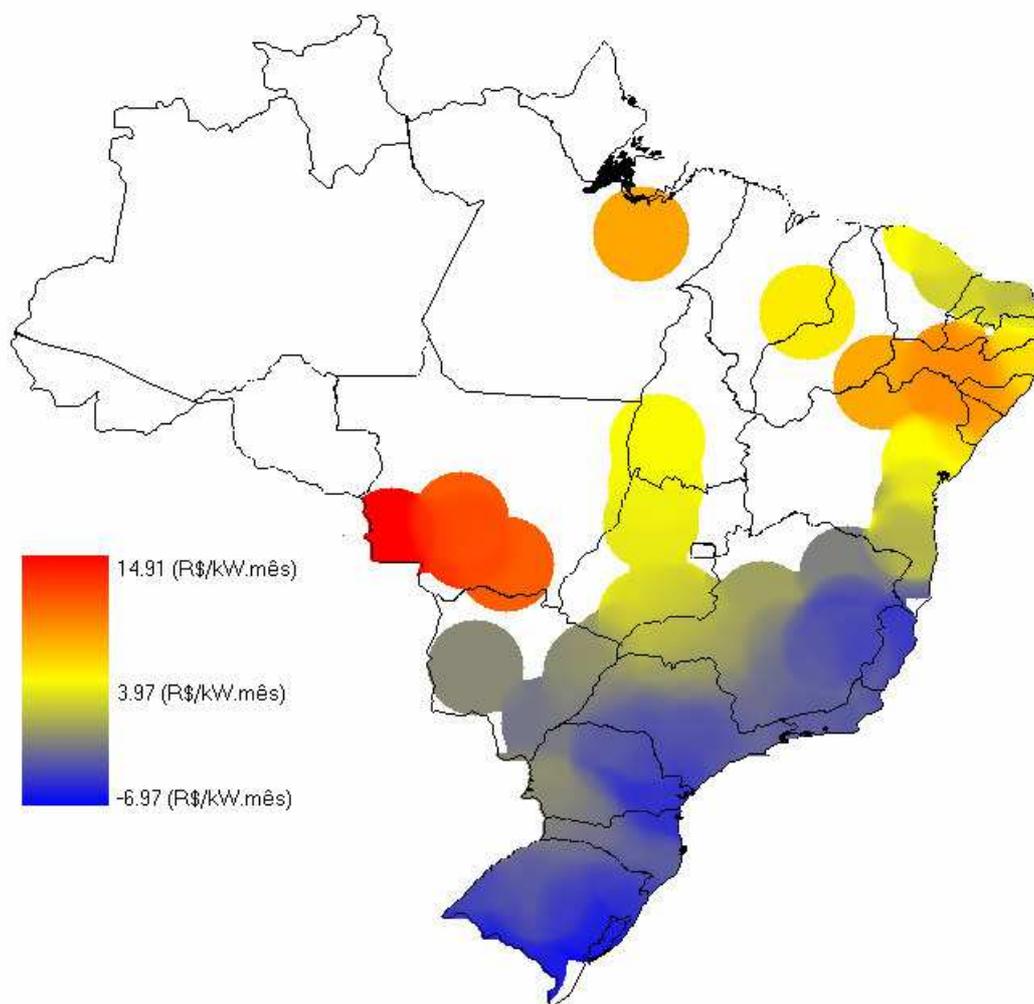


Figura 6.4 – Tarifas obtidas com método marginal sem fatores de perdas

Constata-se que as tarifas marginais dos geradores variam em função da localização eletrogeográfica de cada barra de geração, com menores valores em grandes centros de carga.

A região no entorno da UHE Sobradinho e UHE Paulo Afonso, ambas no nordeste, estando em um centro de geração com baixa densidade de carga, têm uma maior tarifa marginal. Os geradores localizados na região centro-oeste também têm tarifas maiores que as outras regiões.

Os geradores da região sudeste, por se localizarem numa região com alta densidade de carga têm menores valores de tarifas.

6.2.3 CONTRIBUIÇÕES DOS FATORES DE PERDAS

É visualizada na Figura 6.5 a contribuição dos fatores de perdas nas tarifas marginais, segundo o ajuste utilizado na equação (4-20), ou seja, o produto $\varphi_b \pi_b^m$.

Como pode ser visto nesta figura, os fatores de perdas têm diferentes contribuições por barra, ressaltando as barras localizadas na região centro-oeste, em que, para os dados utilizados nesta simulação, têm maiores fatores de perdas. Destaca-se a pequena ordem de grandeza desta parcela, mas contendo valores positivos ou negativos.

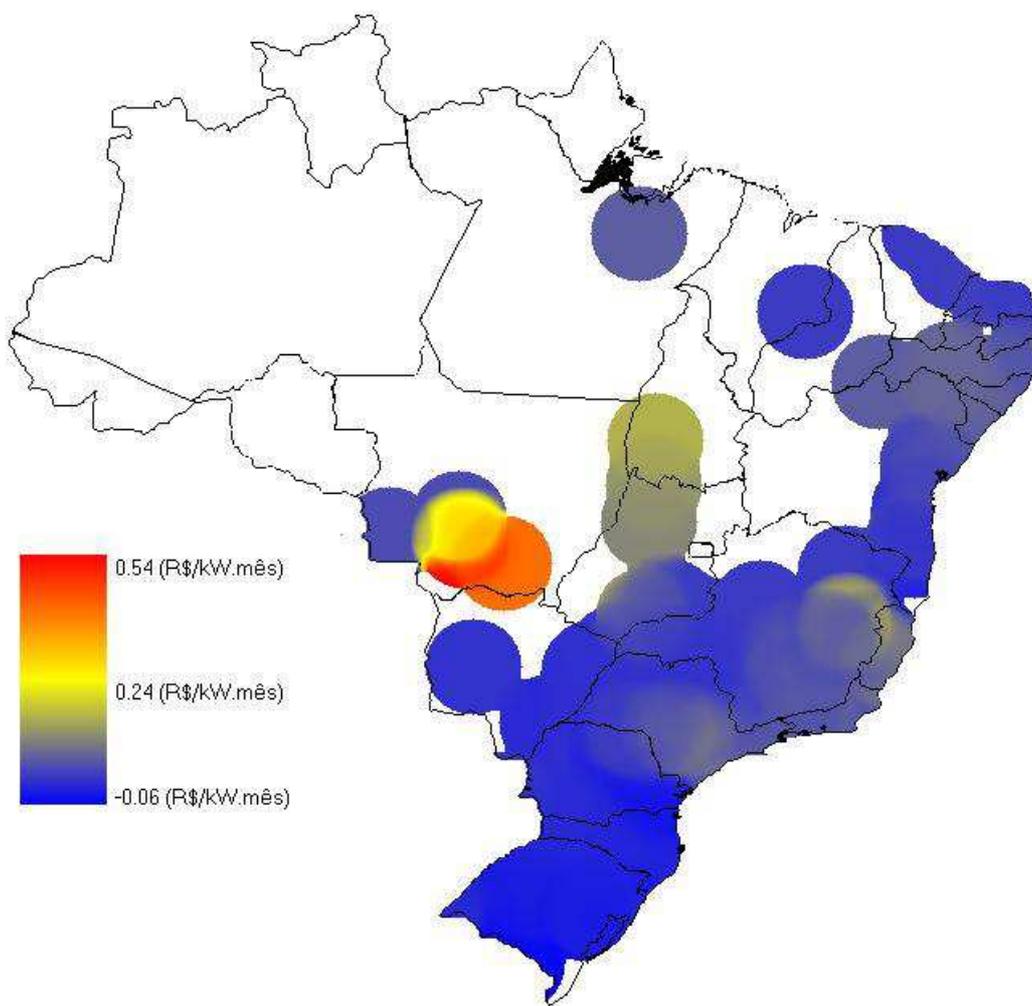


Figura 6.5 - Contribuições dos fatores de perdas no cálculo das tarifas marginais

6.2.4 MÉTODO MARGINAL COM FATORES DE PERDAS

É visualizada na Figura 6.6 uma ilustração das tarifas marginais com ajustes nos fatores de perdas, segundo o ajuste utilizado na equação (4-20), ou seja, o produto $\pi_b^m (1 + \varphi_b)$.

Como pode ser visto nesta figura, os fatores de perdas não alteram a sinalização locacional das tarifas marginais, quando comparado com os valores obtidos na Seção 6.2.2 - Figura 6.4.

Apenas alteram os maiores e menores valores das tarifas, acentuando os encargos dos geradores que resultam em maior uso da rede elétrica, por provocarem mais perdas na rede elétrica, e vice-versa.

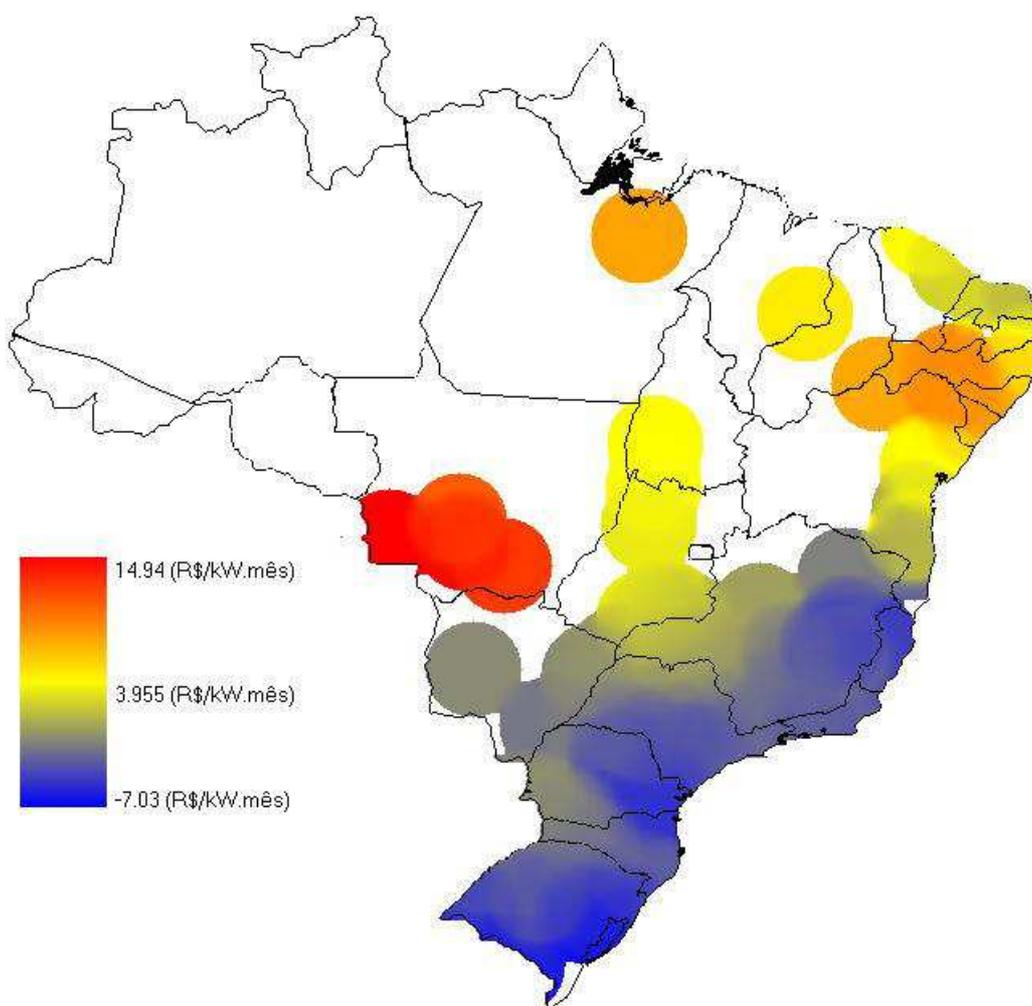


Figura 6.6 - Tarifas marginais considerando fatores de perdas

6.2.5 TARIFAS MARGINAIS COM SUPLEMENTAÇÃO POR SELO

É visualizado na Figura 6.7, os valores das tarifas marginais suplementadas com o método do selo, obtidos com a equação (5-6), ou seja, $\pi_b = \pi_b^m + S$.

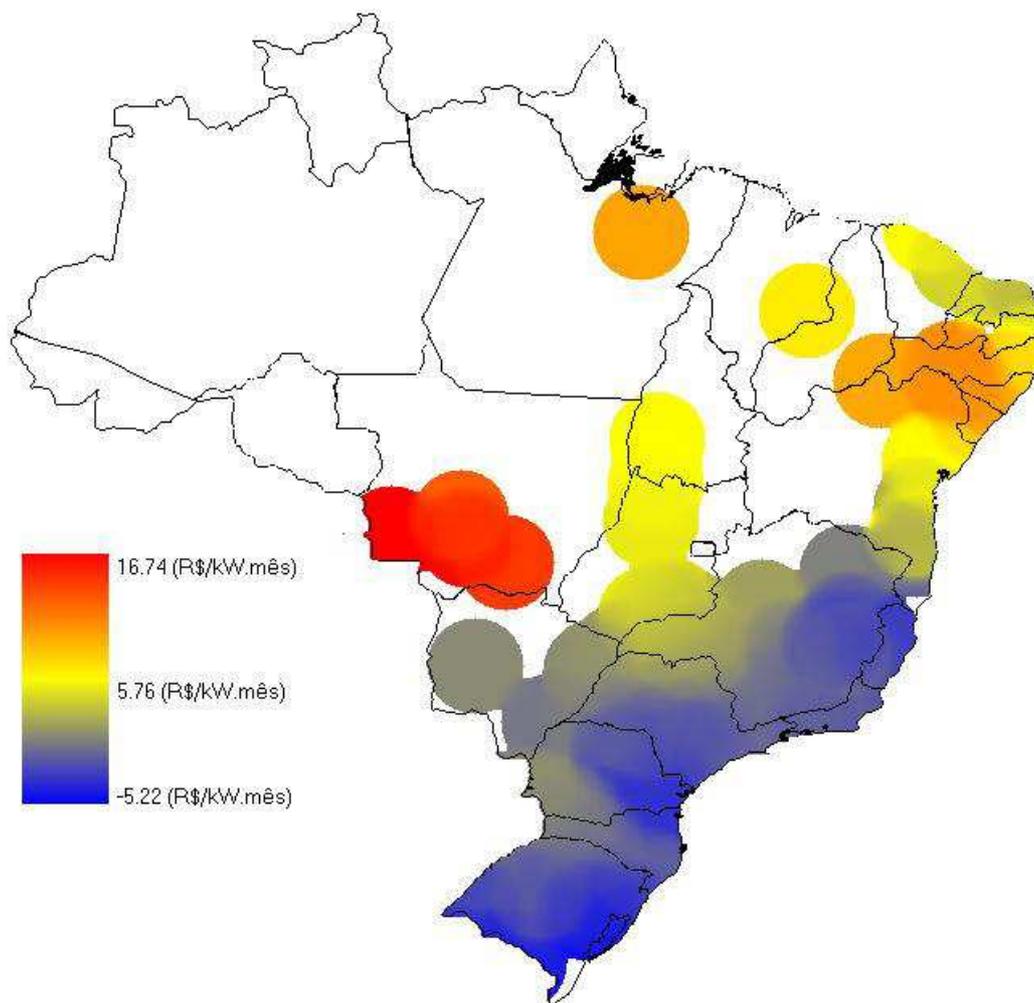


Figura 6.7 - Tarifas suplementadas com o método do selo

Constata-se que este método não altera a sinalização locacional das tarifas marginais, alterando apenas o limite inferior e superior, deslocado pela parcela de selo, que nesta simulação é de cerca de 1,80 R\$/kW.mês.

6.2.6 GRAU DE CARREGAMENTO EM CADA BARRA DE GERAÇÃO

É visualizado na Figura 6.8 uma ilustração geográfica do nível de carregamento por barra (MW/MW), definido na equação (5-17), a ser utilizado na definição das suplementações utilizando o método de minimização quadrático.

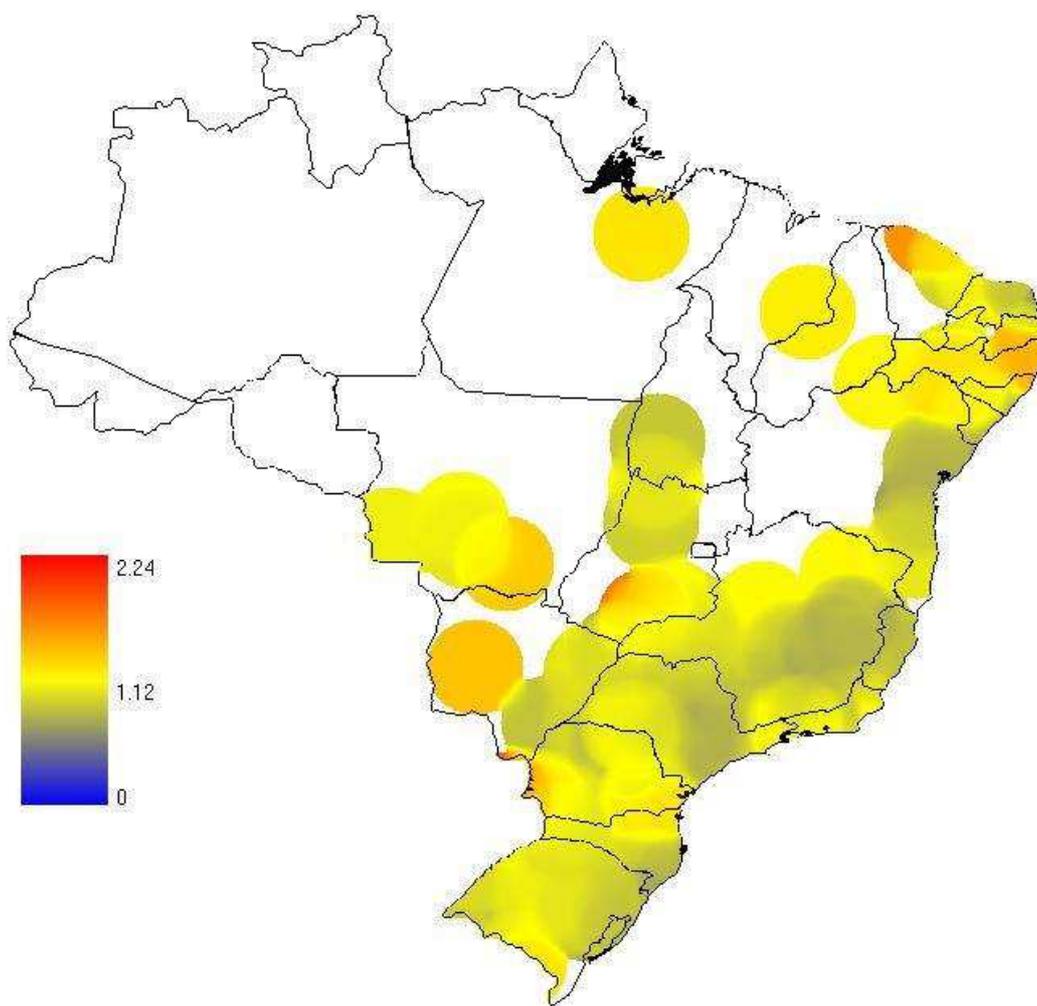


Figura 6.8 - Ilustração geográfica do vetor M

6.2.7 TARIFAS MARGINAIS SUPLEMENTADAS COM MÉTODO PROPOSTO

É visualizado na Figura 6.9 o ajuste feito nas tarifas nodais obtido com a equação (5-16), utilizando minimização quadrática.

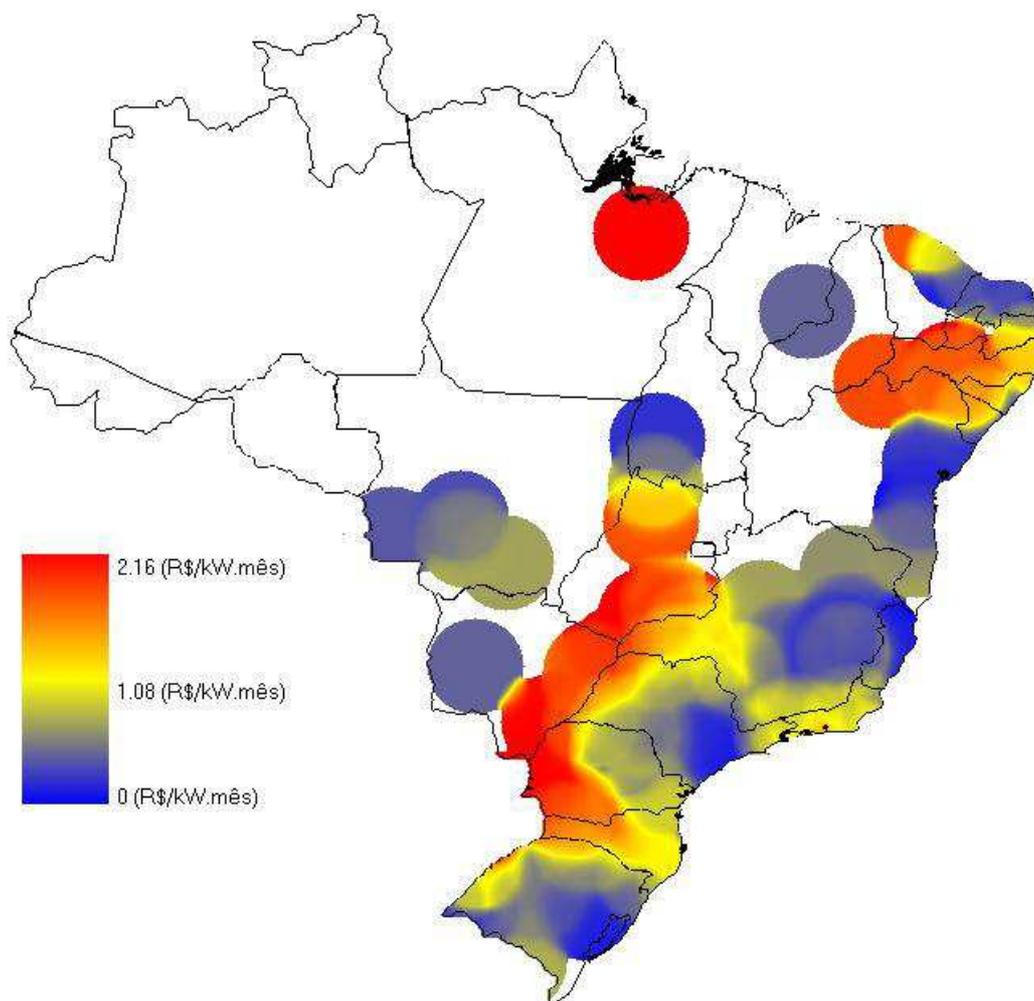


Figura 6.9 – Suplementação utilizando minimização quadrática

Constata-se que os valores de suplementação são diferenciados em cada barra, e coerentes com o nível de carregamento dos circuitos nas proximidades desta barra, apresentado na Figura 6.8. Este método resulta em uma diversificação nos valores de suplementação.

Este método resulta em valores de suplementação coerentes. Isto pode ser constatado quando visualizados as suplementações na região centro-oeste e nos estados da Paraíba, Pernambuco,

Alagoas, nordeste de Minas Gerais e litoral do Rio Grande do Sul, para a distribuição geográfica do nível de carregamento apresentado na Figura 6.8.

A Figura 6.10 apresenta as tarifas suplementadas através da equação (5-18), utilizando minimização quadrática.

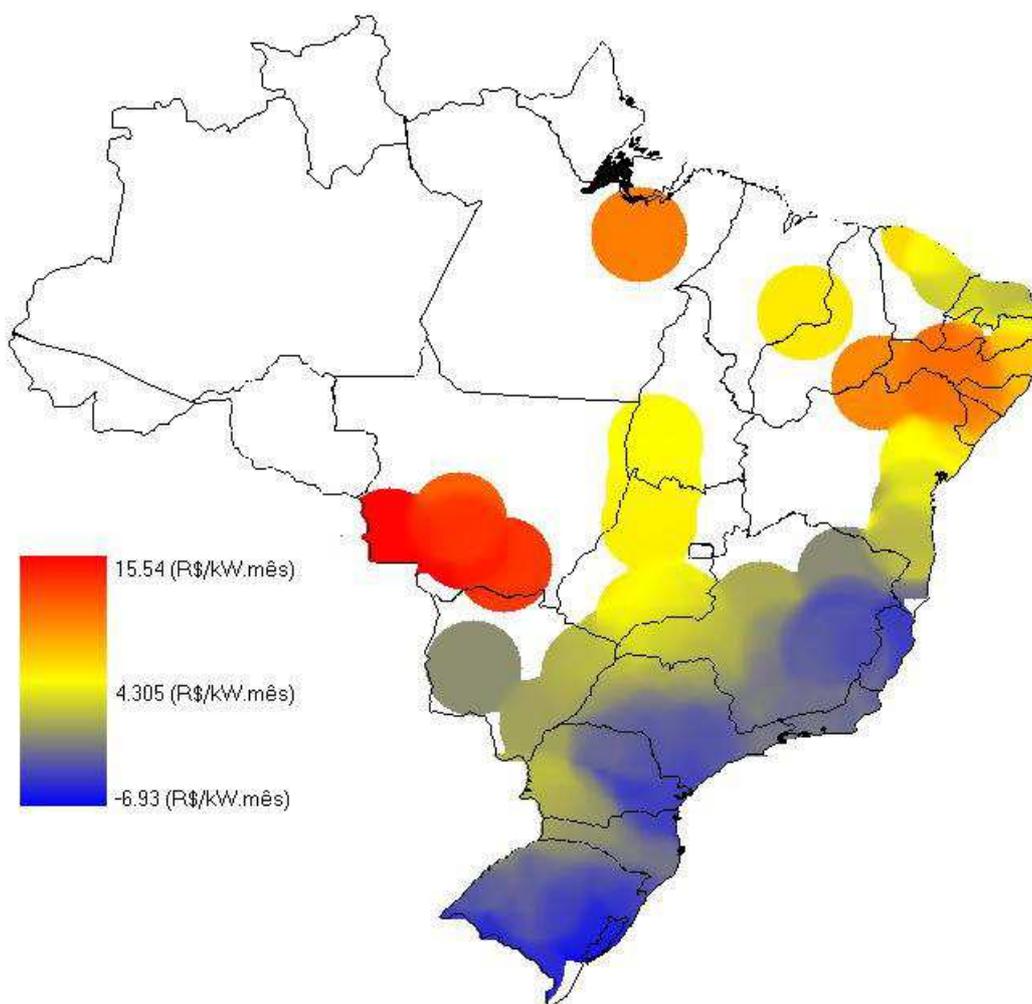


Figura 6.10 – Tarifas suplementadas utilizando minimização quadrática

6.2.8 TARIFAS SUPLEMENTADAS EM ALGUMAS REGIÕES

Esta seção apresenta as suplementações obtidas com o ajuste quadrático para algumas regiões do Brasil, que tenham concentração de usinas. As figuras contêm uma distribuição geográfica do nível de carregamento por barra, assim como a suplementação pelo método quadrático.

6.2.8.1 ESTADO DE SÃO PAULO

É visualizado na Figura 6.11 uma ilustração geográfica do nível de carregamento por barra (MW/MW), enquanto que na Figura 6.12 é visualizada a suplementação nas tarifas marginais.

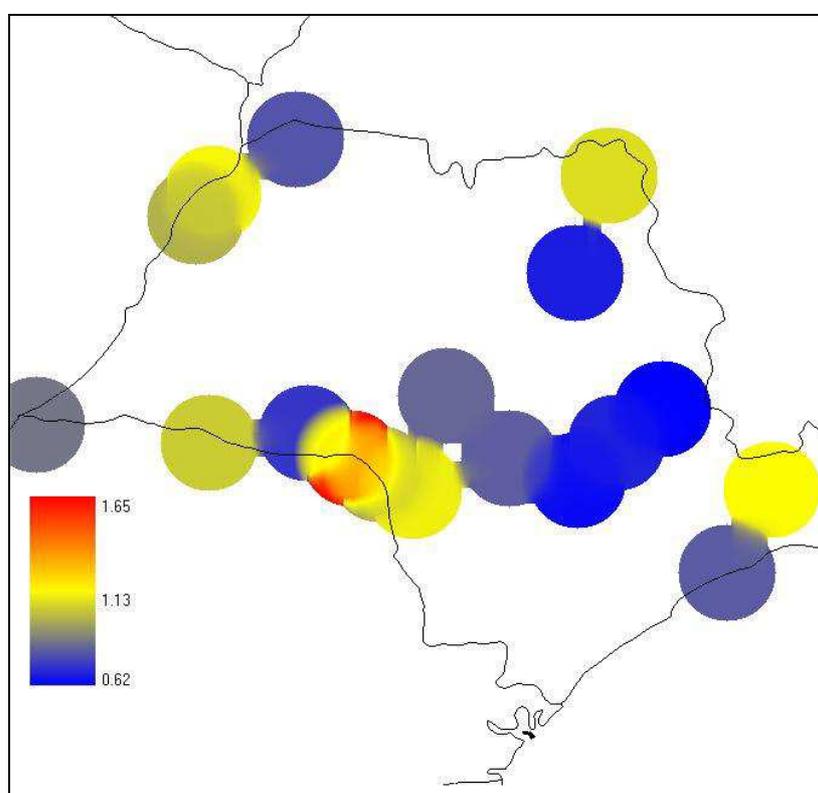


Figura 6.11 – Ilustração geográfica do vetor M no Estado de São Paulo

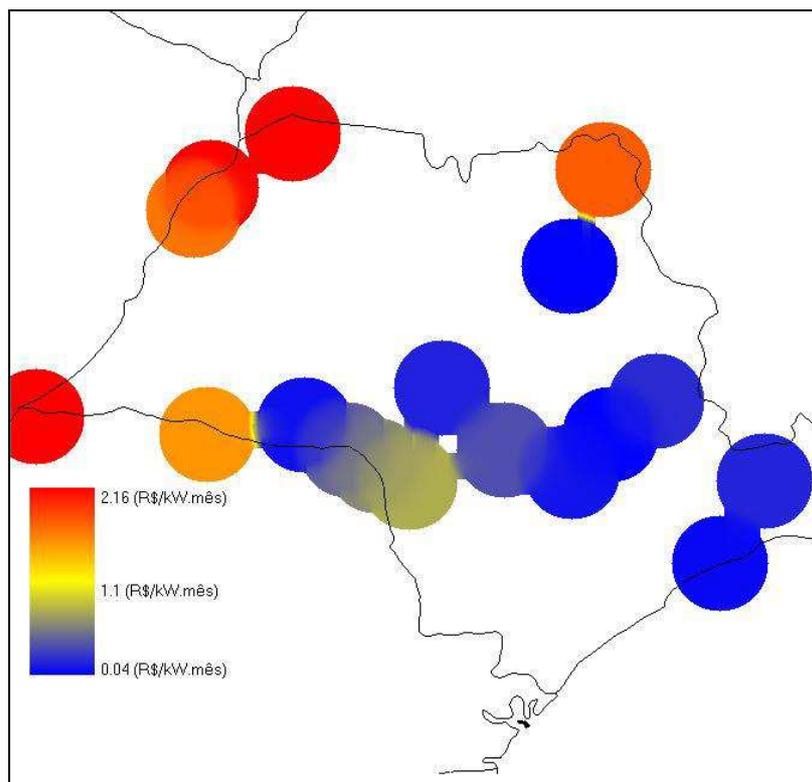


Figura 6.12 – Suplementação utilizando minimização quadrática – São Paulo

Constata-se a coerência entre o nível de carregamento dos circuitos nas proximidades das barras, e os valores das suplementações.

6.2.8.2 ESTADO DE MINAS GERAIS

É visualizado na Figura 6.13 uma ilustração geográfica do nível de carregamento por barra (MW/MW), enquanto que na Figura 6.14, é visualizada a suplementação nas tarifas marginais.

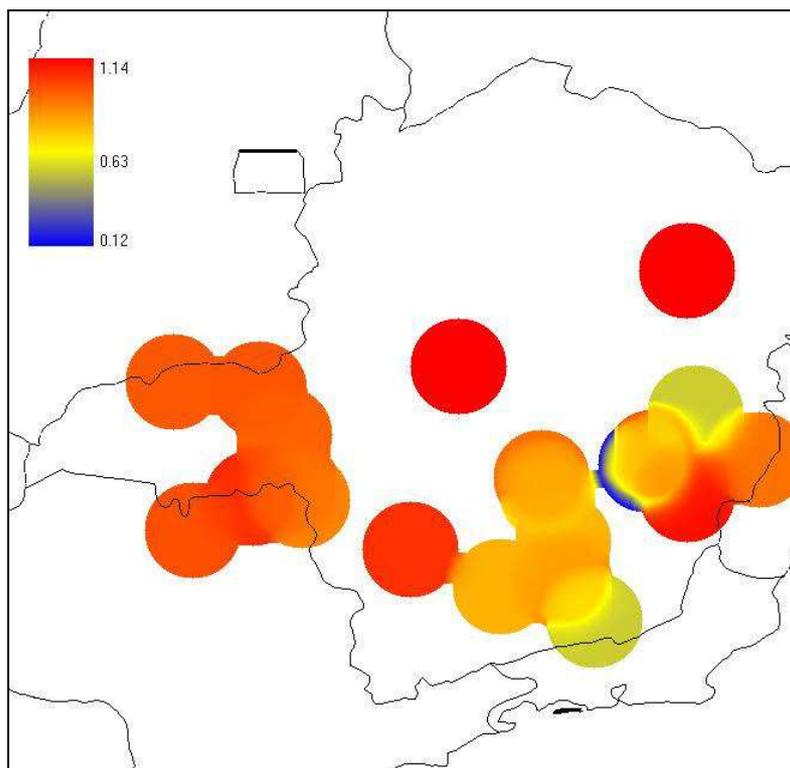


Figura 6.13 – Ilustração geográfica do vetor M no Estado de Minas Gerais

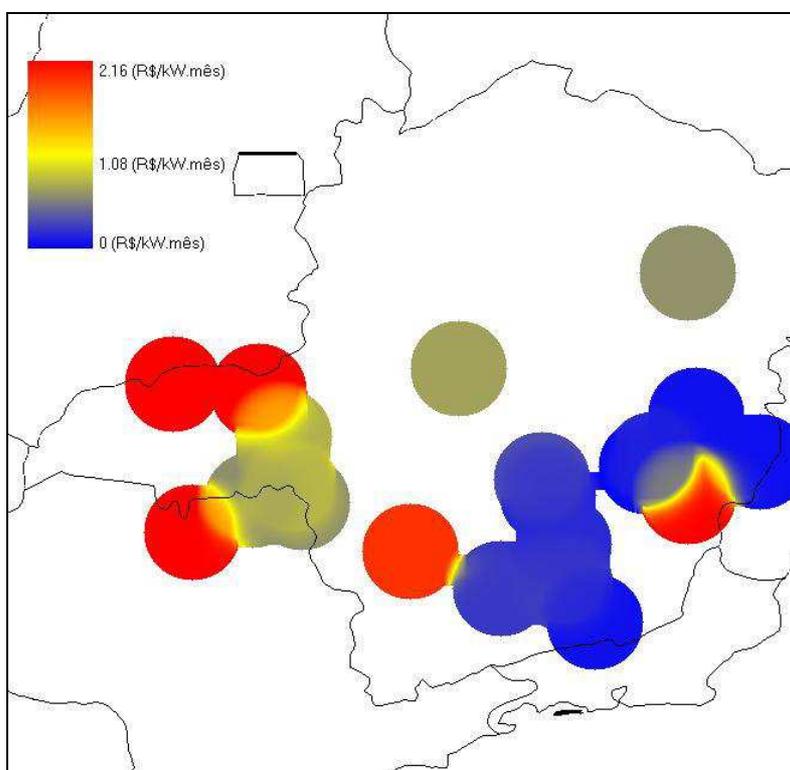


Figura 6.14 – Suplementação utilizando minimização quadrática – Minas Gerais

Constata-se a coerência entre o nível de carregamento dos circuitos nas proximidades das barras das usinas, e os valores das suplementações atribuídas as tarifas marginais.

6.2.8.3 REGIÃO NORDESTE

É visualizado na Figura 6.15 uma ilustração geográfica do nível de carregamento por barra (MW/MW), enquanto que na Figura 6.16, é visualizada a suplementação feita nas tarifas marginais.

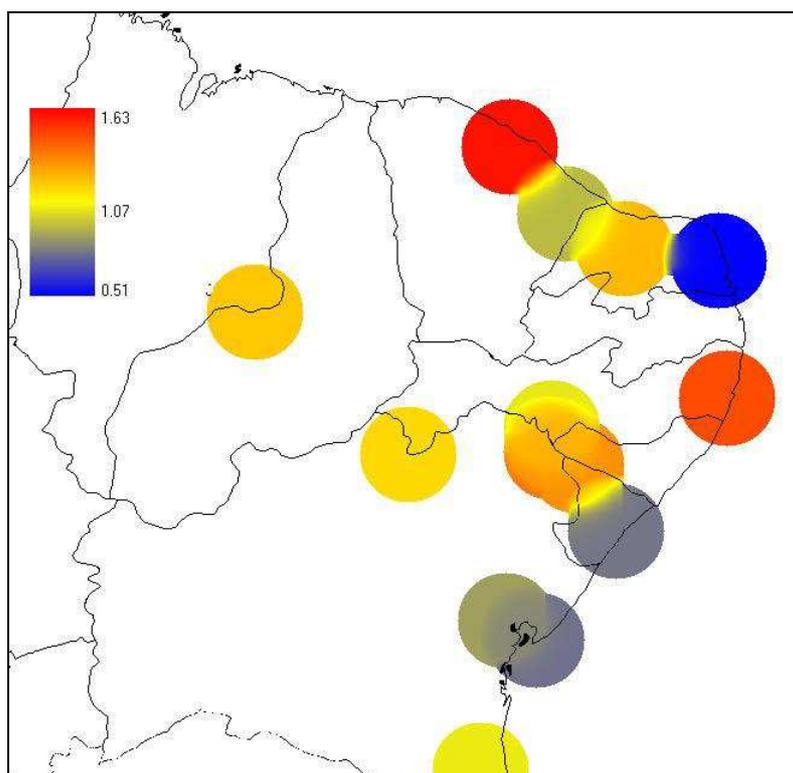


Figura 6.15 – Ilustração geográfica do vetor M na Região Nordeste

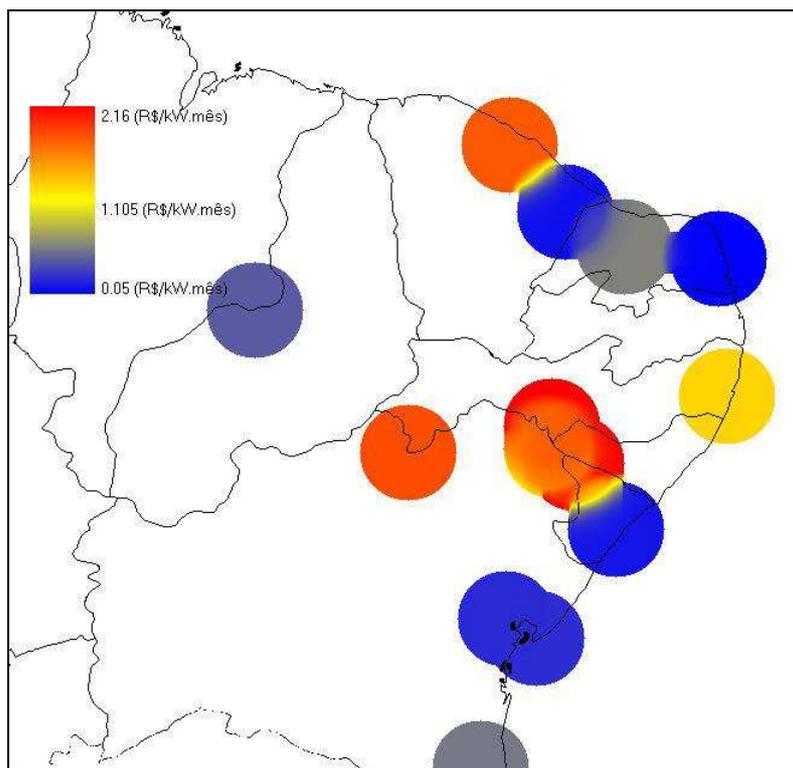


Figura 6.16 – Suplementação utilizando minimização quadrática – Região Nordeste

Constata-se mais uma vez, a coerência entre o nível de carregamento dos circuitos nas proximidades das barras, e os valores das suplementações das tarifas marginais.

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

Esta tese descreveu detalhes de um método para calcular tarifas nodais de uso do sistema de transmissão, baseado nos custos da expansão do sistema de transmissão. A contribuição desta tese foi detalhar um método marginalista para cálculo de tarifas de uso, a proposta de incorporar fatores de perdas devidas a uma injeção marginal de potência, além de apresentar um procedimento para cálculo da suplementação necessária quando se utiliza um método marginal. As principais conclusões estão descritas a seguir.

7.1 TARIFAS OBTIDAS COM O MÉTODO MARGINAL

Os resultados numéricos mostraram que áreas predominantemente de geração tiveram maiores tarifas marginais atribuídas aos geradores. Regiões com alta concentração de carga tiveram menores tarifas marginais. Assim, as tarifas marginais em cada barra são influenciadas pelo balanço carga/geração da região em que ela está conectada.

7.2 CONTRIBUIÇÃO DOS FATORES DE PERDAS

A inclusão dos fatores de perdas no cálculo das tarifas marginais contribuem para acentuar as tarifas marginais dos geradores que provocam maiores perdas. Aqueles geradores, cuja geração adicional tendem a reduzir as perdas na rede elétrica, tiveram uma redução nas tarifas obtidas apenas com o método marginal. Constata-se também que a ordem de grandeza desta variação foi pequena quando comparada com os valores obtidos com o método marginal, mas tendo valores positivos e negativos.

7.3 SUPLEMENTAÇÃO DAS TARIFAS OBTIDAS COM O MÉTODO MARGINAL

As tarifas nodais calculadas com o método marginal foram suplementadas por valores nodais diferenciados, e não através de parcela aditiva igual para todas as barras, para obter a remuneração total esperada para os investimentos realizados no sistema de transmissão, utilizando procedimento de minimização.

7.4 CONSTATAÇÕES

Os valores obtidos com estes métodos foram comparados com os obtidos com o método do selo. Constata-se que a suplementação diferenciada é mais adequada, por resultar em maiores encargos para os geradores que demandam maiores reforços no sistema de transmissão, em função de sua localização numa região com circuitos a esta conectados mais próximos de seus limites de carregamento. Quanto mais próximo do limite estiverem os circuitos no entorno de determinado gerador, maior é a suplementação da tarifa marginal deste gerador.

Ao se adotar como valor mínimo, uma suplementação nula para as tarifas marginais, está sendo considerada implicitamente a não aplicação de selo para ajuste nas tarifas obtidas com uma formulação marginal, evitando a aplicação de subsídio cruzado, induzindo a um rateio mais justo entre os agentes usuários do sistema de transmissão.

A suplementação obtida através do método de suplementação via método de otimização resulta em valores coerentes com o objetivo já descrito, ou seja, diferenciado em função do nível de carregamento dos circuitos, com uma diversificação nos valores de suplementação. Convém destacar que o valor da receita que se pretende obter com a aplicação das tarifas de uso não se altera em nenhuma das etapas deste cálculo. O que varia é a forma de ratear esta receita pré-determinada.

Assim, é proposto o cálculo das tarifas de uso considerando as três parcelas visualizadas na Figura 7.1, destacando a contribuição de cada uma destas parcelas na definição destas tarifas.

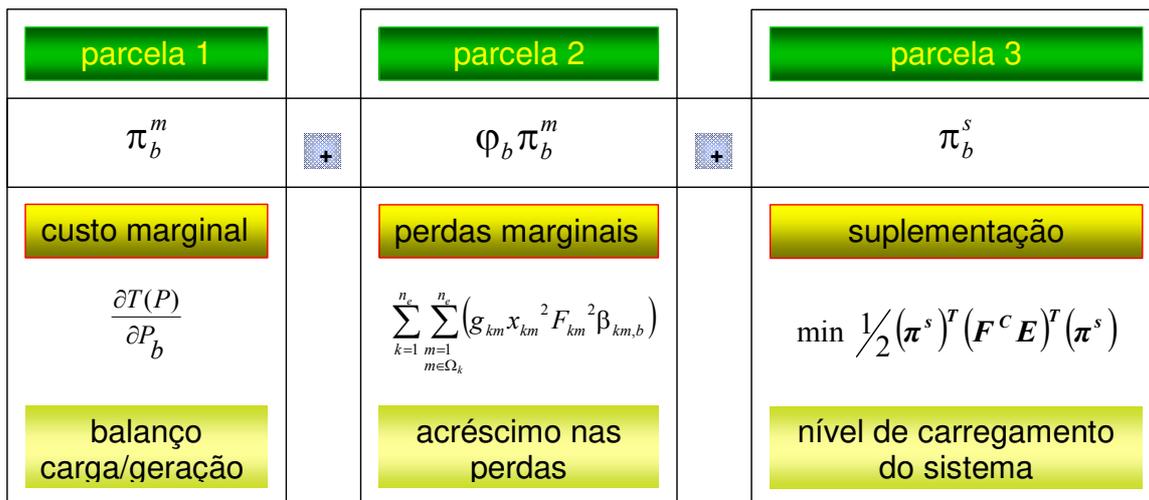


Figura 7.1 – Parcelas que compõem as tarifas de uso do sistema de transmissão

Os beneficiários do método apresentado nesta tese são aqueles usuários do sistema de transmissão que estejam conectados em um local em que o sistema tenha circuitos pouco carregados, não demandando expansão da rede elétrica, uma vez que estes pagarão menos pelo uso desta rede, devido a uma menor suplementação das tarifas marginais.

7.5 TRABALHOS PUBLICADOS

O método de cálculo apresentado nesta tese foi apresentado em seminários, destacando-se os seguintes artigos:

1. AZEVEDO, A.H.F., TEIXEIRA, J.C., JESUS, V.S., “Análise da Metodologia de Cálculo das Tarifas Nodais do Sistema Brasileiro”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Outubro 1999.
2. JESUS, V.S., MOTA, W.S., "Tarifação de Uso do Sistema de Transmissão", IX Encontro Regional Latino Americano da CIGRÉ - ERLAC, Foz do Iguaçu, Maio 2001.
3. JESUS, V.S., MOTA, W.S., "Tarifação de Uso do Sistema de Transmissão", IEEE/PES T&D Latin America, São Paulo, Novembro 2004.
4. JESUS, V.S., MOTA, W.S., "Tarifação de Uso do Sistema de Transmissão", XI Encontro Regional Latino Americano da CIGRÉ - ERLAC, Ciudad Del Este, Maio 2005.
5. JESUS, V.S., TEIXEIRA, J.C., “Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Histórico de Análises”, XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Outubro 2005.
6. JESUS, V.S., TEIXEIRA, J.C., “Transmission Charging in Brazil – Historical of Analyses”, CIGRÉ Session 2006, Paris, Setembro 2006.

BIBLIOGRAFIA

- ANEEL, "Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos". Nota Técnica 003/1999-SRT/ANEEL, Brasília, 1999.
- AUMANN, R.J., SHAPLEY, L.S., "Values of Non-Atomic Games". Princeton University Press. 1974.
- ASANO, H., OKADA, K., TANIGUCHI, H., TAKAHASHI, K., "Electric Transmission Costing And Pricing In Japan: Increased Competition And The Proposed Rules", Paper 38-202, *Cigré Committee 38: Session 1998*, August 1998.
- BAJI, V.T., ASHOK, S., "Wheeling Power - A Case Study in India", *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 20, No. 5, pp.333-336, 1998.
- BAKIRTZIS, A. G., "Aumann-Shapley Transmission Congestion Pricing", *IEEE Power Engineering Review*, pp. 67-69, March 2001.
- BARAN, M.E., BANUNARAYANAN, V., GARREN, K.E., "A Transaction Assessment Method for Allocation of Transmission Services", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 920-928, August 1999.
- BAUGHMAN, M.L., SIDDIQI, S.N., ZARNIKAU, J.W., "Advanced Pricing in Electrical Systems, Part I: Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 489-495, February 1997.
- BIALEK, J., "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", *paper 493-7 PWRS*, IEEE Summer Meeting, 1996
- BIALEK, J., "Tracing the Flow of Electricity", *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution.*, Vol. 143, No. 4, pp. 313-320, July 1996.
- BIALEK, J., "Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 749-754, August 1998
- CALVIOU, M.C., DUNNETT, R.M., PLUMPTRE, P.H., "Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods", *Proceedings Power System Computation Conference*, Avignon, France, pp. 385-391, 1993.

- CARAMANIS, M.C., BOHN, R.E., SCHWEPPE, F.C., "The Cost of Wheeling and Optimal Wheeling Rates", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 1, No. 1, pp. 63-73, February 1986.
- CARPENTER, T.J., LUSTIG, I.J., MULVEY, J.M., SHANNO, D.F., "Separable Quadratic Programming via a Primal-Dual Interior Point Method and Its Use in a Sequential Procedure", *ORSA Journal on Computing*, Vol. 5, No. 2, pp. 182-191, Springer 1993.
- CIGRÉ TF-38.04.03, "Methods and Tools for Transmission Costs", 1995.
- COOKE, A.J., JOHNSTON, J.E., O'SULLIVAN, J.W., MELO, A.C.G., MARZANO, L.G.B., "Using Embedded Cost Recovery Methodologies to Provide Efficient Transmission Pricing Signals", *Cigré Committee 38*, Paper 37-206, 2000.
- EINHORN, M., SIDDIQI, R., "Electricity Transmission Pricing and Technology", *Kluwer Academic Publishers*, 1996.
- EL-KEIB, A.A., MA, X., "Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, pp. 559-565, May 1997.
- FARMER, E.D., CORY, B.J., PERERA, B.L.P.P., "Optimal Pricing of Transmission and Distribution Services in Electricity Supply", *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 142, No. 1, pp. 1-8, January 1995.
- FARMER, E.D., CORY, B.J., PERERA, B.L.P.P., "Optimal Pricing of Transmission Services: Application to Large Power Systems", *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 142, No. 3, pp. 263-268, May 1995.
- FERRERO, R.W., SHAHIDEHPOUR, S.M., RAMESH, V.C., "Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, pp. 1340-1347, August 1997.
- FERRERO, R.W., RIVERA, J.F., SHAKIDEHPOUR, S.M., "Application of Games with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Power Tools", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 1, pp. 184-189, February 1998.
- FILHO, X.V., MARZANO, L.G., OJEDA, J., GRANVILLE, S., GORENSTIN, B.G., MELO, A.C.G., MELLO, J.C.O., PEREIRA, M.V.F., "Efficient Pricing Schemes in Competitive

- Environments using Cooperative Game Theory", *Proceedings Power System Computation Conference*, Trondheim, Norway, pp. 244-250, 1999.
- GOLDFARB, D., LIU, S., "An $O(n^3L)$ Primal Interior Point Algorithm for Convex Quadratic Programming", *Mathematical Programming*, Vol. 49, pp. 325-340, 1991.
- GONDZIO, J., "Presolve Analysis of Linear Programs Prior to Applying an Interior Point Method", *Inform's Journal on Computing*, Vol. 9, No. 1, pp. 73-81, Winter 1997.
- GRANVILLE, S., "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp 136-146, February 1994.
- HAPP, H.H. "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 147-156, February 1994.
- HEILBRONN, B., BRUEL, P., PHARABOD, E., "An Approach to the Remuneration of Electricity Transmission Service", *Cigré Committee 37, Tokyo Meeting*, May 1995.
- HOGAN, W.W., "Using Mathematical Programming for Electricity Spot Pricing", *First Joint International Symposium*, London, July 1995.
- ISHIKIDA, T., VARAIYA, P.P., "Pricing of Electric Power under Uncertainty: Information and Efficiency", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 884-890, May 1995.
- JONARD, F., SMEERS, Y., BRUEL, P., HEILBRONN, B., "Wheeling Costs: an Economic Analysis Illustrated by Short Term and Long Term Simulation", *paper 23-02-0287 IEEE/KTH*, Stockholm, pp. 692-697, June 1995.
- JUAN Z., HUGH R., "Tarificación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos", VII SEPOPE, Curitiba, Maio 2000.
- KAYE, R.J., WU, F.F., VARAIYA, P., "Pricing for System Security", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 575-583, May 1995.
- KOVACS, R.R., LEVERETT, A.L., "A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 272-278, February 1994.

- LUSTIG, I.J., MARSTEN, R.E., SHANNO, D.F., "Computational Experience With a Primal-Dual Interior Point Method for Linear programming", *Linear Algebra and its Applications*, Vol. 152, pp. 191-222, 1991.
- MAE, "Metodologia de Cálculo dos Fatores de Perdas na Rede Básica", Dezembro 2002.
- MALGORZATA, K.; TROJANOWSKA, H. "Poland and the European Union Electricity Directive". *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.
- MARANGON LIMA, J.W., "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1409-1418, August 1996.
- MARANGON LIMA, J.W., PEREIRA, M.V.F., PEREIRA, J.L.R., "An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 971-977, May 1995.
- MERRILL, H.M., ERICKSON, B.W., "Wheeling Rates Based on Marginal-Cost Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, pp. 1445-1451, October 1989.
- MESLIER, F. "France Opens Its Electricity Market", *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.
- MONTEIRO, R.D.C., ADLER, I., "Interior Path Following Primal-Dual Algorithms. Part II: Convex quadratic Programming", *Mathematical Programming*, Vol. 44, pp. 43-66, 1989.
- MONTEIRO, R.D.C., ADLER, I., RESENDE, M.G.C., "A Polynomial-Time Primal-Dual Affine Scaling Algorithm For Linear And Convex Quadratic Programming And Its Power Series Extension", *Mathematics of Operations Research*, Vol. 15, No. 2, pp. 191-214, May 1990.
- MONTICELLI, ALCIR, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Ed. Edgard Blucher Ltda., 1983.
- MUKERJI, R., JORDAN, G.A., CLAYTON, R., HARINGA, G.E., "Computation of Spot Prices and Congestion Cost in Large Interconnected Power Systems", *GE Power Systems*, Schenectady, New York
- NGC, THE NATIONAL GRID COMPANY PLC, "Statements of Charges For Use of the Transmission System and for Connection to the Transmission System", April 1996.

- OLIVEIRA, E.J.DE, MARANGON LIMA, J.W., PEREIRA, J.L.R., "Flexible AC Transmission System Devices: Allocation and Transmission Pricing", *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 21, No. 2, pp. 111-118, February 1999.
- PALMA, R., RUDNICK, H., LIRA, HERNAN, "Penalty Factor Calculations for Marginal Pricing of Transmission Systems in a Hydroelectrical System", *IEEE/KTH*, paper 23-04-0354, Stockholm, pp. 704-709, June 1995.
- PERERA, B.L.P.P., FARMER, E.D., CORY, B.J., "Revenue Reconciled Optimum Pricing of Transmission Services", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1419-1426, August 1996.
- PEREZ-ARRIAGA, I.J., RUBIO, F.J., PUERTA, J.F., ARCELUZ, J., MARIN, J., "Marginal Pricing of Transmission Services: An Analyses of Cost Recovery", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, pp. 546-553, February 1995.
- PEREZ-ARRIAGA, I.J., RUDNICK, H., STADLIN, W.O., "International Power System Transmission Open Access Experience", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, pp. 554-565, February 1995.
- PSR, "Alocação de custos de Transmissão com Base no Uso da Rede", Artigo preparado para o Comitê de Revitalização / MME, 2002.
- RAY, C., "Transmission Service Pricing in England and Wales", *Cigré Committee 37: Tokyo Meeting*, May 1995.
- ROOS, C., TERLAKY, T., VIAL, J.-PH., "Theory and Algorithms for Linear Optimisation: an Interior Point Approach", Wiley, 1997.
- RUBIO-ODERIZ, F.J., PEREZ-ARRIAGA, I.J., "Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 448-454, February 2000.
- RUDNICK, H., PALMA, R., FERNANDEZ, J.E., "Marginal Pricing and Supplementary Cost Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 1125-1142, May 1995,

- RUDINICK, H., SOTO, M., PALMA, R., "Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing", *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 125-135, February 1999.
- SALVADERI, L. "Electric Sector Restructuring in Italy", *Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.
- SCHWARZ, J.; STASCHUS, K.; KNOP, T.; ZETTLER, K. "Overview of the European Union Electricity Directive". *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.
- SCHWEPPE, F.C., CARAMANIS, M.C., TABORS, R.D., BOHN, R.E., "Spot Pricing of Electricity". Kluwer Academic Publishers, 1988.
- SHIRMOHAMMADI, D., GRIBIK, P.R., LAW, E.T.K., MALINOWSKI, J.H., O'DONNELL, R.E., "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, pp. 1405-1413, October 1989.
- SHIRMOHAMMADI, D., RAJAGOPALAN, C., ALWARD, E.R., THOMAS, C.L., "Cost of Transmission Transactions: An Introduction", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 4, pp. 1546-1557, November 1991.
- SHIRMOHAMMADI, D., "An Engineering Perspective of Transmission Access and Wheeling", *Proceedings of the 3rd International Symposium of Specialist in Electric Operational and Expansion Planning*, Belo Horizonte, 1992
- SHIRMOHAMMADI, D., FILHO, X.V., GORENSTIN, B., PEREIRA, M.V.P., "Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing", *paper 577-7 PWRS*, IEEE Summer Meeting, 1995
- SING, H., HAO, S., PAPALEXOPOULOS, A., OBESSIS, M., "Cost Allocation in Electric Power Networks Using Cooperative Game Theory", *Proceedings Power System Computation Conference*, Dresden, Germany, pp. 802-807, 1996.
- STASCHUS, K. "German Open Access and Transmission Pricing within the European Framework" . *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.

- TABORS, R.D., "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 206-215, February 1994.
- TSUKAMOTO, Y., IYODA, I., "Allocation of Fixed Transmission Cost to Wheeling Transactions by Cooperative Game Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp. 620-629, May 1996.
- VANDERBEI, R.J., "Interior-Point Methods: Algorithms and Formulations", *ORSA Journal on Computing*, Vol. 6, No. 1, pp. 32-34, Winter 1994.
- VANDERBEI, R.J., "Linear Programming: Foundations and Extensions", *Kluwer Academic Publishers*, 1997.
- VOJDANI, A.F., IMPARATO, C.F., SAINI, N.K., WOLLEMBERG, B.F., HAPP, H.H., "Transmission Access Issues", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 41-51, February 1996.
- VOROPAI, N.I.; KUCHEROV, Y.N.; "Russian and the European Union Electricity Directive". *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, No. 4, April 2000.
- WERNERUS, J., SODER, L., "Area Price Based Multi-Area Economic Dispatch with Transmission Losses and Constraints", *paper 23-05-0377 IEEE/KTH, Stockholm*, pp. 710-715, June 1995.
- YAN, X., QUINTANA, V.H., "An Efficient Predictor-Corrector Interior Point Algorithm for Security-Constrained Economic Dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, pp.803-810, May 1997.
- YU, C.W., DAVID, A.K., "Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 503-51, February 1997.
- ZOBIAN, A., ILIE, M.D., "Unbundling of Transmission and Ancillary Services, Part II: Cost-Based Pricing Network", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, pp. 549-558, May 1997.

ANEXO A – MÉTODO DE PONTOS INTERIORES

A.1 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO

Em problemas que utilizam programação quadrática utilizando o método dos pontos interiores, com limites inferiores e superiores nas variáveis,

$$\min \quad \frac{1}{2}x^T Qx$$

sujeito a

$$Ax = b$$

$$l \leq x \leq u$$

podem ser escritos como o primal

$$\min \quad \frac{1}{2}x^T Qx$$

sujeito a

(A-1)

$$Ax = b$$

$$x - v = l$$

$$x + s = u$$

$$v, s \geq 0$$

e o correspondente dual

$$\max \quad b^T y + l^T z - u^T w - \frac{1}{2}x^T Qx$$

sujeito a

$$A^T y + z - w - Qx = 0$$

$$z, w \geq 0$$

em que l e u são os limites inferior e superior, respectivamente, x é um vetor de ordem n , b é um vetor de ordem m , e A é uma matriz de ordem $m \times n$.

Em programação quadrática, este processo de minimização terá apenas uma solução quando a matriz Q é positiva e semidefinida, e este tipo de programação é denominado como programação quadrática convexa, utilizada por VANDERBEI (1997). A matriz Q é positiva semidefinida se

$$\zeta^T Q \zeta \geq 0 \quad \text{para todo } \zeta \in \mathfrak{R}^n$$

Restrições não negativas são substituídas pelos termos da barreira logarítmica na função objetivo, resultando na função Lagrangiana:

(A-2)

$$L(x,y,v,s,z,w,\mu) = \frac{1}{2} x^T Q x - y^T (Ax - b) + w^T (x + s - u) - z^T (x - v - l) - \mu \sum_{j=1}^n (\ln(v_j) + \ln(s_j))$$

As condições de otimização de primeira ordem (ou Karush-Kuhn-Tucker) para resolver a equação (A-2) são definidas por:

(A-3)

$$\frac{\partial L}{\partial x} = Qx - A^T y - z + w = 0 \quad \Rightarrow A^T y + z - w - Qx = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial v} = -\frac{\mu}{v} + z = 0 \quad \Rightarrow Vz = \mu e$$

$$\frac{\partial L}{\partial s} = -\frac{\mu}{s} + w = 0 \quad \Rightarrow Sw = \mu e$$

$$\frac{\partial L}{\partial y} = -(Ax - b) = 0 \quad \Rightarrow Ax = b$$

$$\frac{\partial L}{\partial z} = -(x - v - l) = 0 \quad \Rightarrow x - v = l$$

$$\frac{\partial L}{\partial w} = (x + s - u) = 0 \quad \Rightarrow x + s = u$$

Portanto

(A-4)

$$Ax = b$$

$$x - v = l$$

$$x + s = u$$

$$A^T y + z - w - Qx = 0$$

$$SWe = \mu e$$

$$VZe = \mu e$$

Substituindo o novo ponto na equação (A-3):

(A-5)

$$A(x + \Delta x) = b$$

$$(x + \Delta x) - (v + \Delta v) = l$$

$$(x + \Delta x) + (s + \Delta s) = u$$

$$A^T (y + \Delta y) + (z + \Delta z) - (w + \Delta w) - Q(x + \Delta x) = 0$$

$$(S + \Delta S)(W + \Delta W)e = \mu e$$

$$(V + \Delta V)(Z + \Delta Z)e = \mu e$$

Em que e é o vetor coluna unitário e letras maiúsculas, por exemplo, V e ΔV (excluindo a matriz A), é uma matriz diagonal cujos elementos da diagonal são elementos do vetor v e Δv , respectivamente. Das equações (A-4) e (A-5):

(A-6)

$$A\Delta x = b - Ax = 0$$

$$\Delta x - \Delta v = l - x + v = 0$$

$$\Delta x + \Delta s = u - x - s = 0$$

$$A^T \Delta y + \Delta z - \Delta w - Q\Delta x = -A^T y - z + w = 0$$

$$S\Delta\Delta + W\Delta\Delta = \mu e - SWe - \Delta S\Delta We$$

$$V\Delta\Delta + Z\Delta\Delta = \mu e - VZe - \Delta V\Delta Ze$$

Os termos não lineares $\Delta S\Delta W$ e $\Delta V\Delta Z$ podem ser resolvidos aproximadamente em um passo inicial ou preditivo, resolvendo a equação (A-4) sem μ e estes termos não lineares. Neste passo, são calculados valores aproximados de $\Delta y^p, \Delta x^p, \Delta s^p, \Delta v^p, \Delta w^p, \Delta z^p$. Portanto, da equação (A-6):

$$\Delta s^p = -\Delta x^p$$

$$\Delta v^p = \Delta x^p$$

$$S\Delta w^p + W\Delta s^p = -SWe$$

$$S\Delta w^p = -W\Delta s^p - SWe = W\Delta x^p - SWe$$

$$\Delta w^p = S^{-1}W\Delta x^p - w$$

$$V\Delta z^p + Z\Delta v^p = -VZe$$

$$V\Delta z^p = -Z\Delta v^p - VZe = -Z\Delta x^p - VZe$$

$$\Delta z^p = -V^{-1}Z\Delta x^p - z$$

$$A^T \Delta y^p = \Delta w^p - \Delta z^p + Q\Delta x^p = S^{-1}W\Delta x^p - w + V^{-1}Z\Delta x^p + z + Q\Delta x^p$$

$$A^T \Delta y^p = (S^{-1}W + V^{-1}Z + Q)\Delta x^p + (z - w)$$

$$A^T \Delta y^p = D^{-1}\Delta x^p + \rho$$

$$ADA^T \Delta y^p = A\Delta x^p + AD\rho = AD\rho$$

$$\Delta y^p = (ADA^T)^{-1} AD\rho$$

$$A^T \Delta y^p = \Delta w^p - \Delta z^p + Q\Delta x^p = S^{-1}W\Delta x^p - w + V^{-1}Z\Delta x^p + z + Q\Delta x^p$$

$$A^T \Delta y^p = (S^{-1}W + V^{-1}Z + Q)\Delta x^p + (z - w)$$

$$A^T \Delta y^p = D^{-1}\Delta x^p + \rho$$

$$\Delta \mathbf{x}^p = \mathbf{D}(\mathbf{A}^T \Delta \mathbf{y}^p - \rho)$$

Portanto

(A-7)

$$\Delta \mathbf{y}^p = (\mathbf{A} \mathbf{D} \mathbf{A}^T)^{-1} \mathbf{A} \mathbf{D} \rho$$

$$\Delta \mathbf{x}^p = \mathbf{D}(\mathbf{A}^T \Delta \mathbf{y}^p - \rho)$$

$$\Delta \mathbf{s}^p = -\Delta \mathbf{x}^p$$

$$\Delta \mathbf{v}^p = \Delta \mathbf{x}^p$$

$$\Delta \mathbf{w}^p = \mathbf{S}^{-1} \mathbf{W} \Delta \mathbf{x}^p - \mathbf{w}$$

$$\Delta \mathbf{z}^p = -\mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z} \Delta \mathbf{x}^p - \mathbf{z}$$

em que

$$\mathbf{D}^{-1} = (\mathbf{S}^{-1} \mathbf{W} + \mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z} + \mathbf{Q})$$

$$\rho = \mathbf{z} - \mathbf{w}$$

Na seqüência, é feita uma correção utilizando valores aproximados para $\Delta \mathbf{S}, \Delta \mathbf{W}, \Delta \mathbf{V}, \Delta \mathbf{Z}$, para se obter aproximações para os termos não lineares no lado direito da equação (A-7).

$$\Delta \mathbf{s}^c = -\Delta \mathbf{x}^c$$

$$\Delta \mathbf{v}^c = \Delta \mathbf{x}^c$$

$$\mathbf{S} \Delta \mathbf{w}^c + \mathbf{W} \Delta \mathbf{s}^c = \mu \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{W} \mathbf{e} - \Delta \mathbf{s}^p \Delta \mathbf{w}^p \mathbf{e}$$

$$\mathbf{S} \Delta \mathbf{w}^c + \mathbf{W} \Delta \mathbf{s}^c = (\mu - \Delta \mathbf{s}^p \Delta \mathbf{w}^p) \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{W} \mathbf{e}$$

$$\mathbf{S} \Delta \mathbf{w}^c = (\mu - \Delta \mathbf{s}^p \Delta \mathbf{w}^p) \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{W} \mathbf{e} + \mathbf{W} \Delta \mathbf{x}^c$$

$$\Delta \mathbf{w}^c = \mathbf{S}^{-1} (\mu - \Delta \mathbf{s}^p \Delta \mathbf{w}^p) \mathbf{e} - \mathbf{w} + \mathbf{S}^{-1} \mathbf{W} \Delta \mathbf{x}^c = \lambda_1 - \mathbf{w} + \mathbf{S}^{-1} \mathbf{W} \Delta \mathbf{x}^c$$

$$\mathbf{V} \Delta \mathbf{z}^c + \mathbf{Z} \Delta \mathbf{v}^c = \mu \mathbf{e} - \mathbf{V} \mathbf{Z} \mathbf{e} - \Delta \mathbf{v}^p \Delta \mathbf{z}^p \mathbf{e}$$

$$\mathbf{V} \Delta \mathbf{z}^c = (\mu - \Delta \mathbf{v}^p \Delta \mathbf{z}^p) \mathbf{e} - \mathbf{V} \mathbf{Z} \mathbf{e} - \mathbf{Z} \Delta \mathbf{x}^c$$

$$\Delta \mathbf{z}^c = \mathbf{V}^{-1} (\mu - \Delta \mathbf{v}^p \Delta \mathbf{z}^p) \mathbf{e} - \mathbf{z} - \mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z} \Delta \mathbf{x}^c = \lambda_2 - \mathbf{z} - \mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z} \Delta \mathbf{x}^c$$

$$A^T \Delta y^c = \Delta w^c - \Delta z^c + Q \Delta x^c = \lambda_1 - w + S^{-1} W \Delta x^c - \lambda_2 + z + V^{-1} Z \Delta x^c + Q \Delta x^c$$

$$A^T \Delta y^c = (S^{-1} W + V^{-1} Z + Q) \Delta x^c + \lambda_1 - \lambda_2 + \rho = D^{-1} \Delta x^c + \sigma$$

$$A D A^T \Delta y^c = A D \sigma$$

$$\Delta y^c = (A D A^T)^{-1} (A D \sigma)$$

$$A^T \Delta y^c = \Delta w^c - \Delta z^c + Q \Delta x^c = \lambda_1 - w + S^{-1} W \Delta x^c - \lambda_2 + z + V^{-1} Z \Delta x^c + Q \Delta x^c$$

$$A^T \Delta y^c = D^{-1} \Delta x^c + \sigma$$

$$\Delta x^c = D (A^T \Delta y^c - \sigma)$$

Portanto, os termos de ajuste para a estimativa atual são:

(A-8)

$$\Delta y = (A D A^T)^{-1} (A D \sigma)$$

$$\Delta x = D (A^T \Delta y - \sigma)$$

$$\Delta s = -\Delta x$$

$$\Delta v = \Delta x$$

$$\Delta w = \lambda_1 - w + S^{-1} W \Delta x$$

$$\Delta z = \lambda_2 - z - V^{-1} Z \Delta x$$

em que

$$\lambda_1 = S^{-1} (\mu - \Delta s^p \Delta w^p) e$$

$$\lambda_2 = V^{-1} (\mu - \Delta v^p \Delta z^p) e$$

$$D = (S^{-1} W + V^{-1} Z + Q)^{-1}$$

$$\sigma = \rho + \lambda_1 - \lambda_2$$

$$\rho = z - w$$

Uma nova aproximação para a solução ótima é então determinada como:

(A-9)

$$\mathbf{x} = \mathbf{x} + \alpha_p \Delta \mathbf{x}$$

$$\mathbf{v} = \mathbf{v} + \alpha_p \Delta \mathbf{v}$$

$$\mathbf{s} = \mathbf{s} + \alpha_p \Delta \mathbf{s}$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{y} + \alpha_d \Delta \mathbf{y}$$

$$\mathbf{z} = \mathbf{z} + \alpha_d \Delta \mathbf{z}$$

$$\mathbf{w} = \mathbf{w} + \alpha_d \Delta \mathbf{w}$$

em que os ajustes α_p e α_d são escolhidos para preservar as condições de não negatividade das variáveis \mathbf{v} , \mathbf{s} , \mathbf{z} e \mathbf{w} . Isto é obtido, segundo VANDERBEI (1994), por:

(A-10)

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_p' = \min \left\{ \min_j \left(\frac{v_j}{-\Delta v_j}, \Delta v_j < 0 \right), \min_j \left(\frac{s_j}{-\Delta s_j}, \Delta s_j < 0 \right) \right\}, \quad j = 1, \dots, n \\ \alpha_d' = \min \left\{ \min_j \left(\frac{z_j}{-\Delta z_j}, \Delta z_j < 0 \right), \min_j \left(\frac{w_j}{-\Delta w_j}, \Delta w_j < 0 \right) \right\}, \quad j = 1, \dots, n \end{array} \right.$$

Diferentemente da modelagem linear, as variáveis primais aparecem nas restrições duais. Assim, diferentes ajustes primal e dual, α_p e α_d , respectivamente, não poderão ser utilizados, conforme LUSTIG et al (1991). Isto na prática limita os ajustes permissíveis para o mínimo valor de α_p e α_d . Portanto:

(A-11)

$$\alpha_p = \min \{1, \tau \alpha_p', \tau \alpha_d'\}$$

$$\alpha_d = \alpha_p$$

em que $\tau = 0.9995$ é escolhido para prevenir que as variáveis não negativas se aproximem muito de valores nulos.

A.2 PARÂMETRO DE BARREIRA

Um ponto crítico no algoritmo primal-dual é a escolha do parâmetro de barreira μ . Da equação (A-3), pode ser constatado que

$$\begin{cases} \mathbf{v}^T \mathbf{z} = \mu n \\ \mathbf{s}^T \mathbf{w} = \mu n \end{cases}$$

Assim, uma maneira de obter μ a partir de um dado ponto no caminho central é calcular

$$\mu = \frac{\mathbf{s}^T \mathbf{w} + \mathbf{v}^T \mathbf{z}}{2n}$$

Entretanto, é desejado partir de um ponto em direção a um outro ponto no percurso central que seja o mais próximo possível da solução ótima. Portanto, μ pode ser calculado usando a expressão sugerida por GRANVILLE (1994), também baseado no resíduo de complementaridade.

(A-12)

$$\mu = \frac{\mathbf{s}^T \mathbf{w} + \mathbf{v}^T \mathbf{z}}{n^2}$$

A.3 PONTOS INICIAIS

As variáveis primais \mathbf{v} e \mathbf{s} podem ser inicializadas para satisfazerem a equação (A-1). As variáveis duais \mathbf{z} e \mathbf{w} deverão satisfazer as condições de viabilidade:

(A-13)

$$v_j = x_j - l_j$$

$$s_j = u_j - x_j$$

$$z_j = \upsilon + Q_{jj}x_j$$

$$w_j = \upsilon$$

em que υ é a norma unitária de \mathbf{Q} acrescido de 1.

$$v = \|Q\|_1 + 1$$

A.4 CRITÉRIO DE INTERRUPÇÃO

O algoritmo encerra o processamento quando as condições de viabilidade e otimização são atendidas, conforme sugerido por LUSTIG (1991).

a) Condições de viabilidade primal e dual

(A-14)

$$\begin{cases} \frac{\|Ax - b\|}{1 + \|x\|} \leq \varepsilon \\ \frac{\|A^T y - w + z - Qx\|}{1 + \|y\| + \|w\| + \|z\|} \leq \varepsilon \end{cases}$$

b) Condição de otimização

(A-15)

$$\frac{|\frac{1}{2} x^T Qx - (b^T y + l^T z - u^T w - \frac{1}{2} x^T Qx)|}{1 + |b^T y + l^T z - u^T w - \frac{1}{2} x^T Qx|} \leq \varepsilon$$

em que $\varepsilon = 10^{-8}$.

ANEXO B – TEORIA DOS JOGOS NO RATEIO DOS CUSTOS DA REDE ELÉTRICA

Neste apêndice é descrita a aplicação da Teoria dos Jogos para o cálculo de tarifas de transmissão, cujo cálculo do rateio de custos se baseia no método de Aumann-Shapley, descrito em AUMANN e SHAPLEY (1974). A descrição a seguir teve como base uma proposta de rateio de custos de transmissão elaborada para o comitê de revitalização do setor elétrico, pela PSR (2002).

B.1 - TEORIA DE JOGOS COOPERATIVOS

A teoria de jogos cooperativos se aplica tanto a problemas de atribuição de custos entre participantes que usufruem um mesmo serviço, como por exemplo custos de transmissão, quanto para problemas de rateio de benefícios. Esta teoria é também utilizada em problemas onde a atuação compartilhada entre os agentes, cooperando entre si, formam uma grande coalizão, torna-se mais eficiente do que uma atuação individualizada.

B.2 - CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

O primeiro passo nessa direção é definir o custo do serviço de transmissão. Da equação (4-8), obteve-se:

(B-1)

$$T(g) = \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c_c}{f_c} f_c$$

sujeito a

$$f_c = \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} (g_b - d_b) \quad \text{para } c = 1, \dots, n_c$$

Resultando na equação

(B-2)

$$T = \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c_c}{f_c} \left(\sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} (g_b - d_b) \right) \right)$$

B.3 - PROCEDIMENTO DE RATEIO DE CUSTOS PARA GERADORES

O método utilizado por PSR (2002) é baseado na idéia de variação incremental do custo do serviço, simulando-se a entrada seqüencial de acessantes do primeiro ao último. Intuitivamente, se o custo do serviço varia pouco com a entrada de um novo acessante, a parcela deste novo agente no rateio deve ser menor. E vice-versa: se a entrada de um agente eleva os custos de maneira significativa, este agente deve ser responsável por uma parcela maior no rateio. O procedimento parte de um cenário de gerações e demandas no sistema elétrico.

Suponha agora que o gerador k é o primeiro a acessar o sistema. Dado que g_k é, por construção, inferior à demanda total, este gerador pode escolher as demandas que vai atender. Como o gerador k deve pagar pelo custo incremental do serviço de transmissão, conforme pode ser constatado na equação (B-2), são selecionadas as que resultarem no mínimo custo total para o gerador:

(B-3)

$$S_k^1 = \min \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c_c}{f_c} \sum_{b=1}^{n_b} |(\beta_{c,b} \delta_b) - \beta_{c,k} g_k| \right)$$

sujeito a

$$\sum_{b=1}^{n_b} \delta_b = g_k \quad \text{a)}$$

$$\delta_b \leq d_b \quad \text{para } b = 1, \dots, n_b \quad \text{b)}$$

Na equação (B-3), as variáveis de decisão são δ_b , $b = 1, \dots, n_b$. Estas variáveis representam a demanda em cada barra b que vai ser suprida pelo gerador k . A restrição da equação (B-3) a

indica que o somatório das demandas atendidas é igual à g_k , que é um valor conhecido. A restrição da equação (B-3)b limita a demanda a ser atendido em cada barra à demanda na barra d_b , que também é um valor conhecido.

A função objetivo definida na equação (B-3) procura minimizar o custo do serviço de transmissão, dado pela equação (B-2). Finalmente, o custo atribuído ao gerador k , o primeiro a entrar no sistema, é o valor da função objetivo na solução ótima, S_k^1 .

Suponha agora que o segundo gerador a entrar é g_m . Resolve-se o problema de minimização do custo de serviço, levando em consideração que o gerador k já entrou no sistema:

(B-4)

$$S_m^2 = \min \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c_c}{f_c} \sum_{b=1}^{n_b} |(\beta_{c,b} \delta_b) - \beta_{c,k} g_k - \beta_{c,m} g_m| \right)$$

sujeito a

$$\sum_{b=1}^{n_b} \delta_b = g_k + g_m \quad \text{a)}$$

$$\delta_b \leq d_b \quad \text{para } b = 1, \dots, n_b \quad \text{b)}$$

A parcela do serviço de transmissão atribuída ao gerador m é a diferença

$$\Delta S^2 = S_k^1 - S_m^2.$$

A extensão deste procedimento para os demais geradores a entrarem no sistema é imediata.

B.4- MÉTODO DE SHAPLEY

O procedimento descrito na seção anterior é intuitivo. Entretanto, a ordem de entrada no sistema dos geradores é um fator a ser tratado. É fácil concluir do procedimento que os geradores preferem ser os primeiros a se conectarem ao sistema, quando há mais graus de liberdade para a escolha da demanda a atender.

A solução mais justa neste caso é repetir o procedimento para todas as combinações possíveis de ordem de entrada e calcular a média dos custos do serviço atribuídos a cada gerador. Em

outras palavras, todos os geradores têm a mesma oportunidade de serem os primeiros – e também os últimos.

Este procedimento, conhecido como Shapley, apresenta duas limitações importantes:

1. O processo é afetado pela agregação dos geradores. Ou seja, a soma dos custos atribuídos a dois geradores numa mesma barra que produzem y MW cada, pode ser diferente do total que seria atribuído a um único gerador que produz $2y$ MW. A razão é que os dois geradores podem não estar se conectando ao sistema em seqüência.
2. O esforço computacional, devido ao aspecto combinatório, cresce muito rapidamente com o número de geradores.

B.5 - MÉTODO AUMANN-SHAPLEY

O método de Aumann-Shapley, elimina estas limitações. O objetivo é então, dividir todos as gerações em segmentos infinitesimais, e permitir a combinações destes segmentos. Embora isto claramente elimine a primeira limitação apontada para o método de Shapley, deveria aparentemente piorar o aspecto computacional, pois há muito mais combinações.

Entretanto, o problema combinatório neste método desaparece, se transformando num problema de otimização paramétrica. Assim, a equação (B-4) é modificada para:

(B-5)

$$S(\lambda) = \min \sum_{c=1}^{n_c} \left(\frac{c_c}{f_c} \sum_{b=1}^{n_b} |\beta_{c,b} (\delta_b - \lambda g_b)| \right)$$

sujeito a

$$\sum_{b=1}^{n_b} \delta_b = \sum_{b=1}^{n_b} \lambda g_b \quad \text{a)}$$

$$\delta_b \leq d_b \quad \text{para } b = 1, \dots, n_b \quad \text{b)}$$

Como pode ser visto no problema de otimização da equação (B-5), o parâmetro escalar λ , que varia entre zero e um, faz com que as produções dos geradores em cada barra variem proporcionalmente.

O primeiro passo para a implementação deste método é substituir o valor absoluto na função objetivo. Isto é feito representando a variável de fluxo como a diferença entre duas variáveis não negativas:

$$f_c^+ - f_c^- = \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} (\lambda g_b - \delta_b), \quad \text{para } c = 1, \dots, n_c \quad (\text{B-6})$$

$$f_c^+ \text{ e } f_c^- \geq 0$$

Substituindo a equação (B-6) na equação (B-5), obtém-se:

$$S(\lambda) = \min \sum_{c=1}^{n_c} \frac{c_c}{f_c} \sum_{b=1}^{n_b} (f_c^+ - f_c^-) \quad (\text{B-7})$$

sujeito a

$$\sum_{b=1}^{n_b} \delta_b = \sum_{b=1}^{n_b} \lambda g_b \quad \text{a)}$$

$$\delta_b \leq d_b \quad \text{para } b = 1, \dots, n_b \quad \text{b)}$$

$$f_c^+ - f_c^- + \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} \delta_b = \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} \lambda g_b, \quad \text{para } c = 1, \dots, n_c \quad \text{c)}$$

Aplicando a igualdade Primal-Dual na equação (B-7), obtém-se:

$$S(\lambda) = \lambda \pi_d \left(\sum_{b=1}^{n_b} g_b \right) + \sum_{b=1}^{n_b} (\pi_{db} d_b) + \lambda \sum_{c=1}^{n_c} \pi_{fc} \sum_{b=1}^{n_b} (\beta_{c,b} g_b) \quad (\text{B-8})$$

em que $\pi_d, \pi_{db}, \pi_{fc}$ são os multiplicadores associados respectivamente às restrições das equações (B-7)a, (B-7)b e ((B-7)c. Se houver um aumento de $\Delta\lambda$ no valor do parâmetro que seja pequeno o suficiente para não mudar os multiplicadores, tem-se que:

(B-9)

$$\Delta S = S(\lambda + \Delta \lambda) = \Delta \lambda \pi_d \left(\sum_{b=1}^{n_b} g_b \right) + \Delta \lambda \sum_{c=1}^{n_c} \pi_{fc} \sum_{b=1}^{n_b} (\beta_{c,b} g_b)$$

A equação (B-9) leva à atribuição de ΔS para cada segmento λg_b :

(B-10)

$$\frac{\Delta S}{\Delta \lambda g_b} = \pi_d + \sum_{c=1}^{n_c} \left(\pi_{fc} \sum_{b=1}^{n_b} \beta_{c,b} \right)$$

O processo se repete para cada $\Delta \lambda$

B.6- PARCELA DE AJUSTE

A metodologia Aumann-Shapley não recupera a totalidade dos custos do sistema de transmissão, dado que os fluxos nos circuitos é sempre menor ou igual às suas respectivas capacidades máximas, conforme equações (B-1) e ((B-2). Com isso, torna-se necessária uma parcela de ajuste que é somada às tarifas obtidas pelo método Aumann-Shapley. Essa parcela de ajuste é calculada a partir da diferença entre os custos recuperados por este método e a receita que remunerere os investimentos feitos no sistema de transmissão, com um procedimento semelhante ao descrito na Seção 5.2.1.