

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - ENE**

**ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE CONGESTIONAMENTO EM  
REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
BASEADA NO PRINCÍPIO USUÁRIO-PAGADOR**

**JOÃO ODILON FREITAS E SILVA**

**ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO**

**TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD – 028/2008**

**BRASÍLIA/DF: JUNHO - 2008**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - ENE**

**ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE CONGESTIONAMENTO EM  
REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
BASEADA NO PRINCÍPIO USUÁRIO-PAGADOR**

**JOÃO ODILON FREITAS E SILVA**

**TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APROVADA POR:**

---

**Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, Doutor (ENE/UnB)  
(Orientador)**

---

**Prof. José Wanderley Marangon Lima, Doutor (EFEI)  
(Examinador Externo)**

---

**Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (UFSC)  
(Examinador Externo)**

---

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Doutor (ENE/UnB)  
(Examinador Interno)**

---

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Doutor (ENE/UnB)  
(Examinador Interno)**

BRASÍLIA/DF, 20 DE JUNHO DE 2008

## FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, JOÃO ODILON FREITAS E

Alocação de Custos de Congestionamento em Redes de Transmissão de Energia Elétrica Baseada no Princípio Usuário-Pagador [Distrito Federal] 2008.

xvii, 108p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Adequação de receita

2. Alocação de custos

3. Mercado de direitos de transmissão

4. Gerenciamento de congestionamento

5. Re-despacho de geração

5. Transferências equivalentes de potência

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, J. O. F. **Alocação de Custos de Congestionamento em Redes de Transmissão de Energia Elétrica Baseada no Princípio Usuário-Pagador**. Brasília, 2008. Tese. (Doutorado em Engenharia Elétrica). Publicação PPGENE.TD – 028/2008. Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2008. Brasília DF, 108p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: João Odilon Freitas e Silva.

TÍTULO: Alocação de Custos de Congestionamento em Redes de Transmissão de Energia Elétrica Baseada no Princípio Usuário-Pagador.

GRAU: Doutor

ANO: 2008-06-20

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa tese pode ser reproduzida sem sua autorização por escrito.

---

João Odilon Freitas e Silva

SQS 307, Bloco D, Aptº 602

70.354-040 Brasília – DF – Brasil

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço especialmente

a minha esposa Mariinha e aos meus filhos Renata e Marcelo por terem superado junto comigo todos desafios e dificuldades que se apresentaram, sempre com compreensão, apoio e dedicação;

ao Prof. Pablo Cuervo pelo compartilhamento dos seus conhecimentos e pela eficiente orientação no desenvolvimento da tese e na minha formação.

Agradeço também

aos Profs. Marco Aurélio e Ivan Camargo por terem me estimulado a enfrentar o doutorado;

e a todos os meus familiares, amigos e colegas da ANEEL e do ONS que de formas variadas me apoiaram e contribuíram para tornar possível a realização do curso.

Dedico esta tese aos  
meus pais José Odilon e Grasiela,  
a minha esposa Mariinha e a meus filhos Renata e Marcelo.

## **RESUMO**

### **ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE CONGESTIONAMENTO EM REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADA NO PRINCÍPIO USUÁRIO-PAGADOR**

**Autor: João Odilon Freitas e Silva**

**Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Brasília, 20 de junho de 2008**

Uma nova estratégia para alocação de custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica é apresentada. Ela é aplicada a duas situações. A primeira diz respeito ao re-despacho, usado pelo Operador Independente do Sistema - ISO para aliviar o congestionamento. Este procedimento implica custos adicionais em mercados com esquema "pay-as-bid", devido à operação de unidades geradoras fora da ordem de mérito. A segunda situação está relacionada com a inadequação de receita em redes que têm mercado de Direitos de Transmissão Ponto-a-Ponto - FTR ou de Direitos de Fluxo em Conexões da Rede - FGR. Nesses mercados, quando ocorre congestionamento, o ISO recebe uma receita dos usuários da rede como pagamento do custo do congestionamento e paga aos portadores de FTR e de FGR. Sempre que a receita não é suficiente para a realização dos pagamentos, caracteriza-se uma inadequação de receita. O procedimento habitual para superar-se essa inadequação de receita ou compensarem-se os custos do re-despacho mencionados na primeira situação é, normalmente, a cobrança de um encargo adicional aos agentes usuários do sistema.

Atualmente, em ambas as situações, a cobrança desse encargo se dá com base no cálculo Pro-Rata. A metodologia apresentada neste trabalho é baseada no conceito de Transferências Equivalentes de Potência - TEP, que incorpora o princípio "usuário-pagador" no processo de alocação. Desse modo, é possível identificar os custos de congestionamento imputados aos agentes a partir do uso que cada um faz das linhas de transmissão considerando a sua posição física na rede. São apresentadas no trabalho análises comparativas da alocação dos encargos feita com o método TEP e com outros métodos existentes, por meio de simulações em redes de 3, 5 e 30 barras. Os resultados demonstram a coerência da estratégia proposta e a possibilidade de mitigação dos subsídios cruzados inerentes aos demais métodos.

## **ABSTRACT**

### **CONGESTION COSTS ALLOCATION IN ELECTRICAL ENERGY TRANSMISSION NETWORKS BASED ON THE PAY-AS-USED CONCEPT**

**Author: João Odilon Freitas e Silva**

**Supervisor: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Brasília, 20/June/2008**

A new strategy is presented for the cost allocation in electric networks under transmission congestion operation. The model can be applied to two situations of congestion cost. The first one is related to generation units re-dispatch, which is used by the Independent System Operator - ISO to alleviate network congestion, attending load balance and maintaining the secure state of the system. This procedure implies additional cost due to units' out of merit operation in markets with pay-as-bid approach. The cost is generally compensated by charging the consumption agents with a "congestion uplift". The second situation is related to revenue inadequacy in congested networks submitted to markets of point-to-point Financial Transmission Rights (FTR) and Flow Gate Rights (FGR). In these markets, when it happens a congestion, the ISO receives a revenue from the network users as payment for the congestion cost and, with this amount, pays the FTR and FGR holders. Whenever the received revenues are not sufficient for the payments, it is characterized a revenue inadequacy. The usual procedure to overcome that imbalance is also the surcharge of the system users. Nowadays, in both situations, the additional charge is usually applied on a Pro – Rata basis.

The allocation methodology presented in this work is based on the concept of Equivalent Power Transferences - EPT. The advantage of the proposed method is the possibility of incorporating the principle of "pay-as-used" in the allocation process. This way, it is possible to identify the congestion costs imputed to the agents taking into account their individual use of the system transmission lines and considering their physical position in the electric network. Comparative analyses using the EPT and other methods in the allocation of the two congestion additional charges mentioned above are presented in this work. They are based on simulations using 3, 5 and 30 bus example systems. Results demonstrate the consistency of the proposed strategy and the possibility of mitigating the cross subsidies inherent in other methods.

# SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| <i>CAPÍTULO 1</i> .....   | 1  |
| 1. INTRODUÇÃO .....   | 1  |
| 1.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA .....  | 1  |
| 1.2. DELIMITAÇÃO DO ESTUDO .....  | 4  |
| 1.3. OBJETIVO .....   | 4  |
| 1.4. ORIGINALIDADE E RELEVÂNCIA DA PROPOSTA .....   | 5  |
| 1.5. METODOLOGIA .....  | 6  |
| <i>CAPÍTULO 2</i> .....   | 8  |
| 2. ESTADO DA ARTE - REFERENCIAL TEÓRICO .....   | 8  |
| 2.1. GERENCIAMENTO DO CONGESTIONAMENTO EM REDES<br>ELÉTRICAS .....  | 8  |
| 2.1.1. Gerenciamento nas fases de planejamento e programação da operação e na<br>fase pré-operacional ..... | 8  |
| 2.1.2. Gerenciamento na fase de tempo-real .....  | 9  |
| 2.2. CONSEQÜÊNCIAS COMERCIAIS DO GERENCIAMENTO DO<br>CONGESTIONAMENTO .....                                 | 10 |
| 2.2.1. Sistemas com preços uniformes .....  | 10 |
| 2.2.1.1. Compensação dos agentes de geração envolvidos no re-despacho de<br>geração .....                   | 11 |
| 2.2.1.2. Pagamento pela geração fora da ordem de mérito de custo .....                                      | 11 |
| 2.2.1.3. Pagamento pela redução do montante de geração programada .....                                     | 12 |
| 2.2.1.4. Custo total do re-despacho de geração .....  | 12 |
| 2.2.2. Sistemas com preços marginais locacionais .....  | 13 |
| 2.2.2.1. Pagamento do custo de congestionamento pelos agentes .....   | 15 |
| 2.2.2.2. Pagamento dos direitos de transmissão pelo ISO .....   | 16 |
| 2.2.2.3. Equilíbrio para os portadores de FTR ou FGR .....  | 17 |
| 2.2.2.4. Inadequação de receita do ISO .....  | 17 |
| 2.3. MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS .....  | 19 |
| 2.3.1. Método Pro-Rata – PR (Selo) .....  | 20 |
| 2.3.2. Método “Caminho de Contrato” .....   | 21 |
| 2.3.3. Método “MW - Milha” (linha por linha) .....  | 21 |
| 2.3.4. Método “Capacidade Não Usada de Transmissão” .....   | 22 |

|   |    |
|---|----|
| 2.3.5. Método “MVA - Milha” .....   | 22 |
| 2.3.6. Método “Contra-Fluxo” .....  | 22 |
| 2.3.7. Método “FCCA” - Fluxo de Carga de Corrente Alternada .....   | 23 |
| 2.3.8. Métodos de “Divisão Proporcional” .....  | 23 |
| 2.3.8.1. Abordagem de Bialek: método da "Divisão Proporcional - DP" .....                                     | 23 |
| 2.3.8.2. Abordagem de Kirschen .....  | 26 |
| 2.3.9. Métodos de “Fatores de Distribuição - FD” .....  | 27 |
| 2.3.9.1. Método “FDDG” (Fatores de Distribuição de Desvios na Geração).....                                   | 27 |
| 2.3.9.2. Método “ FDGG” (Fatores de Distribuição de Desvio Generalizado de<br>Geração) .....                  | 28 |
| 2.3.9.3. Método “FDGC” (Fatores de Distribuição de Desvio Generalizado de<br>Carga) .....                     | 28 |
| 2.3.9.4. Método “Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE”. .....   | 29 |
| 2.4. ANÁLISE DOS MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE<br>TRANSMISSÃO .....  | 31 |
| 2.5. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....  | 33 |
| <i>CAPÍTULO 3</i> .....   | 34 |
| 3. SOLUÇÃO PROPOSTA DE ALOCAÇÃO BASEADA EM TRANSFERÊNCIAS<br>EQUIVALENTES DE POTÊNCIA - TEP.....              | 34 |
| 3.1. DESCRIÇÃO DO MÉTODO DAS TRANSFERÊNCIAS EQUIVALENTES<br>DE POTÊNCIA - TEP .....                           | 35 |
| 3.1.1. Definição das Transferências Equivalentes de Potência TEP <sup>l</sup> e TEP <sup>x</sup> .....        | 35 |
| 3.1.2. Definição do uso das linhas de transmissão pelos agentes de geração e<br>consumo com base na TEP ..... | 42 |
| 3.1.3. Alocação dos custos baseada nas TEP .....  | 46 |
| 3.2. ALOCAÇÃO DO CUSTO DO RE-DESPACHO E DA INADEQUAÇÃO DE<br>RECEITA .....                                    | 49 |
| 3.2.1. Metodologia adotada para alocação dos custos de re-despacho.....                                       | 49 |
| 3.2.2. Metodologia adotada para alocação das inadequações de receita .....                                    | 51 |
| 3.2.3. Análise comparativa dos tipos de alocação TEP / PR / DP / EBE .....                                    | 52 |
| 3.3. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....  | 55 |
| <i>CAPÍTULO 4</i> .....   | 56 |
| 4. CASOS ESTUDADOS .....  | 56 |
| 4.1. CASO 1 - SISTEMA DE TRÊS BARRAS .....  | 58 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.1.1. Re-despacho: alocação dos custos de re-despacho.....              | 59  |
| 4.1.2. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita ..... | 65  |
| 4.2. CASO 2 - SISTEMA DE CINCO BARRAS .....                              | 77  |
| 4.2.1. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita ..... | 78  |
| 4.3. CASO 3 - SISTEMA DE TRINTA BARRAS .....                             | 86  |
| 4.3.1. Re-despacho: alocação dos custos de re-despacho.....              | 87  |
| 4.3.2. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita ..... | 89  |
| 4.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....   | 92  |
| <i>CAPÍTULO 5</i> .....  | 94  |
| 5. CONCLUSÕES .....  | 94  |
| 5.1. AVALIAÇÃO GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA .....                       | 94  |
| 5.2. CONCLUSÕES FINAIS .....   | 95  |
| 5.3. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....                               | 98  |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....   | 99  |
| APÊNDICE .....   | 104 |
| A – CÁLCULO DOS FATORES DE DISTRIBUIÇÃO .....                            | 105 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| TABELA 4.1 - DADOS DO SISTEMA EXEMPLO DE 3 BARRAS.....  | 58 |
| TABELA 4.2 - RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA LINEAR ÓTIMO DA REDE DE 3 BARRAS .....              | 60 |
| TABELA 4.3 - DADOS OPERACIONAIS DA REDE DE 3 BARRAS E CUSTO DE RE-DESPACHO .....              | 60 |
| TABELA 4.4 – POTÊNCIA INTERNA E EXTERNA DA REDE DE 3 BARRAS CONGESTIONADA.....                | 61 |
| TABELA 4.5 – TRANSFERÊNCIAS EQUIVALENTES INTERNAS E EXTERNAS .....                            | 62 |
| TABELA 4.6 – FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE FLUXO NAS LINHAS DA REDE DE 3 BARRAS .....            | 62 |
| TABELA 4.7 – USO DA LINHA CONGESTIONADA DA REDE DE 3 BARRAS .....                             | 63 |
| TABELA 4.8 – ALOCAÇÃO TEP DE CUSTO DE RE-DESPACHO DA REDE DE 3 BARRAS.....                    | 63 |
| TABELA 4.9 – TARIFAS DE RE-DESPACHO DA REDE DE 3 BARRAS .....                                 | 65 |
| TABELA 4.10 - RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA DE LINEAR ÓTIMO DA REDE DE 3 BARRAS .....          | 66 |
| TABELA 4.11 - COMPONENTES DE POTÊNCIA INTERNA E EXTERNA DOS AGENTES DA REDE DE 3 BARRAS.....  | 68 |
| TABELA 4.12 – USO DAS LINHAS E DE TODA A REDE DE 3 BARRAS .....                               | 69 |
| TABELA 4.13 - INADEQUAÇÃO DE RECEITA NO MERCADO DE FTR DA REDE 3 DE BARRAS .....              | 70 |
| TABELA 4.14 - ALOCAÇÃO DA INADEQUAÇÃO DE RECEITA DO MERCADO DE FTR DA REDE DE 3 BARRAS .....  | 71 |
| TABELA 4.15 - MERCADO DE FTR DA REDE DE 3 BARRAS: ALOCAÇÕES TEP, EBE, DP E PR .....           | 72 |
| TABELA 4.16 - INADEQUAÇÃO DE RECEITA NO MERCADO DE FGR DA REDE DE 3 BARRAS .....              | 73 |
| TABELA 4.17 - MERCADO DE FGR DA REDE DE 3 BARRAS: ALOCAÇÕES TEP, EBE, DP E PR.....            | 75 |
| TABELA 4.18 - MERCADOS FTR E FGR DA REDE DE 3 BARRAS: TARIFAS DE INADEQUAÇÃO DE RECEITA ..... | 76 |
| TABELA 4.19 – DADOS DE LINHA DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA EXEMPLO DE 5 BARRAS .....              | 78 |
| TABELA 4.20 - DADOS DE BARRA DO SISTEMA EXEMPLO DE 5 BARRAS .....                             | 78 |
| TABELA 4.21 - RESULTADOS DE FLUXO DE CARGA LINEAR ÓTIMO DA REDE DE 5 BARRAS .....             | 79 |
| TABELA 4.22 - COMPONENTES DE POTÊNCIA DOS AGENTES DA REDE DE 5 BARRAS .....                   | 80 |
| TABELA 4.23 - INADEQUAÇÃO DE RECEITA NO MERCADO DE FTR DA REDE DE 5 BARRAS .....              | 81 |
| TABELA 4.24 - MERCADO DE FTR DA REDE DE 5 BARRAS: ALOCAÇÕES E TARIFAS TEP, EBE, DP E PR.....  | 82 |
| TABELA 4.25 - INADEQUAÇÃO DE RECEITA NO MERCADO DE FGR DA REDE DE 5 BARRAS .....              | 84 |
| TABELA 4.26 - MERCADO DE FGR DA REDE DE 5 BARRAS: ALOCAÇÕES E TARIFAS TEP, EBE, DP E PR.....  | 85 |
| TABELA 4.27 - POTÊNCIA INTERNA E EXTERNA DAS BARRAS COM GERAÇÃO DA REDE DE 30 BARRAS .....    | 87 |
| TABELA 4.28 - DADOS OPERACIONAIS DA REDE DE 30-BARRAS E CUSTO DE RE-DESPACHO.....             | 88 |
| TABELA 4.29 - ALOCAÇÕES E TARIFAS DE RE-DESPACHO DA REDE DE 30 BARRAS .....                   | 89 |
| TABELA 4.30 - INADEQUAÇÃO DE RECEITA NO MERCADO DE FTR DA REDE DE 30 BARRAS .....             | 90 |
| TABELA 4.31 - TARIFAS DE INADEQUAÇÃO DE RECEITA DO MERCADO DE FTR DA REDE DE 30 BARRAS .....  | 90 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| FIGURA 2.1 - SITUAÇÕES DE RE-DESPACHO DE GERAÇÃO.....   | 12 |
| FIGURA 2.2- ILUSTRAÇÃO DA DEFINIÇÃO DE DEMANDA E GERAÇÃO DO MÉTODO EBE.....                                   | 29 |
| FIGURA 2.3 - USO DA LINHA $k$ PELO $EBE_{ij}$ .....   | 31 |
| FIGURA 3.1 - ILUSTRAÇÃO DA DECOMPOSIÇÃO DA GERAÇÃO E DA DEMANDA.....  | 36 |
| FIGURA 3.2 - ILUSTRAÇÃO DAS COMPONENTES DE GERAÇÃO E DEMANDA NA BARRA IMPORTADORA.....                        | 37 |
| FIGURA 3.3 - ILUSTRAÇÃO DAS COMPONENTES DE GERAÇÃO E DEMANDA NA BARRA EXPORTADORA.....                        | 38 |
| FIGURA 3.4 - ILUSTRAÇÃO DA DEFINIÇÃO DE DEMANDA E GERAÇÃO PARA O MÉTODO TEP.....                              | 38 |
| FIGURA 3.5 - COMPONENTES INTERNAS E EXTERNAS DA GERAÇÃO $I$ E DEMANDA $J$ .....                               | 38 |
| FIGURA 3.6 - BARRAS $I, J$ E $L$ REPRESENTANDO SUBSISTEMAS INTERLIGADOS.....                                  | 41 |
| FIGURA 3.7 - USO DA LINHA $k$ PELAS TRANSFERÊNCIAS EQUIVALENTES DE POTÊNCIA $TEP_{ij}^I$ E $TEP_{ij}^X$ ..... | 45 |
| FIGURA 4.1- FLUXOGRAMA DAS ETAPAS DE ESTUDO DOS CASOS EXEMPLO.....  | 57 |
| FIGURA 4.2 - SISTEMA EXEMPLO DE 3 BARRAS.....   | 58 |
| FIGURA 4.3 - RESULTADOS DO FCLO COM A REDE DE 3 BARRAS SEM RESTRIÇÃO.....                                     | 59 |
| FIGURA 4.4 - SISTEMA EXEMPLO DE 3 BARRAS, COM CONGESTIONAMENTO NA LINHA 1-3 (CASO B).....                     | 60 |
| FIGURA 4.5 - SISTEMA EXEMPLO DE 3 BARRAS, COM RESTRIÇÃO NA LINHA 1-3 (CASO B).....                            | 67 |
| FIGURA 4.6 - SISTEMA EXEMPLO DE 5 BARRAS.....   | 77 |

## LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

- ACR - Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- CCEAR - Contratos de comercialização de energia no ambiente regulado
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- DP - Método da Divisão Proporcional (Bialek)
- EBE - Método dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes
- ESS - Encargos de Serviço do Sistema
- FCLO - Fluxo de Carga Linear Ótimo
- FD - Métodos de Fatores de Distribuição
- FDDG - Método dos Desvios na Geração
- FDGC - Método dos Fatores Generalizados de Carga
- FDGG - Método dos Fatores Generalizados de Geração
- FGR - Direito de transmissão sobre elemento da rede elétrica (“Flow Gate Rights”)
- FTR - Direito de transmissão ponto-a-ponto (“point-to-point Financial Transmission Rights”)
- ISO - Operador Independente do Sistema
- LMP - Preço marginal locacional
- MME - Ministério de Minas e Energia
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PR - Método Pro-Rata (selo)
- TEP - Método das Transferências Equivalentes de Potência
- TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão brasileiro
- $PCON_i$  - reembolso de congestionamento pago ao gerador  $i$
- $G_i$  - produção verificada do gerador  $i$
- $SCH_i$  - montante de geração programada para o gerador  $i$
- $INC_i$  - custo declarado do gerador  $i$  (preço ofertado – "bid")
- $SMP$  - custo marginal do sistema (preço do mercado de curto prazo)
- $GA_i$  - disponibilidade verificada de geração do gerador  $i$
- $\varepsilon^{CGT}$  - custo do gerenciamento do congestionamento via re-despacho de geração
- $\varepsilon^{FGR}$  - custo da inadequação de receita do mercado de direito de transmissão sobre uma conexão da rede elétrica

$\varepsilon^{FTR}$  - custo da inadequação de receita do mercado de direitos de transmissão ponto-a-ponto  
 $T_{ij}$  - transferência de energia entre o ponto de injeção  $i$  e o ponto de extração  $j$   
 $\lambda$  - preço marginal locacional  
 $R$  - receita de congestionamento  
 $F_{ij}$  - direito de transmissão FTR entre os nós  $i$  e  $j$   
 $\pi^{FTR}$  - pagamento de FTR  
 $G_{ij}$  - direitos de transmissão FGR no elemento  $i - j$  da rede  
 $\mu_{ij}$  - custo da restrição (multiplicador de Lagrange) da linha congestionada  $i-j$   
 $\pi^{FGR}$  - pagamento de FGR  
 $A^{PR}$  - custo alocado pelo método PR  
 $t^{PR}$  - tarifa de alocação pro-rata  
 $\rho$  - fator de repartição do custo entre as classes de produção e consumo  
 $C$  - custo a ser compensado pelos agentes usuários da rede elétrica  
 $P_{dj}$  - demanda do agente de consumo localizado na barra  $j$   
 $P_{gi}$  - geração do agente de geração localizado na barra  $i$   
 $P_G$  - geração total do sistema  
 $P_D$  - demanda total do sistema  
 $P_{fluxo k}$  - fluxo na linha  $k$   
 $\gamma_{ijk}$  - fator de distribuição de fluxo na linha  $k$  decorrente da transferência equivalente de potência entre os nós  $i$  e  $j$   
 $EBE_{ij}$  - intercâmbio bilateral equivalente entre as barras  $i$  e  $j$   
 $US_{ijk}$  - uso da linha  $k$  pelo  $EBE_{ij}$   
 $USL_k$  - uso da linha  $k$  por todos os  $EBE_{ij}$   
 $USL_{ij}$  - uso de todas as linhas por um  $EBE_{ij}$  específico  
 $US$  - uso total da rede por todos os  $EBE_{ij}$   
 $USG_{ik}$  - uso da linha  $k$  pelo gerador  $i$  no método EBE  
 $USD_{jk}$  - uso da linha  $k$  pela demanda  $j$  no método EBE

$USG_i$  - uso total da rede pela geração  $i$  no método EBE  
 $USD_j$  - uso total da rede pela demanda  $j$  no método EBE  
 $P_{dj}^I$  - demanda (potência) interna do agente de consumo localizado na barra  $j$   
 $P_{dj}^X$  - demanda (potência) externa do agente de consumo localizado na barra  $j$   
 $P_{gi}^I$  - geração (potência) interna do agente de geração localizado na barra  $i$   
 $P_{gi}^X$  - geração (potência) externa do agente de geração localizado na barra  $i$   
 $P_G^I$  - componente interna da geração total do sistema  
 $P_G^X$  - componente externa da geração total do sistema  
 $P_D^I$  - componente interna da demanda total do sistema  
 $P_D^X$  - componente externa da demanda total do sistema  
 $TEP_{ij}$  - transferência equivalente de potência entre as barras  $i$  e  $j$  do sistema  
 $TEP_{ij}^I$  - transferência equivalente interna entre as barras  $i$  e  $j$  do sistema  
 $TEP_{ij}^X$  - transferência equivalente externa entre as barras  $i$  e  $j$  do sistema  
 $U_{ijk}^I$  - uso da linha  $k$  por uma  $TEP_{ij}^I$   
 $U_{ijk}^X$  - uso da linha  $k$  por uma  $TEP_{ij}^X$   
 $U_{ijk}$  - uso da linha  $k$  pelas  $TEP_{ij}^I$  e  $TEP_{ij}^X$  ou pela  $TEP_{ij}$   
 $UL_k^I$  - uso da linha  $k$  por todas as transferências equivalentes internas,  $TEP_{ij}^I$   
 $UL_k^X$  - uso da linha  $k$  por todas as transferências equivalentes externas,  $TEP_{ij}^X$   
 $UL_k$  - uso total da linha  $k$  por todas as  $TEP_{ij}$   
 $UL_{ij}$  - uso que uma transferência  $TEP_{ij}$  específica faz de todas as linhas do sistema  
 $U$  - uso total da rede por todas as  $TEP_{ij}$   
 $UG_{ik}^I$  - uso da linha  $k$  pela componente de potência interna do gerador  $i$   
 $UG_{ik}^X$  - uso da linha  $k$  pela componente de potência externa do gerador  $i$   
 $UG_{ik}$  - uso da linha  $k$  pelo gerador  $i$   
 $UD_{jk}^I$  - uso da linha  $k$  pela componente de potência interna da demanda  $j$   
 $UD_{jk}^X$  - uso da linha  $k$  pela componente de potência externa da demanda  $j$   
 $UD_{jk}$  - uso da linha  $k$  pela demanda  $j$

$UG_i$  - uso total da rede pela geração  $i$   
 $UD_j$  - uso total da rede pela demanda  $j$   
 $C_k$  - custo associado a cada linha  $k$   
 $\Omega$  - conjunto das linhas cujo uso será utilizado de base no processo de alocação  
 $r_k$  - tarifa de uso da linha  $k$   
 $A_{ik}^I$  - custo alocado à potência interna do gerador  $i$  pelo seu uso da linha  $k$   
 $A_{ik}^X$  - custo alocado à potência externa do gerador  $i$  pelo seu uso da linha  $k$   
 $A_{ik}^{TEP}$  - custo alocado ao gerador  $i$  pelo uso da linha  $k$   
 $A_{jk}^I$  - custo alocado à potência interna da demanda  $j$  pelo seu uso da linha  $k$   
 $A_{jk}^X$  - custo alocado à potência externa da demanda  $j$  pelo seu uso da linha  $k$   
 $A_{jk}^{TEP}$  - custo alocado à demanda  $j$  pelo uso da linha  $k$   
 $AR$  - custo alocado de re-despacho  
 $AR_j^I$  - custo de re-despacho total alocado à potência interna da demanda  $j$   
 $AR_j^X$  - custo de re-despacho total alocado à potência externa da demanda  $j$   
 $AR_j^{TEP}$  - custo total de re-despacho alocado à demanda  $j$   
 $tr_j^I$  - tarifa de re-despacho aplicada à potência interna da demanda  $j$   
 $tr_j^X$  - tarifa de re-despacho aplicada à potência externa da demanda  $j$   
 $tr_j$  - tarifa de re-despacho aplicada à demanda  $j$   
 $AI$  - custo alocado de inadequação de receita  
 $AI_i^I$  - custo de inadequação de receita total alocado à potência interna do gerador  $i$   
 $AI_i^X$  - custo de inadequação de receita total alocado à potência externa do gerador  $i$   
 $AI_i^{TEP}$  - custo total de inadequação de receita alocado ao gerador  $i$   
 $ti_i^I$  - tarifa de inadequação de receita aplicada à potência interna do gerador  $i$   
 $ti_i^X$  - tarifa de inadequação de receita aplicada à potência externa do gerador  $i$   
 $ti_i$  - tarifa de inadequação de receita aplicada ao gerador  $i$   
 $AI_j^I$  - inadequação de receita total alocada à potência interna da demanda  $j$   
 $AI_j^X$  - inadequação de receita total alocada à potência externa da demanda  $j$   
 $AI_j^{TEP}$  - inadequação de receita total alocada à demanda  $j$

$ti_j^I$  - tarifa de inadequação de receita aplicada à potência interna da demanda  $j$

$ti_j^X$  - tarifa de inadequação de receita aplicada à potência externa da demanda  $j$

$ti_j$  - tarifa de inadequação de receita aplicada à demanda  $j$

$P_{fluxo}^{\max}$  - limite de fluxo da linha

$P_g^{\max}$  - limite da capacidade de geração

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA**

Os setores de energia elétrica pelo mundo afora sofreram mudanças significativas com a introdução da competição nos mercados de eletricidade que eram tradicionalmente verticalizados e regulados. Buscou-se, assim, obter ganhos de eficiência com diferentes modelos de reestruturação (Galiana et al., 2004; Hunt e Shuttleworth, 1996; IEA, 1999; Kirschen e Strbac, 2004; Liu et al., 2003; Shahidehpour e Yamin, 2002).

O Setor Elétrico Brasileiro passou por uma reestruturação na década de 90, denominada Projeto RE-SEB, acompanhando o movimento que vinha acontecendo no mundo. Nessa oportunidade, foram introduzidas a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e o livre acesso ao sistema de transmissão. Paralelamente, buscou-se a desverticalização e a privatização das empresas e, no quadro institucional, para dar suporte ao novo modelo, foram criados o Operador Independente do Sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS), o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, reguladora do setor elétrico brasileiro (Paixão, 2000).

Em 2004 esse modelo foi modificado, com a substituição da ASMAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e a criação de dois ambientes de comercialização de energia, um regulado e outro, que permaneceu do modelo original, de livre contratação (MME, 2003).

Essa nova reforma foi voltada para o mercado de energia e praticamente não afetou o segmento de transmissão, que apresentava um desempenho satisfatório com as mudanças introduzidas pelo Projeto RE-SEB. Havia na ocasião uma maior preocupação com o ajuste nos segmentos de geração e comercialização de energia, uma vez que estava bem caracterizado um estímulo insuficiente à expansão da capacidade de geração. Esse problema culminou com um racionamento a que o País foi submetido durante os anos de

2001 e 2002. Em decorrência disso, buscou-se adotar medidas estruturais para tornar atrativo o investimento em produção de energia. Cabe ressaltar que a realização desses investimentos continua em níveis insuficientes hoje devido às incertezas relacionadas com aspectos ambientais.

Apesar do segmento de transmissão não enfrentar grandes dificuldades, identificam-se pontos que devem ser ainda adequados, como, por exemplo, a alocação dos custos de congestionamento na transmissão, ou seja, a alocação dos crescentes custos decorrentes de restrições de operação da rede elétrica.

No Brasil, como em outros países, o congestionamento no sistema de transmissão é solucionado, via de regra, por meio do re-despacho de geração. Esse procedimento acarreta custos extras devido à operação de unidades geradoras fora da ordem de mérito de custo, denominados neste trabalho de “custos de re-despacho”.

O modelo de sistemas elétricos que utilizam o fluxo de carga ótimo como recurso para alocar de forma eficiente os níveis de geração de cada usina, visando ao menor custo, proporciona uma alocação ótima, mesmo no caso de haver restrições no sistema de transmissão. Neste caso, não é necessária uma cobrança de custo extra para os agentes quando da ocorrência de congestionamento, dado que os preços nodais resultantes da otimização já incorporam o custo da operação de unidades geradoras fora da ordem de mérito. Esse é o modelo de sistemas com preços marginais locais (LMP) ou discriminatórios (Kristiansen, 2008).

No entanto, em sistemas complexos como o brasileiro, torna-se impraticável a utilização de um fluxo de carga ótimo e, por conseguinte, a operação não necessariamente é a mais econômica e os preços nodais não refletem o impacto da restrição na transmissão. Adota-se, nesses casos, o modelo em que se obtém um preço marginal do sistema por meio de um simples despacho econômico, sem levar-se em consideração a rede elétrica. Esse é o modelo de sistemas com preços uniformes (Kristiansen, 2008).

Nesses sistemas, faz-se necessária a cobrança de custos extras dos usuários da rede para compensar-se os geradores envolvidos no gerenciamento de congestionamentos por meio de re-despacho. Particularmente em sistemas operando numa abordagem do tipo "pay-as-

bid", os pagamentos extras referem-se aos desvios entre o despacho programado e o modificado em decorrência de restrições na rede de transmissão.

Usualmente, esses custos extras são alocados entre os agentes de geração e consumo de forma proporcional ao montante de energia que cada um injeta ou extrai do sistema, por meio do método denominado Pro-Rata.

No Brasil, a alocação se dá através dos chamados “Encargos de Serviço do Sistema” – ESS, que são rateados entre os agentes de consumo em base pro-rata, ou seja, proporcionalmente aos seus montantes de energia, e compõem o valor da tarifa de energia elétrica. Fazem parte também dos ESS outros encargos que visam ressarcir a prestação de serviços ancilares, relacionados com o controle automático de geração, a compensação síncrona e os esquemas especiais de proteção. Esses encargos, porém, estão fora do escopo deste trabalho (CCEE, 2008).

No modelo de sistemas com preços marginais locais adotados em alguns países, diferentemente do modelo de preços uniformes adotado no Brasil, o usuário da rede paga diretamente os custos de congestionamento de forma implícita nos LMP. Os pagamentos correspondem ao montante de energia que o agente transfere entre dois nós do sistema multiplicado pela diferença dos LMPs nesses nós.

Há críticas sobre esse modelo devido à volatilidade dos LMPs, que podem levar os usuários da rede a pagar valores muito elevados de custo de congestionamento. A solução que vem sendo adotada para evitar-se esse problema é a implantação de mercados de direito de transmissão de energia. Esses mercados representam um mecanismo de proteção para os usuários da rede contra o risco de pagamento de altos custos de congestionamento.

Contudo, os mercados de direito de transmissão trazem com eles um problema novo, denominado “inadequação de receita”. Ela se caracteriza pela insuficiência dos valores de custo de congestionamento recebidos pelo ISO para que este efetue o pagamento dos direitos de transmissão adquiridos pelos agentes que se protegeram contra a volatilidade de preços (Kristiansen, 2008).

As referidas inadequações de receita, tais como os custos de re-despacho do mercado de energia elétrica brasileiro, são, via de regra, sanadas com a cobrança de encargos adicionais aos usuários da rede elétrica também por meio de cálculo Pro-Rata.

A metodologia Pro-Rata de alocação é simplista e resulta na socialização do custo entre os usuários do sistema. Isso porque ela não permite que os usuários que façam um uso menos significativo da rede elétrica paguem menos do que aqueles cujo uso impacta de forma mais severa o carregamento da rede.

Os problemas apontados acima são tratados neste trabalho com a proposição de uma solução alternativa para a alocação dos custos. O modelo proposto baseia-se no uso que cada agente faz do sistema de transmissão e, assim, se mostra aderente ao princípio de justiça e razoabilidade, atributos fundamentais do ambiente de mercado.

## **1.2. DELIMITAÇÃO DO ESTUDO**

Esta tese tem como escopo o segmento de transmissão do setor de energia elétrica e a alocação dos encargos adicionais da rede quando da ocorrência de congestionamentos na rede.

O foco principal do estudo é um novo modelo que visa tornar a alocação dos encargos mais aderente às regras de mercado, baseando-se nas características físicas e no uso que os agentes fazem do sistema de transmissão.

## **1.3. OBJETIVO**

O objetivo desse trabalho é apresentar uma metodologia de alocação de custos baseada no princípio “usuário-pagador”, que visa à minimização da ocorrência de subsídios cruzados entre os agentes usuários dos sistemas de transmissão quando do pagamento de encargos adicionais decorrentes das ações de gerenciamento de congestionamento na rede elétrica.

Por conseqüência, objetiva-se dotar o mercado de energia elétrica de condições para possibilitar uma reação dos usuários da rede aos preços, e, assim, obter-se uma redução

global dos custos da operação do sistema, em benefício dos consumidores, que poderão usufruir de menores tarifas de energia elétrica.

A minimização dos subsídios é obtida tanto nos mercados com preços uniformes, em que as ações de gerenciamento de congestionamento requerem pagamento para cobertura de custos do re-despacho de geração, como é o caso dos submercados do sistema brasileiro, quanto em mercados com preços nodais e direitos de transmissão, em que, para se obter adequação de receita, também se recorre à cobrança de encargos adicionais aos usuários da rede.

#### **1.4. ORIGINALIDADE E RELEVÂNCIA DA PROPOSTA**

O modelo de alocação de custos relativos ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica, desenvolvido nesta tese, mostra-se aderente ao princípio “usuário-pagador”, uma vez que obedece às características físicas da rede, à localização do agente no sistema e ao montante de potência injetada e retirada da barra em que está conectado.

Assim, os subsídios cruzados entre os agentes existentes em outros métodos de alocação são minimizados, proporcionando-se uma cobrança de encargos condizente com as regras de mercado. Nesse sentido, os agentes que fazem maior uso da rede passam a ser mais onerados e são levados a buscar a redução desses ônus. Conseqüentemente, ocorre um melhor aproveitamento da rede elétrica e, em função disso, há uma diminuição dos custos de operação e das tarifas de energia elétrica, o que é de interesse de toda a sociedade.

O modelo proposto é aplicado em sistemas onde o gerenciamento de congestionamento requer o pagamento de taxas adicionais para cobertura dos custos do re-despacho de geração e em sistemas que têm mercados de direito de transmissão, onde, para se obter a adequação de receita, também se recorre à cobrança de taxas adicionais junto aos usuários da rede.

Destacam-se, ainda, as seguintes características da proposta:

- simplicidade e reprodutibilidade;

- estabilidade dos resultados, uma vez que fornece uma alocação coerente e adequada, com variação razoável e desejável de valores imputados aos agentes, de acordo com o maior ou menor uso da rede, fugindo de encargos linearmente calculados ou altamente variáveis fornecidos por outros métodos;
- flexibilidade, dada pela possibilidade de alocação tomando-se como base o uso de linhas especificadas do sistema, conforme a conveniência e o tipo de custo a alocar (por exemplo, pode-se tomar como base o uso apenas das linhas congestionadas ou de todas as linhas da rede elétrica);
- desagregação dos encargos alocados ao agente, especificando-os de acordo com o uso individualizado que ele faz de cada linha de transmissão e de acordo com as características da barra a que ele está conectado;
- redução da assimetria de informação entre os participantes do mercado;
- fornecimento de sinais econômicos aos agentes e ao ISO sobre o uso individualizado da rede e os custos associados, de forma a orientá-los nas tomadas de decisões comerciais, operacionais e de expansão do uso da rede; e
- aplicabilidade em sistemas reais de grande porte.

## **1.5. METODOLOGIA**

O estudo apresentado nesta tese foi realizado a partir de uma revisão da literatura internacional sobre o tema abordado, com o objetivo de aprofundar o conhecimento sobre custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica e o problema da alocação desses custos.

Os tópicos principais da pesquisa bibliográfica foram o gerenciamento do congestionamento em redes elétricas, desde a fase de planejamento e programação até a fase pré-operacional e de tempo-real da operação do sistema, e as suas conseqüências comerciais.

Foram focadas as conseqüências verificadas tanto em sistemas com mercado baseado em preços uniformes de energia como em sistemas com precificação nodal (LMP) que possuem mercado de direito de transmissão. Dentre as conseqüências apontadas pela literatura, foi identificado o surgimento de custos a serem compensados em ambos os

modelos de mercado: no primeiro, a compensação dos agentes geradores afetados pelas ações de re-despacho de geração e no segundo, a cobrança de custos relacionados à inadequação de receita de direitos de transmissão.

As alternativas para compensação desses custos foram também focadas na pesquisa com um levantamento de métodos conhecidos ou em desenvolvimento. O levantamento visou à identificação de metodologias que se aproximavam da cobrança dos encargos segundo o princípio “usuário-pagador” e que pudessem ser aplicadas na alocação dos custos associados ao gerenciamento de congestionamento.

A partir das conclusões extraídas do referencial teórico, desenvolveu-se uma metodologia alternativa aos métodos identificados na literatura, mais aderente ao princípio de pagamento pelo uso.

A nova metodologia foi aplicada em sistemas elétricos exemplo para avaliação da sua consistência e eficácia. Os resultados obtidos foram comparados com os da aplicação de outros métodos como forma de verificar e comprovar o desempenho superior do modelo proposto.

### **2. ESTADO DA ARTE - REFERENCIAL TEÓRICO**

Neste capítulo é apresentada uma revisão da bibliografia relacionada com as situações de congestionamento na rede elétrica e com as ações de gerenciamento usualmente adotadas para eliminá-lo. As conseqüências comerciais dessas ações são mostradas, tanto para sistemas cujo mercado é o de preços uniformes de energia, como para sistemas onde se adotam preços marginais locais e direitos de transmissão. Em geral, as ações resultam em custos a serem recuperados por meio de encargos adicionais cobrados dos agentes usuários da rede elétrica.

Os métodos existentes de alocação de encargos entre os agentes foram pesquisados na literatura e estão também apresentados neste capítulo, com uma descrição sucinta de cada um deles.

#### **2.1. GERENCIAMENTO DO CONGESTIONAMENTO EM REDES ELÉTRICAS**

##### **2.1.1. Gerenciamento nas fases de planejamento e programação da operação e na fase pré-operacional**

Os congestionamentos têm a sua origem na ocorrência de restrições elétricas em linhas de transmissão que impedem a transferência mais econômica de energia de um ponto a outro do sistema respeitando-se o limite de capacidade máxima das linhas.

Em geral, os congestionamentos podem ser administrados por uma combinação de ações de gerenciamento de longo e curto prazo, envolvendo o planejamento da operação, a programação eletroenergética e a pré-operação dos sistemas. Entre as ações possíveis estão: os investimentos eficientes na infra-estrutura da rede elétrica, a programação e a coordenação pré-operacional mais eficientes dos desligamentos para intervenção em equipamentos do sistema, e a otimização da geração e da carga com uso de serviços de

gerenciamento do balanço carga-geração. Naturalmente, deve-se considerar a relação de custo-benefício ao se fazer uso dessas ações (Paravalos e Hathaway, 2005).

Também contribuem para a administração global mais eficiente dos congestionamentos na rede, os investimentos em aplicativos de apoio à tomada de decisões operacionais, treinamento de pessoal e desenvolvimentos em avaliação de risco, planos de contingência e serviços ancilares.

Além disso, algumas outras técnicas específicas podem prover benefícios significativos ao gerenciamento de congestionamentos, como por exemplo: aperfeiçoamento da avaliação dos limites críticos - térmicos, de tensão e de estabilidade - dos circuitos da rede, aceleração nos tempos de manutenção em equipamentos e de trabalhos em linha viva. Todas elas voltadas para o aumento da disponibilidade das instalações e, conseqüentemente, para a redução da exposição do sistema à ocorrência de congestionamentos (Paravalos e Hathaway, 2005).

### **2.1.2. Gerenciamento na fase de tempo-real**

Na fase pré-operacional do sistema elétrico, dados a previsão de consumo, a disponibilidade e o custo incremental das unidades geradoras e ainda as limitações na rede de transmissão, é utilizado o despacho econômico com restrições de segurança com o objetivo de se definir o programa de geração e os fluxos de energia nas linhas do sistema. Apesar de todas as técnicas de gerenciamento apresentadas acima, os congestionamentos não podem ser totalmente evitados.

Durante a operação em tempo-real, a demanda dificilmente é igual à prevista e restrições elétricas imprevisíveis ou problemas mecânicos ou de abastecimento de combustível freqüentemente impedem as unidades geradoras de injetar a quantidade programada de energia no sistema. Esses eventos introduzem desequilíbrios entre carga e geração, os quais são rápida e precisamente corrigidos pelas equipes de operação de tempo-real para manter-se a integridade do sistema. Os recursos disponíveis para isso são a reconfiguração da rede, o gerenciamento da carga, incluindo os remanejamentos e o corte de carga, e o re-despacho de geração. Este último recurso consiste na reprogramação de geração e os custos decorrentes do seu uso são o foco do presente estudo.

## **2.2. CONSEQÜÊNCIAS COMERCIAIS DO GERENCIAMENTO DO CONGESTIONAMENTO**

O re-despacho realizado pelas equipes de tempo-real para contornar um congestionamento na rede, é, em síntese, a colocação de unidades geradoras fora da ordem de mérito de custo para produzir energia. Essa ação por parte do operador do sistema tem conseqüências comerciais. De acordo com o modelo do sistema elétrico, com preços uniformes ou discriminatórios, as conseqüências aparecem de formas diferentes.

### **2.2.1. Sistemas com preços uniformes**

Nesses sistemas, o despacho de unidades geradoras fora de ordem de mérito provoca desequilíbrios contratuais que são tratados por meio de um procedimento de ajuste centralizado. Os ajustes são realizados na fase de pós-operação e, normalmente, da forma descrita a seguir.

Com base nos dados verificados da operação, determina-se a posição líquida de todos participantes do mercado, ou seja, a energia contratualmente comercializada pelos geradores é subtraída do montante de energia que eles de fato produziram. Se o resultado for positivo, considera-se que o gerador vendeu energia adicional ao sistema. Por outro lado, se o resultado for negativo, considera-se que o gerador produziu menos do que deveria gerar e comprou do sistema (de outros geradores) a diferença apurada. Da mesma forma, são realizados cálculos análogos para os agentes de consumo.

Todos os desequilíbrios contratuais são liquidados ao preço do mercado de curto prazo, geralmente chamado de preço de liquidação de diferenças, o qual emula o custo marginal de operação do sistema na condição programada. Esse mecanismo é chamado de contrato por diferenças, usado no mercado de energia elétrica brasileiro e de países europeus como o britânico (CCEE, 2008; Kirschen e Strbac, 2004; Kristiansen, 2008; Shahidehpour e Yamin, 2002).

### 2.2.1.1. Compensação dos agentes de geração envolvidos no re-despacho de geração

Os desequilíbrios pagos ao preço do mercado de curto prazo podem resultar em necessidade de compensação dos geradores envolvidos no re-despacho. Esses geradores devem ser compensados pelos seus custos de produção devido à geração adicional realizada para atender ao sistema, ou pelos seus custos de oportunidade, devido a não terem produzido os montantes programados por impedimento do sistema de transmissão.

Para resolver este problema de necessidade de compensação dos geradores, o ISO deve cobrar taxas extras junto aos participantes do mercado, alocando entre eles o custo de re-despacho.

De acordo com as regras do mercado brasileiro, os desequilíbrios causados por congestionamento na rede de transmissão são cobrados apenas dos agentes de consumo, isentando os geradores. Estes, ao contrário, caso tenham sido envolvidos no re-despacho, são reembolsados dos custos que incorreram ao atenderem ao ISO no sentido de ajudar a manter o equilíbrio e o estado seguro do sistema sob congestionamento.

### 2.2.1.2. Pagamento pela geração fora da ordem de mérito de custo

Como mencionado, duas situações diferentes podem acontecer. Na primeira, o agente de geração deve ser compensado pela produção de energia em montante maior que o valor programado. Neste caso, seguindo uma formulação similar à da CCEE (2008), o pagamento de congestionamento é determinado por:

$$PCON_i = \max\{0, [(G_i - SCH_i) \cdot (INC_i - SMP)]\} \quad (1)$$

onde:

$PCON_i$  é o reembolso de congestionamento pago ao gerador  $i$ ;

$G_i$  é a produção verificada do gerador  $i$ ;

$SCH_i$  é o montante de geração programada para o gerador  $i$ ;

$INC_i$  é o custo declarado do gerador  $i$  (preço ofertado – "bid");

$SMP$  é o custo marginal do sistema (preço do mercado de curto prazo).

### 2.2.1.3. Pagamento pela redução do montante de geração programada

A segunda situação refere-se ao caso em que a geração re-despachada é inferior ao montante programado. O pagamento de congestionamento, nesse caso, é feito de forma a compensar os custos de oportunidade de geração e é calculado usando a seguinte equação:

$$PCON_i = \max\{0, [(\min(SCH_i, GA_i) - G_i) \cdot (SMP_i - INC_i)]\} \quad (2)$$

onde:

$GA_i$  é a disponibilidade verificada de geração do gerador  $i$ , ou seja, é a quantidade de energia que ele pode efetivamente produzir.

A Figura 2.1 ilustra de modo simplificado as duas situações mencionadas de re-despacho de um gerador em montante maior (situação 1) e menor (situação 2) que o valor programado. A parte listada representa o montante de geração a ser considerado no ressarcimento do gerador, de acordo com as equações (1) e (2), respectivamente.

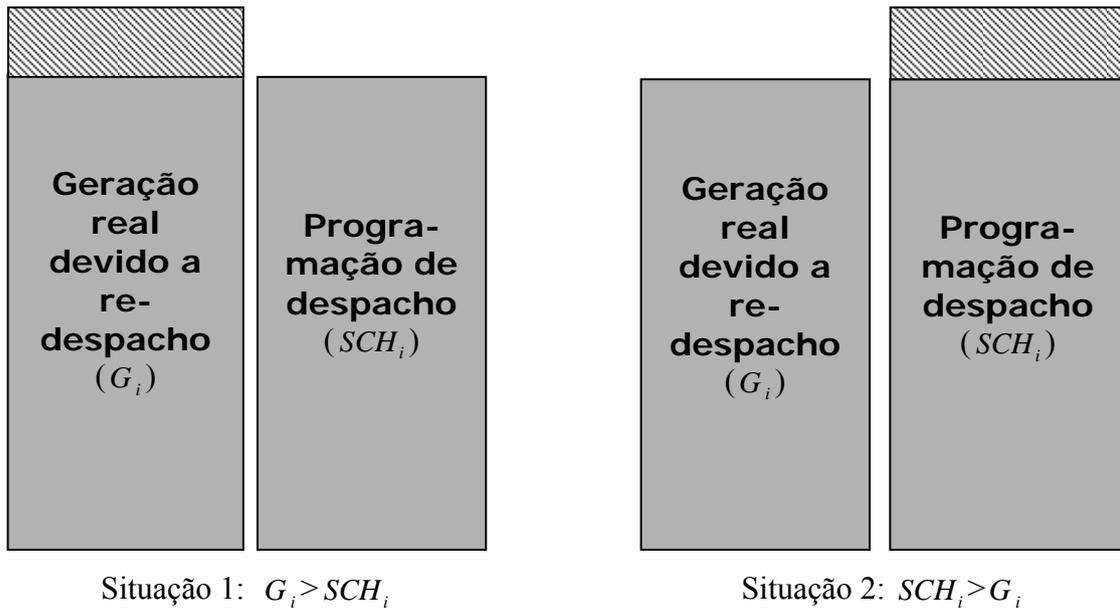


Figura 2.1 - Situações de re-despacho de geração.

### 2.2.1.4. Custo total do re-despacho de geração

O custo total de congestionamento do sistema é determinado pelo somatório de todos os custos de re-despacho dado por:

$$\varepsilon^{CGT} = \sum_i PCON_i \quad (3)$$

Esta é a quantia que os agentes de consumo em conjunto pagarão como taxa adicional ("congestion uplift"), para que os agentes de geração afetados pelo re-despacho de geração possam ser reembolsados.

### **2.2.2. Sistemas com preços marginais locais**

O gerenciamento do congestionamento por meio da geração de energia fora da ordem de mérito de custo em sistemas com modelo de mercado baseado em preços marginais locais (preços nodais) provoca uma alteração desses preços, em virtude da produção de energia com unidades geradoras mais caras.

Nesses sistemas, o usuário da rede paga diretamente o custo do gerenciamento do congestionamento como uma parcela componente do preço nodal. O valor do custo do congestionamento pode ser calculado pela multiplicação do montante de energia transferida pelo agente de uma barra a outra do sistema pela diferença dos preços nodais entre a barra onde ela é retirada e a barra onde ela é injetada.

Há críticas sobre esse modelo de mercado baseadas no fato de os preços marginais locais - LMPs sofrerem grandes variações ao longo da operação real do sistema em decorrência das restrições operativas da rede elétrica. Essas restrições são causadas por fatores inesperados tais como: reconfiguração da topologia da rede devida a falhas na transmissão ou a queda de uma linha, operação do sistema com níveis de segurança mais conservadores, restrições de clima, desempenho do perfil de tensão da rede abaixo do esperado e aumento de fluxos entre áreas de controle vizinhas. Todos esses fatores contribuem para a grande volatilidade dos LMPs e levam os usuários da rede a pagar valores inesperadamente elevados de custo de congestionamento. Estes valores são recolhidos pelo ISO como receita de congestionamento (Alsaç et al., 2004).

Como forma de oferecer uma alternativa aos agentes para proteção contra essa volatilidade de preços, vêm sendo implantados em países com modelo de precificação nodal os mercados de direito de transmissão. Existem, basicamente, dois tipos de mercado: o de direito de transmissão ponto-a-ponto ("point-to-point Financial Transmission Rights" – FTR) e o de direito de transmissão sobre uma conexão da rede elétrica ("Flow Gate Rights" – FGR) (Hogan, 2000; O'Neill et al., 2002). Os FTRs e FGRs são instrumentos de

administração de riscos financeiros. A diferença entre eles é que os FTRs são associados a transferências de energia ponto-a-ponto enquanto os FGRs são relativos ao fluxo de energia num elemento específico da rede de transmissão.

Atualmente, estão em funcionamento mercados de direitos de transmissão nos Estados Unidos da América, operados pela PJM (Pensilvânia, Nova Jersey e Maryland) desde 1998, pelo ISOs de Nova York a partir de 1999, da Califórnia desde 2000, da Nova Inglaterra a partir 2003 e do Meio-Oeste americano desde 2005. No Texas, o mercado de direitos de transmissão foi introduzido em 2002 (Kristiansen, 2008).

Na Europa, a Itália introduziu mais recentemente os primeiros contratos de direitos de transmissão e o Operador do Sistema de Transmissão Europeu (ETSO) está discutindo a implantação de FTRs nos mercados de eletricidade europeus (Kristiansen, 2008).

O propósito primário desses direitos é permitir que o seu portador consiga neutralizar o valor pago pelo custo de congestionamento, que, como mencionado antes, é tipicamente bastante volátil e pode afetar a situação financeira dos agentes (Gribik et al., 2005; Mendez e Rudnick, 2004; Purchala et al., 2005; Shahidehpour e Yamin, 2002; Wood e Wollengerg, 1996).

Os montantes de direitos de transmissão são concedidos aos vencedores de leilões realizados com determinada antecedência em relação à data da operação do sistema. Os direitos são válidos em um período definido de tempo, tipicamente um mês, uma estação sazonal ou um ano, e freqüentemente durante o horário de ponta e fora da ponta (Alsaç et al., 2004). Nesses mercados, quando ocorre um congestionamento, o ISO é obrigado a honrar os direitos de transmissão FTR ou FGR leiloados, fazendo o devido pagamento aos seus portadores no momento de contabilização e liquidação dos mercados de energia.

Os pagamentos efetuados pelo ISO aos portadores dos direitos de transmissão são apoiados em recursos obtidos com a cobrança dos custos de congestionamento dos usuários da rede elétrica. Não obstante, acontecem inadequações de receita, isto é, a receita de congestionamento recebida pelo ISO não é suficiente para compensar os pagamentos a serem feitos aos portadores de direitos de transmissão (Alsaç et al., 2004).

Existe uma tentativa de se evitar que isso ocorra. Trata-se da realização de "Testes de Viabilidade Simultânea" (Alsaç et al., 2004; Gribik et al., 2005; Mendez e Rudnick, 2004; Purchala et al., 2005; Shahidehpour e Yamin, 2002; Wood e Wollengerg, 1996). Esses testes visam identificar os montantes máximos de direitos de transmissão que podem ser colocados em leilão, para tentar assegurar que a quantidade definida seja compatível com as receitas de congestionamento previstas, ou seja, buscam garantir a “adequação de receita”.

Entretanto, esses testes não garantem a compatibilidade desejada, uma vez que eles são realizados com base nas condições previstas de operação, que inevitavelmente diferem da operação real do sistema elétrico, pela ocorrência de falhas imprevistas na rede de transmissão e por desvios na previsão de carga (Lesieutre e Hiskens, 2005; Migliavacca et al., 2005; Purchala et al., 2005).

Pelo motivo exposto acima, a implantação dos mercados de direitos de transmissão precisa ser acompanhada de políticas que garantam que os déficits de receita de congestionamento (inadequações de receita) sejam compensados de alguma forma (Lesieutre e Hiskens, 2005).

#### 2.2.2.1. Pagamento do custo de congestionamento pelos agentes

Em um mercado baseado em LMPs, onde se negociam direitos de transmissão ponto-a-ponto - FTR ou direitos de transmissão sobre uma conexão da rede elétrica – FGR, se um usuário de transmissão transfere  $T_{ij}$  MW entre o ponto de injeção  $i$  e o ponto de extração  $j$ , a receita do ISO proveniente da cobrança do custo de congestionamento desse usuário é calculada com base na diferença de LMPs,  $\lambda$ , entre nós  $j$  e  $i$ , em \$/ MWh, como mostra a equação (4).

$$R_{ij} = T_{ij} \cdot (\lambda_j - \lambda_i) \quad (4)$$

Note que a receita obtida pela equação (4) é nula no caso de rede não congestionada, porque nesta hipótese os preços nodais,  $\lambda$ , são iguais, se desconsideradas as perdas na transmissão, ou são muito próximos, se estas são levadas em conta (Expósito, 2002).

## 2.2.2.2. Pagamento dos direitos de transmissão pelo ISO

### *Direitos de Transmissão Ponto-a-Ponto - FTR*

O FTR é definido para qualquer par de nós da rede e dá ao seu proprietário o direito de receber um pagamento do ISO sempre que acontecer um congestionamento de transmissão com a direção do fluxo de energia no mesmo sentido definido no FTR. A quantia paga pelo ISO é igual ao produto do direito de transmissão,  $F_{ij}$ , em MW, adquiridos em leilão, e a diferença dos  $\lambda$ , em \$/ MWh, das barras de retirada e de injeção,  $j$  e  $i$ , respectivamente (Alsaç et al., 2004; Kirschen e Strbac, 2004). O pagamento pelo ISO, que é feito após o processo de contabilização e liquidação do mercado de FTR, é calculado pela equação (5).

$$\pi_{ij}^{FTR} = F_{ij} \cdot (\lambda_j - \lambda_i) \quad (5)$$

Cabe observar que o pagamento do ISO é sempre diferente de zero no caso da rede congestionada ( $\lambda_j \neq \lambda_i$ ) e que, quando  $\pi_{ij}^{FTR}$  é negativo, o direito de FTR não é exercido pelo agente. Essa possibilidade existe apenas quando os direitos de transmissão são uma "opção" e não uma "obrigação" (Alaywan e Wu, 2002; Alsaç et al., 2004; O'Neill et al., 2002).

### *Direitos de Transmissão em elemento da rede - FGR*

Os FGRs são direitos baseados no fluxo de energia através de elementos da rede e são associados à capacidade de transmissão desses circuitos específicos ("Flow Gate"), ou seja, de um elemento de conexão da rede que interliga duas barras, duas áreas ou dois sistemas elétricos distintos. O pagamento do ISO aos proprietários de FGR pela utilização da capacidade de transmissão da linha que conecta barra  $i$  à barra  $j$  é dado por (6)

$$\pi_{ij}^{FGR} = G_{ij} \cdot \mu_{ij} \quad (6)$$

onde  $G_{ij}$  é a quantidade de direitos FGR, em MW, adquirida em leilão para a linha  $ij$ , e  $\mu_{ij}$  é o custo da restrição (multiplicador de Lagrange) associado ao limite de fluxo da linha. O multiplicador é sempre maior que zero quando a linha está congestionada.

### 2.2.2.3. Equilíbrio para os portadores de FTR ou FGR

Comparando as equações (4) e (5) acima relacionadas ao mercado de FTR, está claro que se um FTR de  $F_{ij}$  MW se igualar a uma transferência de  $T_{ij}$  MW, ao usuário resulta uma conta de congestionamento igual a zero, i.e.,  $R_{ij} = \pi_{ij}^{FTR}$ , sejam quais forem os preços marginais locacionais dos nós  $i$  e  $j$ . O mesmo acontece no mercado de FGR, quando, comparando as equações (4) e (6), ocorrer  $R_{ij} = \pi_{ij}^{FGR}$ . Nesses casos, o custo para o agente, decorrente da desejada estabilidade de preço (proteção contra a volatilidade), é apenas o custo de compra do FTR ou FGR no leilão.

Porém, uma proteção total ao usuário da rede elétrica, ou seja, o auto-cancelamento entre o valor pago aos portadores de direitos de transmissão e o pagamento recebido do ISO, em qualquer dos dois mercados, de FTR ou de FGR, é raro. Normalmente  $R_{ij} \neq \pi_{ij}^{FTR}$  e  $R_{ij} \neq \pi_{ij}^{FGR}$ . Isso porque é difícil prever exatamente qual a quantidade exata de direitos a ser comprada com base na previsão do comportamento operacional da rede elétrica. O grau de precisão, afinal, recai sobre o conhecimento e a expectativa do agente sobre as condições de operação do sistema.

### 2.2.2.4. Inadequação de receita do ISO

Até este ponto, avaliou-se o problema do mercado de direitos de transmissão sob o ponto de vista dos agentes. Agora, será focada a situação pela perspectiva do ISO. O operador do sistema precisa que os custos de congestionamento coletados junto aos usuários da rede sejam suficientes para cobrir os pagamentos totais aos portadores de FTR e FGR, i.e., precisa alcançar adequação de receita. O valor da receita de congestionamento do ISO é obtido pela adição de todos os custos de congestionamento dados pela equação (4), como mostrado em (7).

$$R = \sum_{ij} R_{ij} \quad (7)$$

Por outro lado, o valor do pagamento do ISO a todos os portadores de FTR e FGR é obtido pela adição dos pagamentos individuais a cada um deles, dados pelas equações (5) e (6), respectivamente, nos mercados de FTR e FGR. O total pago pelo ISO é dado por (8) e (9).

$$\pi^{FTR} = \sum_{ij} \pi_{ij}^{FTR} \quad (8)$$

$$\pi^{FGR} = \sum_{ij} \pi_{ij}^{FGR} \quad (9)$$

A adequação de receita é alcançada quando toda a cobrança de custos de congestionamento, dada pela equação (7), é suficiente para cobrir todos os pagamentos devidos aos portadores de direitos de transmissão, calculados através das equações (8) e (9), respectivamente no mercado de FTR e FGR. Isto é, tem-se adequação de receita no mercado de FTR quando  $R \geq \pi^{FTR}$  e no mercado de FGR quando  $R \geq \pi^{FGR}$ , ou ainda na hipótese da existência dos dois tipos de mercado quando  $R \geq (\pi^{FTR} + \pi^{FGR})$ .

Neste estudo, os mercados de FTR e de FGR são considerados excludentes entre si, uma vez que as receitas do ISO dadas por (7) são constantes para uma determinada condição de congestionamento do sistema. Assim, caso existissem os dois mercados, muito provavelmente as receitas de congestionamento não seriam suficientes para assegurar simultaneamente ambos os pagamentos de FTR e FGR dados por (8) e (9), o que contribuiria para inadequações de receita ainda maiores.

A operação integrada desses mercados é um tema em estudo e existe um considerável debate em torno das vantagens e desvantagens relativas de um método sobre o outro (Hogan, 2000; Joskow, 2000; Kirschen e Strbac, 2004; O'Neill et al., 2002). De todo modo, como mencionado antes, seja um mercado de FTR ou FGR, a ocorrência de inadequação de receita é inevitável e o desequilíbrio é normalmente resolvido com a cobrança de um valor adicional nos encargos de transmissão. Por meio dessa medida o ISO busca recuperar a adequação de receita.

É importante notar que o interesse crescente pelos mercados de FTR e FGR tende a reduzir a capacidade de transmissão não vendida por estes instrumentos. Além disso, na prática, a redução de capacidade de transmissão devido a problemas operacionais causados por fatores inesperados, já mencionados antes, pode contribuir para maior ocorrência e aumento de valor das inadequações de receita (Lesieutre e Hiskens, 2005; Migliavacca et al., 2005; Purchala et al., 2005).

A inadequação de receita, em \$, no mercado de FTR é determinada da seguinte forma:

$$\varepsilon^{FTR} = R - \pi^{FTR} < 0 \quad (10)$$

e no mercado de FGR é dada por:

$$\varepsilon^{FGR} = R - \pi^{FGR} < 0 \quad (11)$$

O valor resultante das equações (10) e (11) é a quantia de encargo adicional a ser cobrada entre os usuários do sistema de transmissão.

Em Lesieutre e Hiskens (2005) é provado que o conjunto de injeções de potência viáveis para as equações do fluxo de carga com restrições de segurança é não convexo quando a capacidade de transmissão das linhas e os limites de tensão nas barras são considerados. A projeção no espaço das injeções de potência ativa pode ficar “próxima” da convexidade, mas isso não é suficiente para garantir-se a adequação de receita quando da liquidação dos direitos de transmissão.

### **2.3. MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS**

Os custos associados ao gerenciamento de congestionamentos na rede com a realização de re-despacho de geração ou os relativos à eliminação da inadequação de receita em mercados de direitos de transmissão precisam, como mencionado anteriormente, ser cobertos pelo ISO. Para isso, é necessário que exista na regulamentação do mercado o estabelecimento de uma fonte especial de receita. Normalmente, essa receita complementar é obtida por meio da cobrança de encargos adicionais aos usuários da rede, ou seja, os custos são repassados para os agentes de consumo ou para ambos, de geração e consumo, conforme o tipo de custo a repassar.

O rateio Pro-Rata é citado na literatura como sendo um método amplamente utilizado para a alocação dos mais variados custos de serviços do setor elétrico, em função da sua simplicidade e praticidade. Não são encontrados estudos e proposições de métodos de alocação específicos para a alocação dos custos associados ao gerenciamento de congestionamentos na rede. Basicamente, apenas o cálculo Pro-Rata é apresentado também para cobrança desse tipo de custos.

Por outro lado, diversos métodos destinados à alocação de custos de transmissão de energia, em uso ou em desenvolvimento, são citados na literatura. A seguir, é feita uma apresentação sucinta desses métodos.

### 2.3.1. Método Pro-Rata – PR (Selo)

Esse método é muito difundido devido à sua simplicidade. A alocação de custos entre usuários é feita com base num custo fixo por MW, i.e., com base no montante de energia dos usuários. Desse modo, não se leva em conta o fluxo de carga, sendo, por isso, considerado um método de custo embutido. A alocação independe da distância da transmissão e da configuração da rede e considera que a rede elétrica é totalmente usada, ou seja, o método não captura o uso efetivo do sistema pelos agentes.

O custo alocado entre os agentes,  $A^{PR}$ , é dado pela multiplicação do valor de geração,  $P_{gi}$ , e de demanda,  $P_{dj}$ , pela tarifa<sup>1</sup> de alocação Pro-Rata,  $t^{PR}$ , sendo que esta é dada pela divisão do custo a alocar,  $C$ , pelo total de geração e demanda do sistema, conforme formulação a seguir:

$$A_j^{PR} = \rho \cdot \left( \frac{C}{\sum_j P_{dj}} \right) \cdot P_{dj} = t^{PR} \cdot P_{dj} \quad (12)$$

e

$$A_i^{PR} = (1 - \rho) \cdot \left( \frac{C}{\sum_i P_{gi}} \right) \cdot P_{gi} = t^{PR} \cdot P_{gi} \quad (13)$$

onde:

$\rho$  é fator de repartição do custo entre as classes de produção e consumo fixado pelo órgão regulador ( $0 \leq \rho \leq 1$ );

$A_j^{PR}$  é o custo alocado de re-despacho para o agente de consumo  $j$ ,

$A_i^{PR}$  é o custo alocado de re-despacho para o agente de geração  $i$ ,

---

<sup>1</sup>A palavra "tarifa" utilizada neste trabalho se restringe a um valor associado ao uso da rede ou à alocação de custo de gerenciamento de congestionamento, diferindo da "tarifa de energia elétrica" que engloba todos os custos do serviço público de fornecimento de energia elétrica.

$C$  é o custo total a ser alocado;

$P_{dj}$  é a demanda do agente de consumo localizado na barra  $j$ ;

$P_{gi}$  é a geração do agente de geração localizado na barra  $i$ ;

$t^{PR}$  é a tarifa de alocação Pro-Rata (\$/ MWh).

### **2.3.2. Método “Caminho de Contrato”**

Essa metodologia também gera uma alocação a custo fixo, ou seja, é de custo embutido, a exemplo do método Pro-Rata. Isso porque ela independe dos fluxos reais de carga.

Para os cálculos, assume-se que o serviço de transmissão pode ser representado por fluxos especificados e artificiais definidos a partir da energia contratada. Uma vez definidos os caminhos contratuais, são estabelecidos os preços por tarifa Pro-Rata. Assim, desconsidera-se que os caminhos de contrato diferem dos caminhos reais (Happ, 1994).

### **2.3.3. Método “MW - Milha” (linha por linha)**

Nesse procedimento, são considerados os montantes de fluxo (MW) e o comprimento das linhas. A base está nos fluxos de carga e na distância entre o local da injeção e da retirada da energia.

Também é um método de custo embutido, pois calcula o encargo associado a cada transação de transporte em relação ao uso da capacidade de transmissão. A alocação é feita em função do montante da energia transacionada, do caminho seguido e da distância viajada, utilizando o fluxo de carga linear. Essa é a primeira estratégia de tarifação com base no uso da rede. É usada, também, para identificar os caminhos da transmissão de uma dada transação (Lima, 1996; Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

#### **2.3.4. Método “Capacidade Não-Usada de Transmissão”**

Com esse método os usuários pagam pelo uso real e também pela capacidade não-usada de transmissão. Assim, os custos totais de transmissão são recuperados com base no uso total da capacidade da rede. O usuário é cobrado como se a rede estivesse totalmente utilizada. Portanto, é um esquema injusto para os usuários de pequena parcela da capacidade de transmissão (Lima, 1996; Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

#### **2.3.5. Método “MVA - Milha”**

Esse método é uma versão estendida do método MW – Milha. Ele inclui no processo de alocação os encargos por fluxos de potência reativa (base em MW e MVar). A alocação é realizada em função do montante da energia transacionada, do caminho seguido e da distância viajada, com base em fluxo de carga CA. Considera os limites de carregamento em MVA e a alocação do suporte de reativo do sistema (Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

#### **2.3.6. Método “Contra-Fluxo”**

Baseia-se no princípio de que os usuários devem ser beneficiados ou onerados de acordo com o contra-fluxo ou fluxo de energia causados por suas transações em relação ao fluxo líquido da linha.

Essa metodologia difere do MW-Milha e de outros métodos “usuário-pagador” que desconsideram no processo de alocação a direção do fluxo de energia associado ao usuário da rede em relação ao fluxo líquido na linha. Com esse esquema, o usuário que usa a LT na direção do fluxo líquido paga proporcionalmente à sua contribuição e os demais, que causam contra-fluxo, não pagam e deveriam até receber créditos por esse fato. Entretanto, na prática existe uma restrição para o uso desse método dada a dificuldade em se viabilizar os pagamentos aos usuários que apresentam contra-fluxo (Lima, 1996; Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

### **2.3.7. Método “FCCA” - Fluxo de Carga de Corrente Alternada**

Existem muitas abordagens propostas com o uso de fluxo de carga CA. Algumas são baseadas em índices de sensibilidade, seguindo a mesma lógica dos métodos de Fatores de Distribuição calculados por meio de fluxo de carga linear. Neste caso, porém, os fatores são derivados do fluxo de carga CA.

Outras soluções são baseadas no FCCA completo ou em estudos de fluxo de potência ótimo. Nestes casos, são requeridas informações mais detalhadas de custo para a realização do processo de alocação.

Outra abordagem dos FCCA é a do Fluxo de Carga Decomposto, no qual são consideradas as componentes dos fluxos associadas às transações individuais e mais uma componente que considera a natureza não linear do FC. Para cada transação calculam-se as componentes de fluxo de potência real e reativa de uso da rede, o desequilíbrio da potência líquida e a contribuição dos geradores participantes da compensação das perdas de potência real (Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

### **2.3.8. Métodos de “Divisão Proporcional”**

Os métodos de Divisão Proporcional foram desenvolvidos por Bialek e Kirschen, em abordagens distintas, como será visto adiante, com o objetivo de determinar-se a contribuição dos usuários da rede elétrica no uso da transmissão. Ambos são apoiados na topologia da rede e são propostos para utilização na tarifação e recuperação de custos fixos de transmissão.

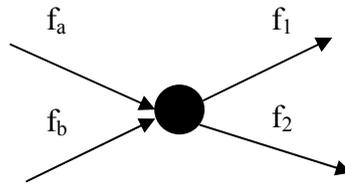
#### **2.3.8.1. Abordagem de Bialek: método da "Divisão Proporcional - DP"**

Com essa abordagem, assume-se que os fluxos nodais incidentes numa barra do sistema são rateados proporcionalmente entre os fluxos que deixam o nó. O método DP baseia-se na topologia da rede para determinar a contribuição de um

gerador ou de uma carga individual sobre cada fluxo da rede. Assim, são gerados fatores de distribuição topológicos (Bialek, 1997).

A metodologia DP pode ser utilizada tanto com fluxo de carga linear como com o fluxo de carga CA para fornecer contribuições de fluxo apenas ativo ou ativo e reativo. Para os cálculos, consideram-se uma geração e uma carga em cada barra do sistema e dois fluxos em cada linha: um que entra e um que sai da barra através da linha. Portanto, o método DP leva em conta as perdas na transmissão. Dois procedimentos são adotados no processo de alocação dos custos: um com cálculos “a montante”, i.e., no sentido da carga para a geração, no qual os encargos da transmissão são alocados em cada gerador e as perdas são rateadas na carga; e outro com cálculos “a jusante”, i.e., no sentido da geração para a carga, no qual os encargos de transmissão são alocados em cada carga e as perdas são rateadas entre os geradores.

Conforme mencionado acima, o método DP basicamente considera que a potência que chega a uma barra, através de uma linha qualquer, se divide nos fluxos das linhas com potência saindo da barra de forma proporcional à sua participação no fluxo total que chega à barra, tal como ilustrado abaixo.



De acordo com o princípio proposto pelo método, o fluxo  $f_1$  pode ser descrito por:

$$f_1 = f_1 \cdot \frac{f_a}{f_a + f_b} + f_1 \cdot \frac{f_b}{f_a + f_b} \quad (14)$$

e o fluxo  $f_2$ , da mesma forma, pode ser dado por:

$$f_2 = f_2 \cdot \frac{f_a}{f_a + f_b} + f_2 \cdot \frac{f_b}{f_a + f_b} \quad (15)$$

O custo total a ser alocado entre os agentes é inicialmente dividido e atribuído a cada linha, numa proporção igual à relação entre o fluxo de potência na linha e o somatório do fluxo em todas as linhas do sistema. O custo correspondente a cada linha, calculado dessa forma, é então alocado entre os geradores e consumidores de acordo com a contribuição de cada um deles sobre o fluxo na linha, dada pelo método. A formulação do método DP, seguindo o sentido “a montante”, ou seja, no sentido da carga para a geração, é apresentada a seguir.

Os fatores de distribuição topológicos são dados pela seguinte equação:

$$p_{ij} = \frac{p_{ij}}{p_i} \cdot \sum_{z=1}^n [A_u^{-1}]_{iz} \cdot P_{Gz} = \sum_{z=1}^n D_{ij,z} \cdot P_{Gz}; \quad j \in \alpha_i^d \quad (16)$$

onde

$$p_i = \sum_{j \in \alpha_i^u} |p_{ij}| + P_{Gi}; \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{|p_{ji}|}{p_j} & j \in \alpha_i^u \\ 0 & i \neq j \text{ e } j \notin \alpha_i^u \end{cases}$$

e onde:

$p_{ij}$  = fluxo na linha  $i$ - $j$ ;

$p_i$  = fluxo de potência através do nó  $i$ ;

$A_u$  = matriz de distribuição no sentido a montante;

$P_{Gz}$  = geração no nó  $z$ ;

$\alpha_i^d$  = conjunto de nós supridos diretamente pela barra  $i$ ;

$\alpha_i^u$  = conjunto de nós que suprem diretamente a barra  $i$ ;

$D_{ij,z}$  = fator de distribuição topológico que reflete a contribuição do gerador  $z$  para o fluxo da linha  $i$ - $j$ .

O uso total da rede pelo gerador  $z$ , ( $U_{Gz}$ ), é obtido pela soma das suas contribuições individuais para os fluxos nas linhas do sistema multiplicada pelo custo unitário do MW de fluxo da linha, conforme equação a seguir:

$$U_{Gz} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in \alpha_i^d} w_{ij} \cdot D_{i,j,z} \cdot P_{Gz} = P_{Gz} \cdot \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{[A_u^{-1}]_{i,z}}{P_i} \cdot \sum_{j \in \alpha_i^d} C_{ij} \right\} \quad (17)$$

onde,

$C_{ij}$  = encargo adicional total pelo uso da linha  $i-j$ ;

$w_{ij}$  = custo por MW de cada linha  $i-j$ .

A formulação do método DP, seguindo o sentido “a jusante”, ou seja, no sentido da geração para a carga, que fornece a alocação de encargos para as cargas individuais, segue a mesma metodologia apresentada acima (Bialek, 1997).

### 2.3.8.2. Abordagem de Kirschen

Como o método DP, o modelo proposto por Kirschen é também apoiado na topologia da rede e em solução de fluxo de carga linear ou CA. Essa abordagem responde a seguinte pergunta: “Qual proporção do fluxo ativo ou reativo de um ramo é contribuição de cada gerador?”. Porém, não é limitado à mudança incremental das injeções de potência nas barras do sistema.

Esta metodologia é baseada num conjunto de definições: “domínio”, conjunto de barras que obtêm potência de um gerador; “comum”, conjunto de barras contíguas supridas pelo mesmo conjunto de geradores; e “ligações”, ramos que interligam dois comuns diretamente. Definidos esses parâmetros, é feita a representação do estado do sistema por meio do grafo orientado, onde constam os dados de geração e carga nos “comuns” e os fluxos orientados nas “ligações”.

Por meio de um processo recursivo, são calculadas as contribuições dos geradores para as cargas e para os fluxos nos "comuns" e "ligações". Da mesma forma, podem ser calculadas as contribuições das cargas. Para um determinado

"comum", assume-se que a proporção do fluxo incidente de um gerador é igual à proporção do fluxo de saída do mesmo. Ao final, são determinadas as contribuições de um gerador ou de uma carga individual para os fluxos nas linhas, de modo similar ao método DP (Kirschen et al., 1997).

### 2.3.9. Métodos de “Fatores de Distribuição - FD”

Os Fatores de Distribuição - FD são em geral calculados por fluxo de carga linearizado e são normalmente usados na análise de segurança e de contingência do sistema para a avaliação dos impactos da geração e da carga nos fluxos das linhas de transmissão.

O uso desse método para avaliação do uso da transmissão e para alocação de custo para cada usuário, geradores e cargas, foi sugerido recentemente. Os cálculos são feitos a partir das injeções líquidas de potência das transações e podem gerar Fatores de Distribuição de Desvio de Geração - FDDG ou Fatores de Distribuição de Desvio Generalizado de Geração - FDGG ou Carga - FDGC, conforme mostrado resumidamente a seguir (Pan et al., 2000; Shahidehpour e Yamin, 2002).

Inclui-se nesse grupo de métodos FD, o método dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE, que utiliza fatores de distribuição para descrever a participação de intercâmbios bilaterais de energia no fluxo real das linhas (Galiana et al., 2002). Esse método é mostrado também adiante.

#### 2.3.9.1. Método “FDDG” (Fatores de Distribuição de Desvios na Geração)

Esse método fornece mudanças nos fluxos ativos das linhas de transmissão ( $\Delta F_{l-k}$ ) causadas por  $\Delta G$ , ou seja:

$$\Delta F_{l-k} = A_{l-k,i} \cdot \Delta G_i \quad (18)$$

onde,

$\Delta G_i$  é o desvio de G na barra  $i$  com a barra de referência excluída;

$A_{l-k,i}$  é a sensibilidade do fluxo na linha  $l-k$  para  $\Delta G$  na barra  $i$ .

Portanto, os FDDG medem o uso incremental da rede pelos geradores. Eles são calculados com base na matriz de reatância e por meio do fluxo de carga linear. Esse método depende da seleção da barra de referência e independe da condição operacional do sistema.

#### **2.3.9.2. Método “ FDGG” (Fatores de Distribuição de Desvio Generalizado de Geração)**

Os fatores de desvio generalizado de geração determinam o impacto de cada gerador sobre o fluxo de potência ativa da rede, podendo ser negativo. São calculados com base no fluxo de carga linear. Esse método depende dos parâmetros da linha e das condições do sistema e independe da seleção da barra de referência.

Os FDGG diferem dos Fatores de Distribuição de Desvio de Geração por não medirem o uso incremental, mas o uso total da rede provocado pelas injeções dos geradores.

#### **2.3.9.3. Método “FDGC” (Fatores de Distribuição de Desvio Generalizado de Carga)**

Esse método é similar ao esquema dos Fatores FDGG, porém determinam a contribuição de cada carga sobre os fluxos de linha. Com esse método é possível alocarem-se também os encargos da rede de sub-transmissão para cargas localizadas dentro da área da empresa distribuidora.

Os FDGC medem o uso total (não incremental) da rede provocado pelas cargas. As cargas são tratadas como injeções negativas.

Como os demais métodos de fatores de distribuição, o FDGC é calculado com base no fluxo de carga linear. Depende dos parâmetros da linha e das condições do sistema e independe da seleção da barra de referência.

**2.3.9.4. Método “Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE” (Galiana et al., 2002).**

Define-se que, para cada par  $i$  e  $j$  de nós do sistema, pode-se retratar a geração  $P_g$  e a demanda  $P_d$  desses nós representando-se nos  $i$  ( $i = 1, \dots, nb$ ) apenas a geração existente no mesmo,  $P_g = P_{gi}$ , e nos nós  $j$  ( $j = 1, \dots, nb$ ), apenas a demanda existente no mesmo,  $P_d = P_{dj}$ . A Figura 2.2 ilustra essa definição.

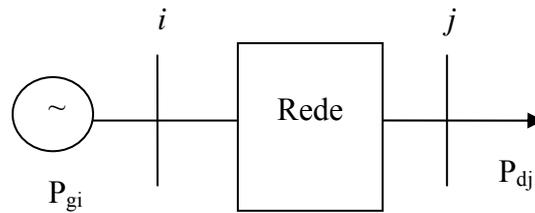


Figura 2.2- Ilustração da definição de demanda e geração do método EBE.

Um Intercâmbio Bilateral Equivalente (EBE) entre o gerador que produz  $P_{gi}$  na barra  $i$  e a carga que consome  $P_{dj}$  na barra  $j$  é dado por (19).

$$EBE_{ij} = (P_{gi} \cdot P_{dj}) / P_G \quad (19)$$

onde  $P_G$  é a geração total do sistema.

O EBE pode ser interpretado como uma fração da demanda  $P_{dj}$  que é suprida por  $P_{gi}$ . Essa fração corresponde à participação de  $P_{gi}$  na geração total do sistema.

No caso sem perdas elétricas, a demanda e a geração totais do sistema são iguais, i.e.  $P_D = P_G = \sum_j P_{dj} = \sum_i P_{gi}$ . Por esse motivo, cada geração e consumo individuais podem ser expressos em termos de EBEs, dados pela equação (19), como segue:  $P_{gi} = \sum_j EBE_{ij}$  e  $P_{dj} = \sum_i EBE_{ij}$ .

São calculados os fatores de distribuição de fluxo nas linhas,  $\gamma_{ijk}$ , por meio de fluxo de carga linear, os quais descrevem a participação de cada EBE no fluxo

real da linha  $k$ ,  $P_{fluxo k}$ . No Apêndice A é demonstrado o cálculo dos fatores  $\gamma_{ijk}$ . Eles diferem dos Fatores de Distribuição de Desvios de Geração – FDDG, que refletem o impacto da variação da geração de uma barra sobre o fluxo na linha  $k$ . Os fatores de distribuição  $\gamma_{ijk}$  são dependentes da topologia da rede e não estão sujeitos a mudanças devidas a variações no ponto de operação de sistema.

A partir dos fatores de distribuição e dos EBEs, pode-se calcular o fluxo real da linha  $k$  pela equação (20).

$$P_{fluxo k} = \sum_{ij} (\gamma_{ijk} \cdot EBE_{ij}) \quad (20)$$

Do mesmo modo, a partir do valor absoluto dos fatores de distribuição,  $|\gamma_{ijk}|$ , e do valor dos EBE, é calculado o uso que os agentes fazem das linhas de transmissão. Utiliza-se o valor absoluto dos fatores de distribuição,  $|\gamma_{ijk}|$ , pelo fato de que, para efeito do cálculo do uso da linha, considera-se que cada componente de fluxo ( $\gamma_{ijk} \cdot EBE_{ij}$ ) usa a linha  $k$  independentemente do seu sinal (sentido do fluxo), seja ele coincidente ou não com sinal do fluxo líquido na linha  $k$ ,  $P_{fluxo k}$ ; assim os contra-fluxos são levados em conta.

O uso da linha  $k$  por um intercâmbio bilateral equivalente entre as barras  $i$  e  $j$ ,  $EBE_{ij}$ , portanto, é dado por:

$$US_{ijk} = |\gamma_{ijk}| \cdot EBE_{ij} \quad (21)$$

A Figura 2.3 ilustra o uso da linha  $k$  pelo  $EBE_{ij}$ .

O uso da linha  $k$  por todos os  $EBE_{ij}$  é determinado por

$$USL_k = \sum_{ij} (|\gamma_{ijk}| \cdot EBE_{ij}) \quad (22)$$

O uso de todas as linhas por um  $EBE_{ij}$  específico é obtido com

$$USL_{ij} = \sum_k US_{ijk} \quad (23)$$

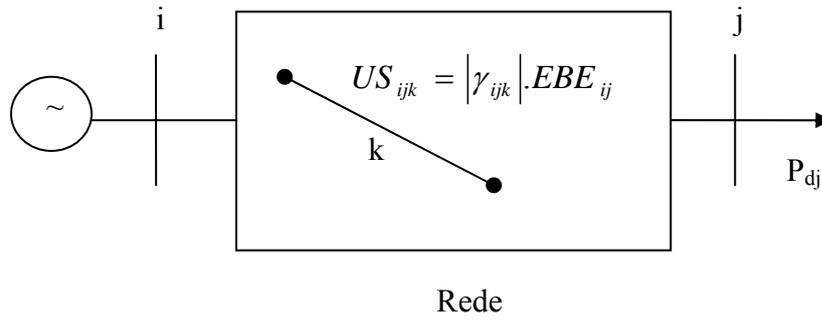


Figura 2.3 - Uso da linha  $k$  pelo  $EBE_{ij}$ .

O uso total da rede por todos os  $EBE_{ij}$  é dado por (24).

$$US = \sum_k USL_k \quad \text{ou} \quad US = \sum_{ij} USL_{ij} \quad (24)$$

Da mesma forma, o uso de cada linha por um gerador  $i$  ou uma demanda  $j$  é definido como sendo a soma do uso da linha  $k$  por todos os Intercâmbios Equivalentes Bilaterais,  $EBE_{ij}$ , que envolvem gerador  $i$  e a demanda  $j$ :

- Uso de cada linha  $k$  pelo gerador  $i$ :

$$USG_{ik} = \sum_j (|\gamma_{ijk}| \cdot EBE_{ijk}) = \sum_j US_{ijk} \quad (25)$$

- Uso de cada linha  $k$  pela demanda  $j$ :

$$USD_{jk} = \sum_i (|\gamma_{ijk}| \cdot EBE_{ijk}) = \sum_i US_{ijk} \quad (26)$$

O uso total da rede pelo agente de geração  $i$  é determinado, como segue:

$$USG_i = \sum_k USG_{ik} \quad (27)$$

Analogamente, o uso total da rede pela demanda  $j$  é determinado, pela equação (28).

$$USD_j = \sum_k USD_{jk} \quad (28)$$

## 2.4. ANÁLISE DOS MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Não há acordo generalizado sobre uma metodologia que ofereça maior justiça e praticidade à alocação de custos de transmissão. Há uma dificuldade matemática na

tentativa de dividir os custos, o que implica um grau de subjetividade nos métodos apresentados e redundante em maior ou menor presença de subsídios cruzados. Para atender aos requisitos dos mercados competitivos de energia elétrica, percebe-se a procura de um modelo no qual os custos de transmissão sejam alocados de acordo com o uso da rede. Busca-se que os usuários paguem os encargos de acordo com o maior ou menor uso que fazem da rede elétrica.

Esse é um atributo básico que a metodologia de alocação dos custos decorrentes de congestionamento no sistema de transmissão deve possuir, porém não se encontra na literatura um método que atenda perfeitamente a esse requisito.

Verifica-se, com a análise dos esquemas de alocação apresentados na literatura, que os métodos “Fatores de Distribuição” e “Divisão Proporcional” são os que buscam traduzir o uso da rede de transmissão pelos agentes e, assim, uma alocação de custo para cada usuário considerando esse aspecto.

Os demais métodos basicamente repetem de alguma forma o cálculo de divisão do custo pelo montante de carga e geração dos agentes, tal como o rateio Pro-Rata. Apesar de simples, esses métodos apresentam a desvantagem de não levar em conta o uso real do sistema de transmissão.

Para os mercados de direitos de transmissão, existem propostas de outros meios de compensação dos custos associados à eliminação da inadequação de receita, porém são pouco recomendáveis. Uma das formas é a redução do valor pago pelo ISO aos portadores de FTR e FGR, recaindo sobre estes o ônus da correção do desequilíbrio de receita.

A outra opção é o acúmulo dos déficits de receita na esperança de que sejam compensados no futuro com um eventual excesso de receita de congestionamento. A primeira forma desvirtua o conceito de proteção que os agentes buscam encontrar nos mercados de direito de transmissão e a segunda é altamente duvidosa, pois não resolve o problema imediato e pode gerar desequilíbrios ainda maiores no futuro (Alsaç et al., 2004; Migliavacca et al., 2005; O’Neill et al., 2002; Yuen et al., 2005).

## 2.5. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

O gerenciamento de congestionamento da rede é inerente a qualquer sistema elétrico e normalmente tem associado a ele custos adicionais que precisam ser recuperados por meio de cobrança de encargos adicionais junto aos usuários da rede elétrica, tais como: o custo do re-despacho de geração e o custo da inadequação de receita.

Verifica-se, hoje, que o método usualmente utilizado para realização do rateio desses custos é o cálculo Pro-Rata, porém existem diversas outras metodologias para a alocação de custos de transmissão que podem ser investigadas para alocação também dos custos de gerenciamento de congestionamento.

Considerando-se o requisito de que seja adotada uma metodologia com a qual os custos de transmissão sejam alocados de acordo com o uso da rede, verifica-se que os métodos baseados em “fatores de distribuição” e o de “Divisão Proporcional” se aproximam desse objetivo. No entanto, como se verá adiante neste estudo, eles apresentam a ocorrência de subsídios cruzados com maior ou menor incidência.

Nos capítulos seguintes deste trabalho, serão feitas análises comparativas da aplicação de métodos de alocação de custos de transmissão na solução do problema de recuperação dos custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica, para validação da metodologia proposta nesta tese.

Nesse sentido, selecionaram-se para uso nas análises comparativas os seguintes métodos: o Divisão Proporcional - DP, na abordagem de Bialek, e o Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE, que é baseado em "Fatores de Distribuição", tendo em vista que ambos permitem uma associação da alocação dos custos com o uso que os agentes fazem da rede elétrica; e também o Pro-Rata - PR, pelo fato de ser o mecanismo de alocação mais comumente utilizado.

### **3. SOLUÇÃO PROPOSTA DE ALOCAÇÃO BASEADA EM TRANSFERÊNCIAS EQUIVALENTES DE POTÊNCIA - TEP**

Neste capítulo é demonstrada a proposta de solução de alocação de custos associados ao re-despacho e à inadequação de receita considerando-se o uso da rede. O desenvolvimento do novo método foi realizado a partir dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes – EBE, originalmente sugeridos para alocação de custo de transmissão por Galiana et al. (2002). A aplicação dessa metodologia para alocação dos custos de gerenciamento de congestionamento – custo de re-despacho de geração e de inadequação de receita – foi a motivação inicial do presente estudo, uma vez que ela se aproxima do objetivo dessa tese que é alocação desses custos considerando o princípio usuário-pagador.

O método EBE considera intercâmbios bilaterais de energia entre agentes de geração e consumo sem fazer a distinção do fato de que a potência de geração que um agente injeta na barra pode estar sendo utilizada parcial ou totalmente por uma carga ligada na própria barra do gerador. Quando ocorre essa utilização da energia internamente à barra, o uso efetivo da rede de transmissão pelo agente de geração é menor do que quando a sua potência injetada na barra é toda destinada a cargas localizadas em barras remotas. O mesmo vale para o agente de consumo. O uso efetivo da rede de transmissão pelo consumidor será tanto menor quanto maior for a parcela da sua carga suprida localmente.

O fato de o método EBE realizar a alocação sem tratar de forma distinta as componentes de energia gerada e consumida internamente nas barras do sistema leva à ocorrência de subsídios cruzados entre os agentes. Aqueles que produzem energia que é consumida na própria barra, ou que consomem energia que é produzida na própria barra, são levados a pagar valores distorcidos de encargos, causando benefício ou prejuízo para si ou para os demais agentes. Várias simulações demonstram a existência desses subsídios.

A solução proposta nesta tese amplia a aplicação do método EBE para alocação de custos de gerenciamento de congestionamento na rede elétrica e avança no sentido da

minimização dos referidos subsídios, introduzindo o conceito das Transferências Equivalentes de Potência - TEP.

Portanto, conforme demonstrado a seguir, o método desenvolvido neste trabalho baseia-se nas transferências equivalentes de potência, as quais são decompostas em: a) transferências equivalentes de potência relativas à geração ou ao consumo internos nas barras do sistema e b) transferências equivalentes de potência relativas às injeções ou às extrações líquidas de potência nas barras do sistema. Objetiva-se, dessa forma, minimizar a alocação de custos com subsídios cruzados entre os agentes, mencionada acima.

### **3.1. DESCRIÇÃO DO MÉTODO DAS TRANSFERÊNCIAS EQUIVALENTES DE POTÊNCIA - TEP**

O uso da rede elétrica pelos agentes geradores e de consumo é definido a partir da participação deles em Transferências Equivalentes de Potência - TEP. Essas transferências são constituídas de duas componentes: Transferências Equivalentes Internas (TEP<sup>I</sup>); e Transferências Equivalentes Externas (TEP<sup>X</sup>). A metodologia é apresentada a seguir.

#### **3.1.1. Definição das Transferências Equivalentes de Potência TEP<sup>I</sup> e TEP<sup>X</sup>**

A partir dos valores de demanda  $P_d$  e geração  $P_g$  de uma mesma barra do sistema, são identificadas as barras exportadoras e importadoras de energia: se  $P_g > P_d$ , a barra é definida como exportadora; se  $P_g \leq P_d$ , a barra é definida como importadora.

Assim, a geração e a demanda de uma mesma barra do sistema podem ser decompostas em geração e demanda internas e externas, da seguinte forma:

$$P_g = P_g^I + P_g^X \quad (29)$$

e

$$P_d = P_d^I + P_d^X \quad (30)$$

onde, as componentes internas e externas de geração e demanda são definidas como:

- $P_g^I$  = geração interna (potência injetada interna): montante de geração da barra que atende à demanda da própria barra;

- $P_g^X$  = geração externa (potência injetada externa): montante de geração da barra que atende à demanda de outras barras do sistema;
- $P_d^I$  = demanda interna (potência extraída interna): montante de carga da barra que é atendido por geração da própria barra;
- $P_d^X$  = demanda externa (potência extraída externa): montante de carga da barra que é atendido por geração de outras barras do sistema.

A Figura 3.1 ilustra essa decomposição.

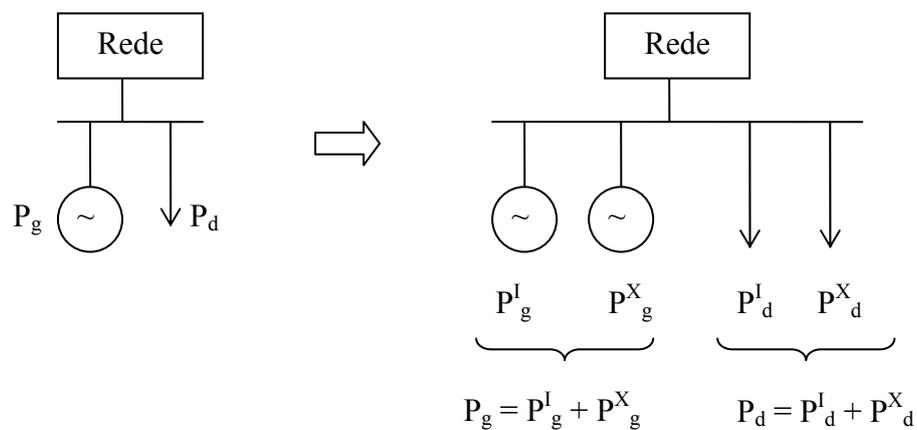


Figura 3.1 - Ilustração da decomposição da geração e da demanda.

Nas barras importadoras tem-se que, para a geração:

$P_g^I$  é igual ao valor da geração da barra,  $P_g^I = P_g$  ;

$P_g^X$  é a geração externa da barra e seu valor é nulo,  $P_g^X = 0$ ;

e para as cargas:

$P_d^I$  é igual ao valor de geração da barra,  $P_d^I = P_g$  ;

$P_d^X$  é igual ao excedente de carga da barra,  $P_d^X = P_d - P_g$  .

A Figura 3.2 demonstra a decomposição da geração e da demanda da barra importadora.

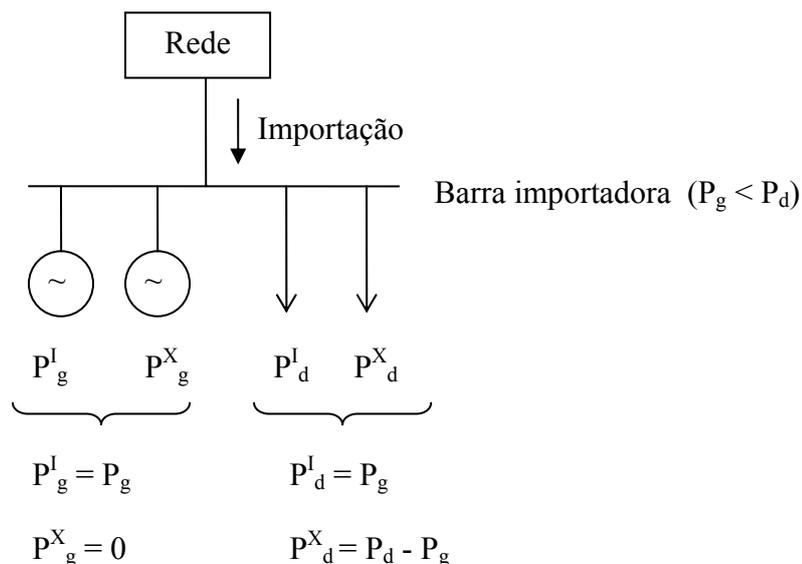


Figura 3.2 - Ilustração das componentes de geração e demanda na barra importadora.

Nas barras exportadoras tem-se que, para a geração:

$P_g^I$  é igual ao valor da demanda da barra,  $P_g^I = P_d$  ;

$P_g^X$  é igual ao excedente de geração da barra,  $P_g^X = P_g - P_d$  ;

e para as cargas:

$P_d^I$  é igual ao valor da demanda da barra  $P_d^I = P_d$  ;

$P_d^X$  é a demanda externa da barra  $j$  e seu valor é nulo,  $P_d^X = 0$  .

A Figura 3.3 demonstra a decomposição da geração e da demanda da barra exportadora.

Como descrito para o método EBE, define-se aqui também, que para cada par  $i$  e  $j$  de nós do sistema pode-se retratar a geração  $P_g$  e a demanda  $P_d$  desses nós representando-se em  $i$  ( $i = 1, \dots, nb$ ) apenas a geração existente no mesmo,  $P_g = P_{g_i}$ , e em  $j$  ( $j = 1, \dots, nb$ ), apenas a demanda existente no mesmo,  $P_d = P_{d_j}$ . A Figura 3.4 ilustra essa definição.

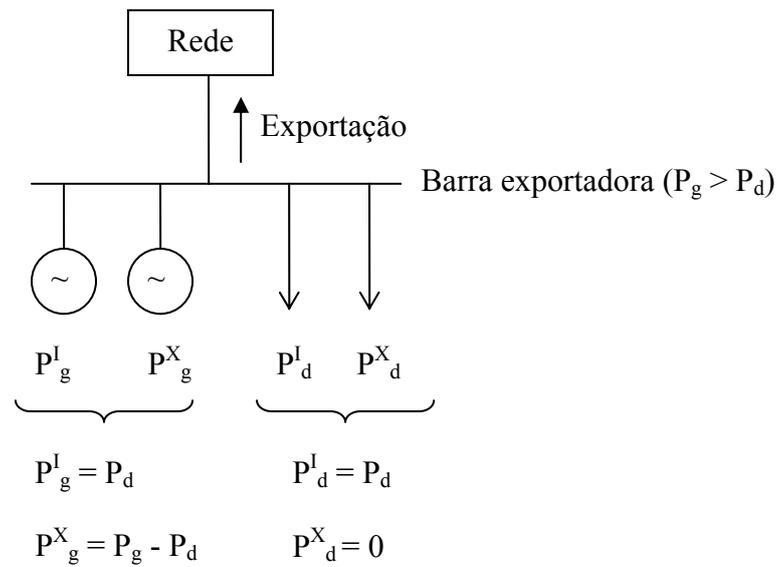


Figura 3.3 - Ilustração das componentes de geração e demanda na barra exportadora.

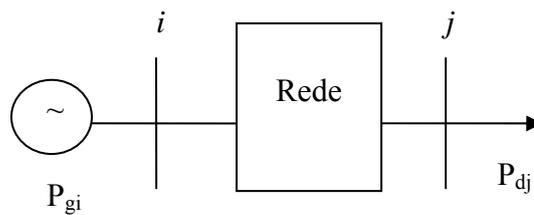


Figura 3.4 - Ilustração da definição de demanda e geração para o método TEP.

Decompondo-se a geração  $P_{gi}$  e a demanda  $P_{dj}$  nas suas componentes de geração e demanda interna e externa, tem-se a representação mostrada na Figura 3.5.

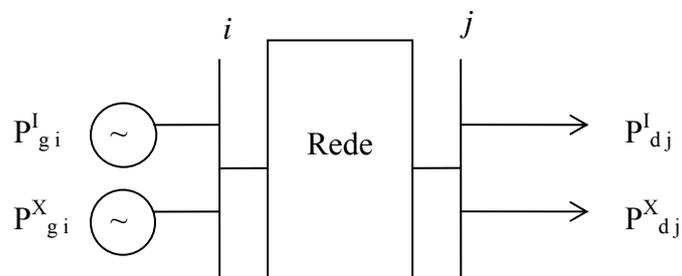


Figura 3.5 - Componentes internas e externas da geração  $i$  e demanda  $j$ .

A partir das definições de geração e de demanda internas e externas de cada nó, são definidas as transferências equivalentes internas ( $TEP_{ij}^I$ ) e externas ( $TEP_{ij}^X$ ) entre duas barras  $i$  e  $j$  do sistema:

$$TEP_{ij}^I = \frac{(P_{gi}^I \cdot P_{dj}^I)}{P_G^I} \quad (31)$$

e

$$TEP_{ij}^X = \frac{(P_{gi}^X \cdot P_{dj}^X)}{P_G^X} \quad (32)$$

onde

$P_G^I$  é o total de geração interna do sistema;

$P_G^X$  é o total de geração externa do sistema.

Uma  $TEP_{ij}^I$  pode ser interpretada de duas formas:

- a) é a fração da geração interna da barra  $i$ ,  $P_{gi}^I$ , transferida à demanda interna da barra  $j$ ,  $P_{dj}^I$ ;
- b) como no caso sem perdas  $P_G^I = P_D^I$ , então, pode-se dizer também que  $TEP_{ij}^I$  é a fração da demanda interna na barra  $j$ ,  $P_{dj}^I$ , suprida pela geração interna do gerador na barra  $i$ ,  $P_{gi}^I$ .

As mesmas interpretações se aplicam para as transferências externas,  $TEP_{ij}^X$ .

A transferência equivalente de potência entre os nós  $i$  e  $j$ ,  $TEP_{ij}$ , é definida como sendo a soma das transferências internas e externas entre esses nós, como mostra a equação (33).

$$TEP_{ij} = TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X \quad (33)$$

As transferências equivalentes internas,  $TEP_{ij}^I$ , derivam unicamente das componentes de potência interna dos agentes e, portanto, são a representação da transferência dessas componentes entre todos os agentes que possuem geração ou demanda internas.

Como as potências internas são aquelas que em princípio não circulam pela rede elétrica, numa primeira análise elas não deveriam ser consideradas nas transferências entre as barras do sistema. A rigor, elas não dependem da rede de transmissão para serem fornecidas ou recebidas. Seguindo esse raciocínio, as potências internas não seriam motivo de cobrança de encargos de uso da rede.

Porém, um agente com a sua demanda ou geração parcial ou totalmente atendida no próprio nó em que está conectado, i.e., possuindo componente de potência interna, se beneficia da existência da rede de transmissão. A rede lhe provê alternativas de escoamento de potência quando da ocorrência de situações de contingência que levem a um desequilíbrio entre carga e geração internamente na barra em que ele se encontra. Nessas situações, ocorrerá o uso da rede pelas potências originalmente internas dos agentes. Considera-se, então, que o agente que possui componente de potência interna é um usuário potencial da rede.

Diante disso, as transferências equivalentes internas são consideradas no método TEP para que o uso potencial da rede de transmissão pelas componentes de potência interna dos agentes sirva também de base para a alocação dos custos do gerenciamento de congestionamentos no sistema. Desse modo, o uso potencial da rede, derivado das transferências equivalentes internas, se soma ao uso efetivo da rede, derivado das transferências equivalentes externas, para que se processe a alocação dos custos de forma mais acurada do que com o método original EBE. Em ambos os casos, uso potencial ou efetivo da rede, o montante de uso é mensurado levando-se em conta a localização do agente no sistema e o valor das suas componentes de potência.

A consideração do uso potencial da rede se torna mais evidente quando cada barra representa um subsistema interconectado por meio de linhas de interligação ("tie-lines") com outros subsistemas, como mostra a Figura 3.6. Caso ocorra falha na geração interna de um subsistema, há o escoamento de energia pela rede para o atendimento às cargas internas pelos demais subsistemas.

Diante do benefício que os agentes possuidores de componente de potência interna têm pelo simples fato de estarem conectados à rede elétrica, justifica-se o estabelecimento de

transferências equivalentes de potência interna,  $TEP_{ij}^I$ , as quais serão consideradas no processo de alocação de custos.

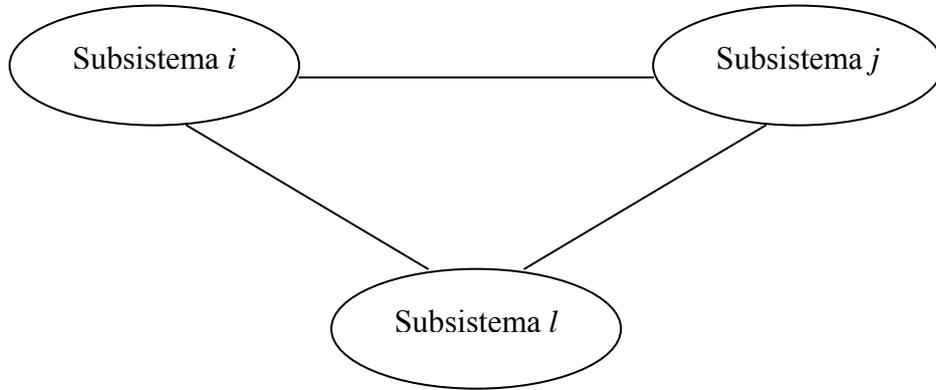


Figura 3.6 - Barras  $i, j$  e  $l$  representando subsistemas interligados.

O método TEP, portanto, trata as potências internas, que fazem uso potencial do sistema de transmissão, estabelecendo transferências equivalentes internas,  $TEP_{ij}^I$ , e também as potências externas, que fazem uso direto da rede elétrica, estabelecendo transferências equivalentes externas,  $TEP_{ij}^X$ . As transferências equivalentes diferenciadas dessa forma permitem que se faça uma alocação de custos mais aderente ao princípio "usuário-pagador".

A diferenciação da geração e da demanda em componentes internas e externas e, conseqüentemente, a determinação de transferências equivalentes distintas, internas e externas, são importantes para que haja isonomia de tratamento dos agentes segundo a localização dos mesmos em barra importadora ou exportadora.

No caso de sistemas sem perdas, a demanda e a geração total do sistema são iguais e, portanto, podem ser definidas como em (34).

$$P_D = P_G = \sum_j P_{dj} = \sum_i P_{gi} = \sum_j (P_{dj}^I + P_{dj}^X) = \sum_i (P_{gi}^I + P_{gi}^X) \quad (34)$$

Cada geração  $P_{gi}$  pode ser expressa em termos de transferências equivalentes de potência, conforme dado pela equação (35) e demonstrado adiante.

$$P_{gi} = \sum_j (TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X) \quad (35)$$

Substituindo-se  $TEP_{ij}^I$ , dada por (31), e  $TEP_{ij}^X$ , dada por (32), na equação (35), obtém-se:

$$\begin{aligned} P_{gi} &= \sum_j \left[ \left( \frac{P_{gi}^I \cdot P_{dj}^I}{P_G^I} \right) + \left( \frac{P_{gi}^X \cdot P_{dj}^X}{P_G^X} \right) \right] \\ &= \sum_j \frac{P_{gi}^I \cdot P_{dj}^I}{P_G^I} + \sum_j \frac{P_{gi}^X \cdot P_{dj}^X}{P_G^X} \\ &= P_{gi}^I + P_{gi}^X = P_{gi} \end{aligned}$$

Da mesma forma, cada demanda,  $P_{dj}$ , pode ser expressa em termos de transferências equivalentes de potência, de acordo com a equação (36).

$$P_{dj} = \sum_i (TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X) \quad (36)$$

A geração total do sistema e a demanda total,  $P_D = P_G$ , também podem ser expressas pelas transferências equivalentes de potência, como mostrado por (37).

$$P_D = P_G = \sum_j P_{dj} = \sum_i P_{gi} = \sum_{ij} (TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X) \quad (37)$$

### 3.1.2. Definição do uso das linhas de transmissão pelos agentes de geração e consumo com base na TEP

A definição do uso da rede de transmissão adotada neste estudo está baseada nos fatores de distribuição,  $\gamma_{ijk}$ , mencionados previamente quando foi analisado o método EBE. A forma de obtenção destes fatores é ilustrada no Apêndice A.

Num fluxo de carga linear, os fatores  $\gamma_{ijk}$  são apenas uma aproximação. Nesse sentido, uma representação mais precisa do uso de uma linha por uma TEP poderia ser definida pela sensibilidade do fluxo de carga na linha  $k$  relativo às TEPs, isto é,  $\partial P_{fluxo k} / \partial TEP_{ij}^I$  e  $\partial P_{fluxo k} / \partial TEP_{ij}^X$ , ao invés do  $\gamma_{ijk}$  (Liu e Gross, 2004).

No entanto, considerando que para qualquer método a definição do "uso" de uma linha está sempre sujeito a algum grau de arbitrariedade, aqui se escolheu definir a noção de uso de linha com base nos fatores de distribuição do fluxo de carga linear. Evita-se dessa forma a

dependência de escolha de barra de folga e os complicados cálculos de sensibilidade não-lineares. Os fatores de distribuição  $\gamma_{ijk}$  são dependentes da topologia da rede e não estão sujeitos a mudanças devidas a variações no ponto de operação de sistema.

Com os  $\gamma_{ijk}$  é possível descrever a participação de cada TEP no fluxo real da linha  $k$ ,  $P_{fluxo k}$ . Ou seja, uma transferência equivalente interna,  $TEP_{ij}^I$ , ou externa,  $TEP_{ij}^X$  multiplicada pelo fator  $\gamma_{ijk}$  fornece uma parcela do fluxo,  $P_{fluxo k}$ , verificado na linha  $k$ .

Dessa forma,  $P_{fluxo k}$  pode ser descrito em termos de transferências equivalentes internas e externas, conforme mostrado na equação (38). O fluxo na linha  $k$  é o resultado do somatório de todas as parcelas de fluxo associadas a  $TEP_{ij}^I$  e  $TEP_{ij}^X$ .

$$P_{fluxo k} = \sum_{ij} (\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^I) + \sum_{ij} (\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^X) \quad (38)$$

Percebe-se pela equação (38) que cada componente de fluxo ( $\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}$ ) tem um sinal próprio, negativo ou positivo, de acordo com a coincidência com o sentido do fluxo real da linha  $P_{fluxo k}$  ou não. Portanto, no somatório das componentes há uma compensação de parcelas de fluxo num sentido e no outro, para afinal resultar no valor líquido do fluxo da linha,  $P_{fluxo k}$ .

Tomando-se o valor absoluto dos fatores de distribuição,  $|\gamma_{ijk}|$ , as compensações entre as parcelas de fluxo com sinal diferente param de ocorrer e todas elas passam a ser consideradas. Dessa forma, os fluxos e contra-fluxos são levados em conta no cálculo e se somam. Cada uma das parcelas é definida neste estudo como sendo o uso, em MW, da linha  $k$  por uma das transferências equivalentes de potência,  $TEP_{ij}^I$  e  $TEP_{ij}^X$ .

Assim, o uso da linha  $k$  por uma transferência equivalente interna entre as barras  $i$  e  $j$ ,  $TEP_{ij}^I$ , é dado pela equação (39).

$$U_{ijk}^I = |\gamma_{ijk}| \cdot TEP_{ij}^I \quad (39)$$

Do mesmo modo, o uso da linha  $k$  por uma transferência equivalente externa entre as barras  $i$  e  $j$ ,  $TEP_{ij}^X$ , é dado pela equação (40).

$$U_{ijk}^X = |\gamma_{ijk}| \cdot TEP_{ij}^X \quad (40)$$

Dessa forma, o uso das linhas de transmissão é constituído de duas componentes: uso pela geração e demanda internas e uso pela geração e demanda externas, as quais estão refletidas respectivamente nas transferências equivalentes internas e externas. Então, o cálculo do uso da linha  $k$  por uma transferência equivalente de potência entre as barras  $i$  e  $j$  é dado pela equação (41).

$$U_{ijk} = U_{ijk}^I + U_{ijk}^X \quad (41)$$

A Figura 3.7 ilustra a forma de cálculo do uso da linha  $k$  pelas transferências equivalentes de potência  $TEP_{ij}^I$  e  $TEP_{ij}^X$ .

O uso da linha  $k$  devido a todas as transferências equivalentes internas,  $TEP_{ij}^I$ , é determinado por (42):

$$UL_k^I = \sum_{ij} (|\gamma_{ijk}| \cdot TEP_{ijk}^I) \quad (42)$$

e o uso da linha  $k$  devido a todas as transferências equivalentes externas,  $TEP_{ij}^X$ , é dado por (43).

$$UL_k^X = \sum_{ij} (|\gamma_{ijk}| \cdot TEP_{ijk}^X) \quad (43)$$

Por fim, o cálculo do uso total da linha  $k$  por todas as transferências equivalentes de potência é dado pela equação (44).

$$UL_k = UL_k^I + UL_k^X \quad (44)$$

A partir da equação (41), que fornece o uso da linha  $k$  por uma transferência equivalente de potência entre as barras  $i$  e  $j$ , obtém-se também o uso de todas as linhas do sistema, como mostra a equação (45).

$$UL_{ij} = \sum_k (U_{ijk}^I + U_{ijk}^X) \quad (45)$$

Com base nas equações (44) e (45), torna-se possível calcular o uso total da rede, somando-se o uso que é feito de todas as linhas  $k$  ou os usos de linha feitos por todas as transferências  $TEP_{ij}^l$ , conforme (46).

$$U = \sum_k UL_k \quad \text{ou} \quad U = \sum_{ij} UL_{ij} \quad (46)$$

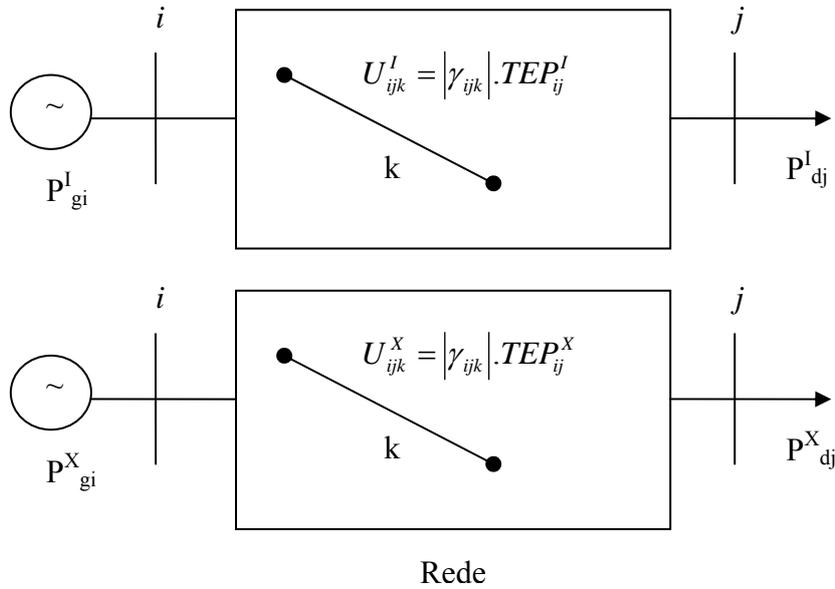


Figura 3.7 - Uso da linha  $k$  pelas transferências equivalentes de potência  $TEP_{ij}^l$  e  $TEP_{ij}^x$

Da mesma forma, o uso de cada linha por um gerador  $i$  ou por uma demanda  $j$  é definido como sendo a soma do uso da linha  $k$  por todas as transferências equivalentes de potência,  $TEP_{ij}^l$  e  $TEP_{ij}^x$ , que envolvem respectivamente o gerador  $i$  e a demanda  $j$ . Assim, o uso de cada linha  $k$  pelo gerador  $i$  é constituído de duas componentes dadas por:

$$UG_{ik}^l = \sum_j U_{ijk}^l \quad \text{e} \quad UG_{ik}^x = \sum_j U_{ijk}^x \quad (47)$$

logo,

$$UG_{ik} = UG_{ik}^l + UG_{ik}^x = \left( \sum_j U_{ijk}^l + \sum_j U_{ijk}^x \right) \quad (48)$$

e o uso de cada linha  $k$  pelo demanda  $j$  é dado por:

$$UD_{jk}^l = \sum_i U_{ijk}^l \quad \text{e} \quad UD_{jk}^x = \sum_i U_{ijk}^x \quad (49)$$

logo,

$$UD_{jk} = UD_{jk}^l + UD_{jk}^x = \left( \sum_i U_{ijk}^l + \sum_i U_{ijk}^x \right) \quad (50)$$

O uso total da rede pelo agente de geração  $i$  é determinado por (51).

$$UG_i = \sum_k UG_{ik} \quad (51)$$

Analogamente, o uso total da rede pela demanda  $j$  é determinado, pela equação (52).

$$UD_j = \sum_k UD_{jk} \quad (52)$$

As equações (51) e (52), na prática, precisam ser ajustadas para considerarem o fato de que, em geral, os custos do sistema são previamente alocados entre as classes de produção e consumo como um todo, para depois fazer-se a alocação entre os agentes dessas classes. Utiliza-se um fator de repartição de custo  $\rho$  cujo valor ( $0 \leq \rho \leq 1$ ) é arbitrariamente fixado pelo órgão regulador. Assim, a repartição dos custos entre a classe de produção e consumo deve ser considerada em qualquer método que venha a ser aplicado no processo de alocação.

Desse modo, a equação (48), que fornece o uso de uma linha  $k$  por um gerador  $i$ , passa a ter o fator de repartição incorporado, conforme (53).

$$UG_{ik} = UG_{ik}^I + UG_{ik}^X = \rho \cdot \left( \sum_j U_{ijk}^I + \sum_j U_{ijk}^X \right) \quad (53)$$

Analogamente, o uso de uma linha  $k$  por uma demanda  $j$ , dado pela equação (50), passa a ser calculado por (54).

$$UD_{jk} = UD_{jk}^I + UD_{jk}^X = (1 - \rho) \cdot \left( \sum_i U_{ijk}^I + \sum_i U_{ijk}^X \right) \quad (54)$$

### 3.1.3. Alocação dos custos baseada nas TEP

A idéia da alocação de custos baseada nas TEP consiste em considerar que existe um custo  $C$  (\$) do sistema que deve ser compensado pelos agentes participantes com base no uso da rede elétrica. O processo de compensação se dá por meio da alocação do custo associado a cada linha  $k$ ,  $C_k$ . Assim, quando esses custos individualizados não são conhecidos, divide-se  $C$  entre as linhas do sistema de forma que cada uma delas passa a ter um custo correspondente a uma parcela de  $C$ .

No caso em que  $C$  deve ser alocado com base no uso de apenas um grupo específico de linhas do sistema, a sua divisão se dá apenas entre essas linhas, associando-se assim uma parcela de  $C$  a cada uma delas. A equação (55) é utilizada para esse cálculo. Supõe-se que  $\Omega$  é o conjunto formado pelo grupo de linhas, então o custo  $C$  é dividido entre as linhas pertencentes a  $\Omega$  na proporção do uso de cada uma delas,  $UL_k$ ,  $k \in \Omega$ , em relação ao uso total de todas as linhas do conjunto. Desse modo, determina-se o custo associado a cada linha,  $C_k$ .

$$C_k = C \cdot \left( \frac{UL_k}{\sum_k UL_k} \right); \quad k \in \Omega \quad (55)$$

As linhas pertencentes a  $\Omega$ , portanto, são aquelas cujo uso será utilizado como base no processo de alocação. Assim,  $\Omega$  pode ser um conjunto composto de todas as linhas da rede elétrica, de um grupo selecionado de linhas, ou ainda de uma única linha de transmissão. A escolha vai depender do tipo de custo que se deseja alocar. Por exemplo, um custo de natureza genérica não associado a linhas específicas, como o de origem exclusivamente comercial, pode ser alocado aos agentes com base no uso de todas as linhas da rede. Por outro lado, um custo associado somente a determinadas linhas do sistema pode ser alocado tomando-se como base somente o uso dessas linhas. Num caso extremo, em que o custo decorre de uma causa associada a uma única linha, a alocação pode ser feita considerando-se o uso dessa linha apenas, a qual será o único elemento do conjunto  $\Omega$ .

Conhecido o custo da linha  $k$ ,  $C_k$ , pode-se então obter a tarifa,  $r_k$  (\$/ MWh), de uso da linha  $k$ , da seguinte forma:

$$r_k = C_k / UL_k \quad (56)$$

A partir das tarifas de uso  $r_k$  e dos usos da linha  $k$  pelo gerador  $i$  e pela demanda  $j$ , calculam-se os custos alocados para os geradores e as demandas do sistema. O custo alocado para o gerador  $i$ ,  $A_{ik}^{TEP}$ , é dado por:

$$A_{ik}^{TEP} = A_{ik}^I + A_{ik}^X \quad (57)$$

onde,

$A_{ik}^I = r_k \cdot UG_{ik}^I$  é o custo alocado ao gerador  $i$  pelo seu uso da linha  $k$ , provocado pela sua componente de potência interna;

e  $A_{ik}^X = r_k \cdot UG_{ik}^X$  é o custo alocado ao gerador  $i$  pelo seu uso da linha  $k$ , provocado pela sua componente de potência externa.

O custo alocado para a demanda  $j$ ,  $A_{jk}^{TEP}$ , é dado por:

$$A_{jk}^{TEP} = A_{jk}^I + A_{jk}^X \quad (58)$$

onde,

$A_{jk}^I = r_k \cdot UD_{jk}^I$  é o custo alocado à demanda  $j$  pelo seu uso da linha  $k$ , provocado pela sua componente de potência interna;

e  $A_{jk}^X = r_k \cdot UD_{jk}^X$  é o custo alocado à demanda  $j$  pelo seu uso da linha  $k$ , provocado pela sua componente de potência externa.

Ressalta-se que existe a possibilidade de se adotar uma divisão prévia do valor do custo a ser alocado,  $C$ , entre o total de uso relativo às componentes internas e relativo às componentes externas. Essa ponderação pode ser arbitrada pelo órgão regulador caso o sistema elétrico ou o mercado de eletricidade apresente características especiais que justifiquem esse procedimento. Nessa condição, define-se um fator de repartição  $\sigma$  ( $0 \leq \sigma \leq 1$ ) e obtém-se um custo a ser alocado entre os usos feitos pelas componentes internas,  $C^I$ , e um custo a ser alocado entre as potências externas,  $C^X$ , ou seja,  $C = C^I + C^X$ , onde  $C^I = \sigma \cdot C$  e  $C^X = (1 - \sigma) \cdot C$ .

Como exemplo, pode-se citar um sistema elétrico cuja condição de operação apresente em geral um carregamento da rede de transmissão próximo à sua capacidade máxima. Neste caso, poderia ser justificável a aplicação de um  $\sigma$  reduzido para haver uma atribuição de custos maiores para alocação entre os agentes possuidores de potências externas do que entre aqueles possuidores de potências internas.

## 3.2. ALOCAÇÃO DO CUSTO DO RE-DESPACHO E DA INADEQUAÇÃO DE RECEITA

A origem dos custos de re-despacho é a ocorrência de restrições operativas em circuitos específicos da rede de transmissão. Por esse motivo, utiliza-se uma alocação baseada somente no uso das linhas congestionadas. O custo do gerenciamento do congestionamento via re-despacho de geração,  $\varepsilon^{CGT}$ , dado pela equação (3), é dividido entre as linhas congestionadas de acordo com o uso total feito destas linhas por todos os agentes. Desse modo, por meio da equação (55), com o custo total  $C = \varepsilon^{CGT}$  e com  $\Omega$  composto pelas linhas congestionadas, pode-se obter o custo de re-despacho associado a cada linha congestionada,  $C_k$ .

As inadequações de receita, por sua vez, são causadas pela ocorrência de desvios entre a condição real de operação do sistema congestionado e a expectativa dos agentes sobre essa operação quando da aquisição dos direitos de transmissão. Elas são, portanto, dependentes do grau de acerto dos agentes e do ISO nas suas expectativas de ocorrência de restrições na rede de transmissão.

Assim, diferentemente do caso dos custos de re-despacho, o custo da inadequação de receita do mercado de direitos de transmissão ponto-a-ponto,  $C = \varepsilon^{FTR}$ , ou do mercado de direito de transmissão sobre uma conexão da rede elétrica,  $C = \varepsilon^{FGR}$ , não está diretamente relacionado com o aspecto físico do congestionamento na rede elétrica, mas no aspecto comercial. Por esse motivo, utiliza-se como critério para esse caso, uma alocação baseada no uso total de todas as linhas do sistema. Dessa forma, pode-se obter o custo de inadequação de receita associado a cada linha da rede,  $C_k$ , respectivamente, para os mercados de FTR e de FGR, utilizando-se a equação (55), com  $\Omega$  composto por todas as linhas  $k$  do sistema.

### 3.2.1. Metodologia adotada para alocação dos custos de re-despacho

Assumindo-se que 100% do custo de re-despacho são exclusivamente alocados entre os consumidores,  $\rho = 0$  nas equações (53) e (54), como é o caso dos Encargos de Serviço do

Sistema - ESS no Brasil, é possível obter-se o custo alocado de re-despacho de acordo com o uso de cada linha de transmissão  $k$ ,  $AR_{jk}^{TEP}$ , para cada agente de consumo  $j$  como segue.

$$AR_{jk}^{TEP} = AR_{jk}^I + AR_{jk}^X = r_k \cdot (UD_{jk}^I + UD_{jk}^X) \quad (59)$$

O custo de re-despacho total alocado para as componentes de potência interna e externa da demanda  $j$  é dado respectivamente por (60) e (61) e o custo total alocado para a demanda  $j$  é dado por (62).

$$AR_j^I = \sum_k AR_{jk}^I \quad (60)$$

$$AR_j^X = \sum_k AR_{jk}^X \quad (61)$$

$$AR_j^{TEP} = \sum_k AR_{jk}^{TEP} \quad (62)$$

Como consequência dessas definições, pode-se obter pela metodologia das Transferências Equivalentes de Potência – TEP as tarifas de alocação do custo de re-despacho,  $tr$ , para o consumidor  $j$ , correspondentes às suas parcelas de demanda interna,  $P_{dj}^I$ , e externa,  $P_{dj}^X$ , e à sua demanda total  $P_{dj}$ :

$$tr_j^I = AR_j^I / P_{dj}^I \quad (63)$$

$$tr_j^X = AR_j^X / P_{dj}^X \quad (64)$$

$$tr_j^{TEP} = AR_j^{TEP} / P_{dj} \quad (65)$$

Essas tarifas, em \$/ MWh, denotam a taxa pela qual o agente de consumo  $j$  será cobrado pelo custo do gerenciamento da rede congestionada devido ao re-despacho de geração, quando utilizada a metodologia de alocação TEP. A tarifa  $tr_j^I$  é aplicada sobre o montante de potência associado à parcela de demanda interna,  $P_{dj}^I$ ; a tarifa  $tr_j^X$  sobre o montante de potência associado à parcela de demanda externa,  $P_{dj}^X$ ; e a tarifa  $tr_j^{TEP}$  aplicada sobre a demanda total,  $P_{dj}$ .

### 3.2.2. Metodologia adotada para alocação das inadequações de receita

Assumindo-se, nas equações (53) e (54),  $\rho = 0,5$ , ou seja, uma repartição da cobrança dos encargos de inadequação de receita de forma igualitária entre os agentes de consumo e de geração, é possível obter-se o custo alocado da inadequação de receita de acordo com o uso de cada linha de transmissão  $k$ , para cada agente de geração  $i$ ,  $AI_{ik}^{TEP}$ , e para cada agente de consumo  $j$ ,  $AI_{jk}^{TEP}$ , como se mostra a seguir.

- Custo alocado para o gerador  $i$ ,  $AI_{ik}^{TEP}$ :

$$AI_{ik}^{TEP} = AI_{ik}^I + AI_{ik}^X = r_k \cdot (UG_{ik}^I + UG_{ik}^X) \quad (66)$$

- Custo alocado para a demanda  $j$ ,  $AI_{jk}^{TEP}$ :

$$AI_{jk}^{TEP} = AI_{jk}^I + AI_{jk}^X = r_k \cdot (UD_{jk}^I + UD_{jk}^X) \quad (67)$$

O custo da inadequação de receita total, considerando-se toda a rede de transmissão, alocado para as componentes de potência interna e externa e para a potência total do gerador  $i$  é dado respectivamente por (68), (69) e (70).

$$AI_i^I = \sum_k AI_{ik}^I \quad (68)$$

$$AI_i^X = \sum_k AI_{ik}^X \quad (69)$$

$$AI_i^{TEP} = \sum_k AI_{ik}^{TEP} \quad (70)$$

Da mesma forma para a demanda  $j$ , o custo da inadequação de receita total alocado para as suas componentes de potência interna e externa e para a sua potência total é dado respectivamente por (71), (72) e (73).

$$AI_j^I = \sum_k AI_{jk}^I \quad (71)$$

$$AI_j^X = \sum_k AI_{jk}^X \quad (72)$$

$$AI_j^{TEP} = \sum_k AI_{jk}^{TEP} \quad (73)$$

Podem-se obter agora as tarifas da alocação do custo de inadequação de receita,  $ti$ , geradas pela metodologia das Transferências Equivalentes de Potência – TEP para o gerador  $i$ ,

correspondentes às suas componentes de geração interna,  $P_{gi}^I$ , e geração externa,  $P_{gi}^X$  e à sua geração total  $P_{gi}$ , conforme mostram as equações (74), (75) e (76).

$$ti_i^I = AI_i^I / P_{gi}^I \quad (74)$$

$$ti_i^X = AI_i^X / P_{gi}^X \quad (75)$$

$$ti_i^{TEP} = AI_i^{TEP} / P_{gi} \quad (76)$$

Do mesmo modo, as tarifas da alocação do custo de inadequação de receita,  $ti$ , para o consumidor  $j$ , correspondentes às suas parcelas de demanda interna,  $P_{dj}^I$ , e de demanda externa,  $P_{dj}^X$ , e à sua demanda total  $P_{dj}$  podem ser obtidas com as equações (77), (78) e (79).

$$ti_j^I = AI_j^I / P_{dj}^I \quad (77)$$

$$ti_j^X = AI_j^X / P_{dj}^X \quad (78)$$

$$ti_j^{TEP} = AI_j^{TEP} / P_{dj} \quad (79)$$

Essas tarifas, em \$/ MWh, denotam a taxa que será cobrada dos agentes de geração  $i$  e de consumo  $j$  pelo custo da inadequação de receita do mercado de direitos de transmissão com a aplicação da metodologia de alocação TEP.

### 3.2.3. Análise comparativa dos tipos de alocação TEP / PR / DP / EBE

O método TEP fornece uma alocação de custos aos agentes com a seguinte especificação de custos alocados pelo uso:

- do sistema;
- do sistema com potência interna;
- do sistema com potência externa;
- de cada linha separadamente;
- de cada linha associado à potência interna;
- de cada linha associado à potência externa.

Uma comparação do grau de especificação da alocação de custos proporcionada pela metodologia TEP com a fornecida pelos métodos Pro-Rata - PR, Divisão Proporcional – DP e Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE é apresentada na Tabela 3.1.

Observa-se na tabela que o grau de especificação dos métodos PR e DP é restrito ao custo alocado a cada agente de geração e consumo usuários do sistema de transmissão. Já o método EBE permite que se conheça o custo alocado pelo uso de cada uma das linhas da rede elétrica. A metodologia TEP fornece uma especificação ainda maior, pois, além de produzir uma alocação por linha de transmissão, separa os custos alocados em custos decorrentes das transferências equivalentes externas e internas. O método leva em conta o fato de o agente estar conectado em barra importadora ou exportadora de energia e o impacto de ter a sua energia transferida através da rede de transmissão.

A especificação proporcionada pelo método TEP é importante para os agentes, porque permite que eles conheçam onde o uso que fazem da rede elétrica é mais oneroso para o sistema elétrico em termos de carregamento e para eles próprios em termos de encargos cobrados pelo ISO.

Tabela 3.1 - Grau de especificação da alocação de custos dos métodos PR, DP, EBE e TEP

| Método de alocação | Grau de especificação do custo alocado |                                     |                  |   |
|--------------------|--|-------------------------------------|------------------|---|
|                    | Agente                                 | Agente (potência interna e externa) | Linha por agente | Linha por agente (potência interna e externa) |
| PR                 | X                                      | -                                   | -                | -   |
| DP                 | X                                      | -                                   | -                | -   |
| EBE                | X                                      | -                                   | X                | -   |
| TEP                | X                                      | X                                   | X                | X   |

A alocação dos custos pelo uso do sistema considerando as transferências equivalentes interna e externa,  $TEP_{ij}^I$  e  $TEP_{ij}^X$ , feita pelo método TEP, é também interessante porque possibilita a realização de uma cobrança de encargos de forma diferenciada entre os agentes. A diferenciação ocorre segundo a localização do agente na rede elétrica e segundo os montantes de potência injetados ou retirados no nó de conexão em relação ao montante

de energia importada ou exportada pela barra. Leva-se em conta no método o fato de existir ou não o escoamento parcial ou total pela rede de transmissão da potência injetada ou retirada no nó.

Em todos os métodos de alocação pesquisados os agentes são tratados sem se fazer uma distinção daqueles que possuem essas características, ou seja, todos recebem o mesmo tratamento quando da alocação de encargos adicionais. Com o método TEP, esse aspecto é considerado e resulta numa alocação mais aderente ao princípio usuário-pagador, como se mostra nas simulações numéricas do Capítulo 4.

A informação explícita dos custos alocados decorrentes de potência interna e externa representa um sinal econômico para o mercado, uma vez que serve de indicação sobre os locais mais atrativos para integração de consumidores e geradores ao sistema de transmissão. Adicionalmente, a explicitação desses custos sinaliza a conveniência de se buscar a contratação de compra e venda de energia que provoque menos uso do sistema e, conseqüentemente, menores encargos.

A depender das condições de operação ao longo do dia, as transações de energia entre determinadas barras do sistema ou entre subsistemas podem se mostrar impróprias sob o aspecto de pagamento de custos do sistema. A partir dessa informação os agentes podem buscar, então, melhor orientar seus novos contratos de compra e venda, colocando a possibilidade de pagamento de encargos menores nas análises econômicas do negócio.

Com esse movimento, a redução dos custos conseguida pelos agentes acaba por beneficiar os respectivos consumidores finais. De forma geral, todos os consumidores de eletricidade são favorecidos. Isso porque a sinalização dada pelos custos alocados pelo método TEP e a reação a ela, por meio da expansão eficiente da rede elétrica e da contratação de compra e venda de energia com a perspectiva de menores encargos alocados pelo uso da rede, leva a uma otimização na exploração da capacidade de transmissão da rede elétrica. Em conseqüência, há uma menor incidência de congestionamento e, portanto, uma natural redução dos custos de gerenciamento de congestionamento, o que representará menores encargos repassados a todos.

### **3.3. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO**

Neste capítulo foi descrita a solução proposta para a alocação de custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica baseada nas Transferências Equivalentes de Potência - TEP. Demonstrou-se a formulação do método, com a explicitação das componentes de potência interna e externa.

Adicionalmente, foi apresentada a flexibilidade do método TEP, que permite a adoção de um tipo de alocação mais adequado à característica de custo que se deseja alocar. Nesse sentido, demonstrou-se a metodologia TEP ajustada para alocação de custos de re-despacho e para a alocação das inadequações de receita de mercados de direitos de transmissão.

No final do capítulo, analisou-se essa flexibilidade do método TEP frente aos métodos EBE, DP e PR e também as vantagens decorrentes da consideração das componentes de potência interna e externa inerentes à metodologia proposta.

### **4. CASOS ESTUDADOS**

Neste capítulo a metodologia TEP é aplicada em três sistemas potência para que seja possível a avaliação das suas características em diferentes situações. As etapas do estudo podem ser visualizadas na Figura 4.1.

Inicialmente, simulam-se com o uso do Fluxo de Carga Linear Ótimo - FCLO (Expósito, 2002) determinadas restrições elétricas na rede para caracterizarem-se situações de congestionamento na rede. Obtém-se assim o despacho econômico dos sistemas, o nível ótimo de geração, os fluxos nas linhas de transmissão, os preços nodais e os custos de restrição de transmissão considerando atendidos os montantes de carga. Dessa forma, são identificadas situações de congestionamento na rede de transmissão provocadas por restrições elétricas.

A partir dessas informações, é simulada a ocorrência de custos associados ao gerenciamento dos congestionamentos, sendo eles: os custos do re-despacho de geração, comum em sistemas onde os preços nodais são uniformes, e custos da inadequação de receita, comum em sistemas com preços discriminatórios (nodais) e mercado de direitos de transmissão.

Em seguida, tendo em vista que nos mercados reais esses custos de gerenciamento de congestionamento são via de regra repassados aos usuários da rede elétrica por meio de encargos adicionais, realiza-se a alocação utilizando-se o método das Transferências Equivalentes de Potência – TEP de forma a demonstrar a sua aplicabilidade e as características do resultado que ele fornece.

Para comparação e melhor qualificação dos resultados obtidos com a metodologia TEP, a alocação é feita também com os métodos Pro-Rata – PR e da Divisão Proporcional – DP (Bialek, 1997) e dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes - EBE (Galiana et al., 2002).

As simulações foram realizadas com sistemas exemplo de 3 e 30 (Shahidehpour e Yamin, 2002) barras para o caso de alocação de custos de re-despacho e com sistemas de 3, 5 (Galiana et al., 2004) e 30 barras para o caso de alocação dos custos de inadequações de receita.

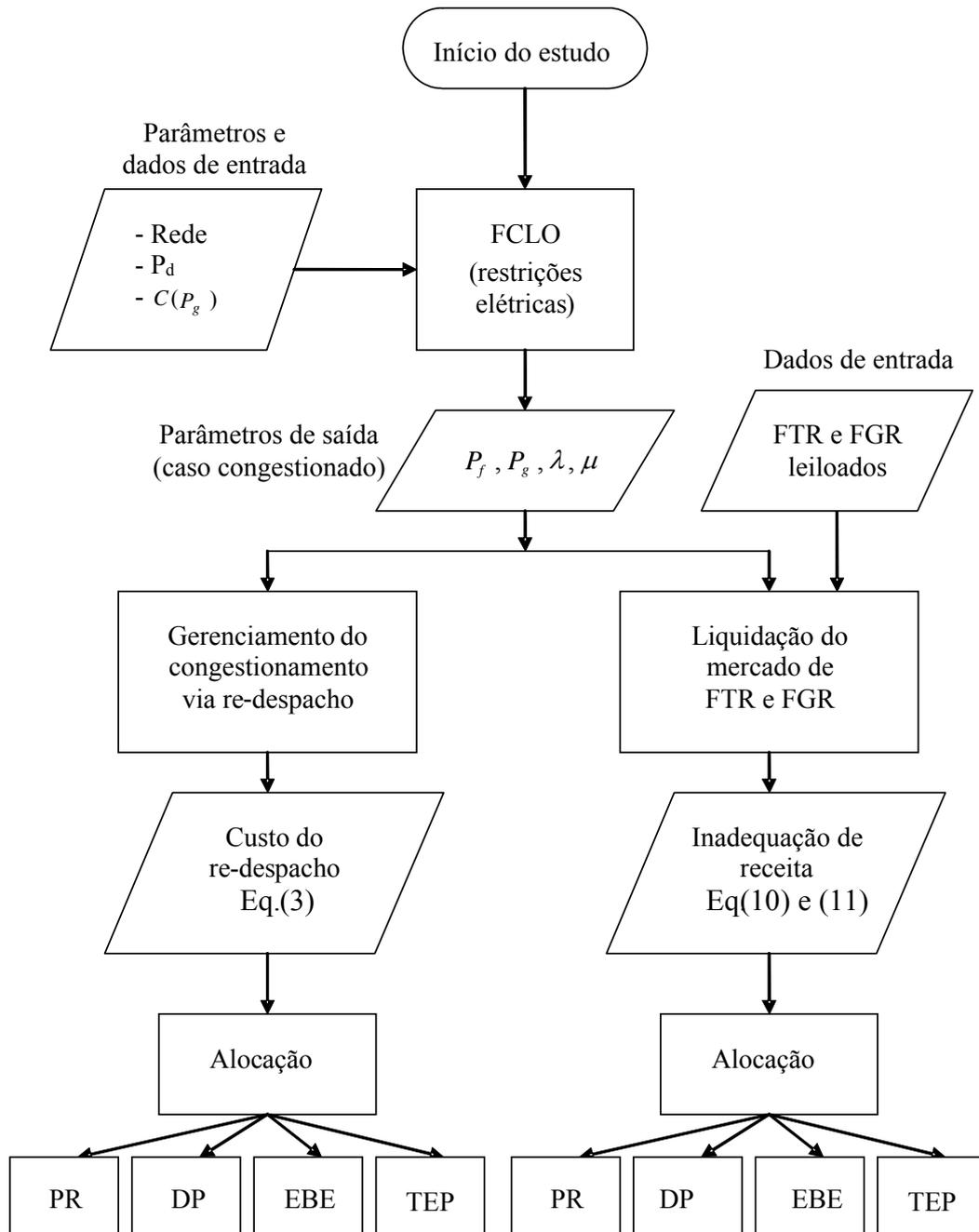


Figura 4.1- Fluxograma das etapas de estudo dos casos exemplo.

#### 4.1. CASO 1 - SISTEMA DE TRÊS BARRAS

As simulações numéricas iniciam-se com um sistema hipotético de três barras interconectadas por três linhas de transmissão, como mostrado na Figura 4.2. Cada barra pode ser entendida como uma barra local ou como um nó que representa um conjunto de barras de um subsistema ou submercado regional de uma rede principal, interconectada pelas linhas de transmissão ou de interligação ("tie-lines") mostradas na figura.

Os dados de rede são apresentados na Tabela 4.1. Os parâmetros de linha, tais como resistências ( $r$ ), impedâncias séries ( $x$ ) e susceptâncias shunt ( $b$ ) são dados por unidade, na base 100 MW e 200 kV. As colunas  $P_{fluxo}^{max}$  e  $P_g^{max}$  contêm dados relacionados com o limite de fluxo da linha e com o limite da capacidade de geração, respectivamente. Todos os limites mínimos de geração são 0 MW. As colunas  $a$ ,  $b$  e  $c_0$  apresentam os coeficientes de custo de geração, cuja função segue uma forma quadrática do tipo  $C(P_g) = c_0 + a \cdot P_g + (1/2) \cdot b \cdot P_g^2$ . A coluna  $P_d$  mostra o valor da carga conectada na barra. Cabe observar que todas têm o mesmo valor, 50 MW.

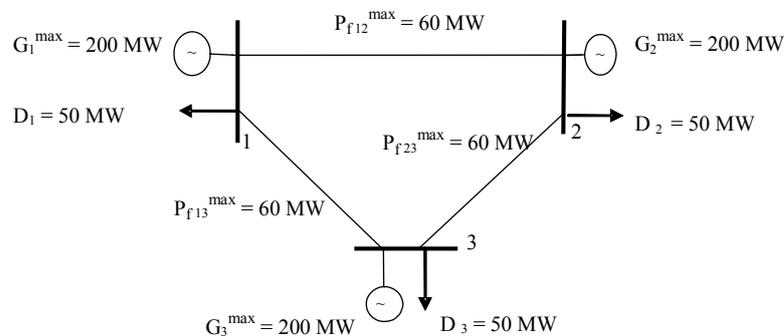


Figura 4.2 - Sistema exemplo de 3 barras.

Tabela 4.1 - Dados do sistema exemplo de 3 barras

| Linha | $r$<br>(pu) | $x$<br>(pu) | $b$<br>(pu) | $P_{fluxo}^{max}$<br>(MW) | Barra | $P_d$<br>(MW) | $P_g^{max}$<br>(MW) | $c_0$<br>(\$/h) | $a$<br>(\$/MWh) | $b$<br>(\$/MW <sup>2</sup> h) |
|-------|-------------|-------------|-------------|---------------------------|-------|---------------|---------------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|
| 1-2   | 0,0185      | 0,210       | 0,185       | 60                        | 1     | 50            | 200                 | 300             | 11              | 0,030                         |
| 1-3   | 0,0294      | 0,336       | 0,296       | 60                        | 2     | 50            | 200                 | 600             | 25              | 0,045                         |
| 2-3   | 0,0105      | 0,130       | 0,100       | 60                        | 3     | 50            | 200                 | 900             | 56              | 0,040                         |

#### 4.1.1. Re-despacho: alocação dos custos de re-despacho

O Fluxo de Carga Linear Ótimo – FCLO foi utilizado para dois casos: (Caso A) estado sem congestionamento ou condição sem congestionamento na rede; e (Caso B) estado congestionado ou em condição de rede congestionada. A Tabela 4.2 apresenta os resultados obtidos para os dois casos, quais sejam: os níveis ótimos de geração,  $P_g$ , os preços marginais locais,  $\lambda$ , e os fluxos nas linhas de transmissão,  $P_f$ . Os resultados com a rede sem restrição, Caso A, constam na Figura 4.3.

Como pode ser observado, somente o gerador na barra 1 atende a carga total do sistema e os  $\lambda$  das barras são iguais. Os valores "INC" na figura representam o custo de geração declarado do gerador conectado à barra (preço ofertado – "bid").

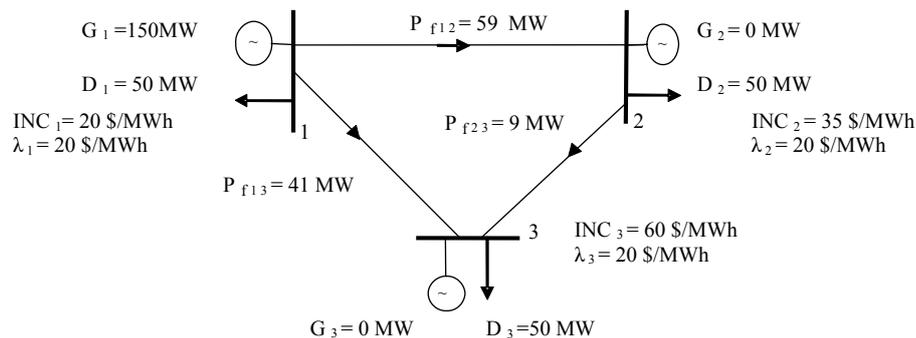


Figura 4.3 - Resultados do FCLO com a rede de 3 barras sem restrição.

No caso Caso B, a restrição elétrica do sistema consiste na redução da capacidade de transporte da linha 1-3 para somente 30% da sua capacidade máxima, ou seja, 18 MW. A Figura 4.4 mostra a geração e os fluxos nas linhas correspondentes a este caso. Como pode ser visto na Tabela 4.2, os fluxos nas linhas 1-2 e 1-3 diminuem em relação ao Caso A, e o fluxo na linha 2-3 aumenta. A redução do limite de capacidade de linha 1-3 provoca a necessidade de um re-despacho de geração, realocação da geração de  $G_1$  para  $G_2$ , o que causa o aumento no fluxo na linha 2-3.

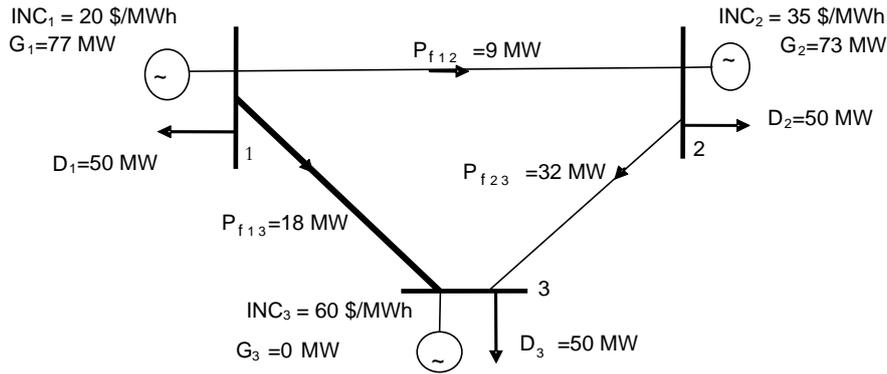


Figura 4.4 - Sistema exemplo de 3 barras, com congestionamento na linha 1-3 (Caso B).

Tabela 4.2 - Resultados do fluxo de carga linear ótimo da rede de 3 barras

| Barra | Caso A     |                    | Caso B     |                    | Linha | $P_f$ (MW) |        |
|-------|------------|--------------------|------------|--------------------|-------|------------|--------|
|       | $P_g$ (MW) | $\lambda$ (\$/MWh) | $P_g$ (MW) | $\lambda$ (\$/MWh) |       | Caso A     | Caso B |
| 1     | 150        | 20                 | 77         | 15,62              | 1-2   | 59         | 9      |
| 2     | 0          | 20                 | 73         | 31,57              | 1-3   | 41         | 18     |
| 3     | 0          | 20                 | 0          | 41,45              | 2-3   | 9          | 32     |

A Tabela 4.3 mostra os dados operacionais do sistema necessários para o cálculo do custo do congestionamento, PCON, de acordo com as equações (1) e (2). A coluna GA mostra a disponibilidade de geração e as colunas SCH e G mostram respectivamente a produção programada, derivada do Caso A, e a geração re-despachada, resultante da operação do sistema com a restrição elétrica, Caso B. Os preços ofertados pelos geradores, como mostrado na Figura 4.4, são apresentados na coluna INC da tabela. O preço do mercado de curto prazo (SMP) foi considerado, para efeito de simulação, igual a 20 \$/ MWh. Ele corresponde ao custo marginal de sistema para o Caso A. O valor apurado do encargo adicional,  $\varepsilon^{CGT}$ , a ser cobrado dos agentes pelo ISO por causa do congestionamento, é de 1095 \$, obtido através da equação (3).

Tabela 4.3 - Dados operacionais da rede de 3 barras e custo de re-despacho

| Gerador             | GA (MW) | SCH (MW) | G (MW) | INC (\$/MWh) | SMP (\$/MWh) | PCON (\$) |
|---------------------|---------|----------|--------|--------------|--------------|-----------|
| G <sub>1</sub>      | 200     | 150      | 77     | 20           | 20           | 0         |
| G <sub>2</sub>      | 200     | 0        | 73     | 35           |              | 1095      |
| G <sub>3</sub>      | 200     | 0        | 0      | 60           |              | 0         |
| $\varepsilon^{CGT}$ |         |          |        |              |              | 1095      |

Para proceder-se à alocação pelo método TEP, são encontradas as potências interna (I) e externa (X) dos geradores e consumidores, conforme mostrado na Tabela 4.4, a partir da condição operacional do sistema no Caso B, uma vez que foi nesta situação de congestionamento que ocorreu o custo de re-despacho.

Tabela 4.4 – Potência interna e externa da rede de 3 barras congestionada

| Geração | Potência (MW) |    |       | Demanda | Potência (MW) |    |       |
|---------|---------------|----|-------|---------|---------------|----|-------|
|         | I             | X  | Total |         | I             | X  | Total |
| G1      | 50            | 27 | 77    | D1      | 50            | 0  | 50    |
| G2      | 50            | 23 | 73    | D2      | 50            | 0  | 50    |
| G3      | 0             | 0  | 0     | D3      | 0             | 50 | 50    |
| $P_G$   | 100           | 50 | 150   | $P_D$   | 100           | 50 | 150   |

O custo de re-despacho,  $\varepsilon^{CGT} = 1095$  \$, é alocado entre os agentes de consumo usando a metodologia TEP, assumindo-se que cabem a eles 100% dos custos,  $\rho = 0$  nas equações (53) e (54). Além disso, os encargos serão alocados considerando somente a intensidade do uso que os consumidores fazem das linhas congestionadas. Agindo assim, aproveita-se a informação disponível de qual linha apresenta restrições na capacidade de transmissão, fazendo recair sobre ela a referência de uso pelos agentes para se efetuar a alocação do custo do re-despacho. Neste caso simulado, o congestionamento é restrito à linha 1-3.

O processo de alocação se inicia com o cálculo das transferências equivalentes internas ( $TEP_{ij}^I$ ) e externas ( $TEP_{ij}^X$ ), a partir das componentes de geração e demanda internas (I) e externas (X) dos agentes, indicadas na Tabela 4.4. Os cálculos são feitos com as equações (31) e (32) e os resultados estão mostradas na Tabela 4.5. Observa-se na tabela que a soma das TEPs corresponde a  $P_D = P_D^I + P_D^X = P_G = P_G^I + P_G^X = 150$  MW, conforme equação (37).

Para o prosseguimento do processo de alocação dos custos do re-despacho, são necessários os fatores de distribuição de fluxo nas linhas,  $\gamma_{ijk}$ . A Tabela 4.6 apresenta os fatores da rede 3 barras calculados conforme demonstrado no Apêndice A.

Tabela 4.5 – Transferências equivalentes internas e externas

| $TEP_{ij}^I$ (MW) |                    |     |     |     | $TEP_{ij}^X$ (MW)             |                    |     |     |     |                              |
|-------------------|--------------------|-----|-----|-----|-------------------------------|--------------------|-----|-----|-----|------------------------------|
| Demandas          |                    |     |     |     | Demandas                      |                    |     |     |     |                              |
| Geradores         | Nós                | j=1 | j=2 | j=3 | $P_{gi}^I$<br>(MW)            | Nós                | j=1 | j=2 | j=3 | $P_{gi}^X$<br>(MW)           |
|                   | i=1                | 25  | 25  | 0   | 50                            | i=1                | 0   | 0   | 27  | 27                           |
|                   | i=2                | 25  | 25  | 0   | 50                            | i=2                | 0   | 0   | 23  | 23                           |
|                   | i=3                | 0   | 0   | 0   | 0                             | i=3                | 0   | 0   | 0   | 0                            |
|                   | $P_{dj}^I$<br>(MW) | 50  | 50  | 0   | $P_G^I =$<br>$P_D^I =$<br>100 | $P_{dj}^X$<br>(MW) | 0   | 0   | 50  | $P_G^X =$<br>$P_D^X =$<br>50 |

Tabela 4.6 – Fatores de distribuição de fluxo nas linhas da rede de 3 barras

| Nós $i, j$ | 1,1 | 1,2     | 1,3   | 2,1     | 2,2 | 2,3     | 3,1    | 3,2     | 3,3 |
|------------|-----|---------|-------|---------|-----|---------|--------|---------|-----|
| Linha $k$  |     |         |       |         |     |         |        |         |     |
| 1-2        | 0   | 0,6893  | 0,497 | -0,6893 | 0   | -0,1923 | -0,497 | 0,1923  | 0   |
| 1-3        | 0   | 0,3107  | 0,503 | -0,3107 | 0   | 0,1923  | -0,503 | -0,1923 | 0   |
| 2-3        | 0   | -0,3107 | 0,497 | 0,3107  | 0   | 0,8077  | -0,497 | -0,8077 | 0   |

A partir das transferências equivalentes de potência apresentadas na Tabela 4.5 e dos fatores de distribuição de fluxo, o processo de alocação segue com o cálculo do uso da linha congestionada 1-3. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.7.

Os resultados estão apresentados na tabela com a especificação do uso da linha congestionada pelas componentes de demanda interna e externa dos agentes. Percebe-se na tabela o maior uso da linha por D3, todo ele devido à componente de potência externa desse agente.

O processo é então concluído com a alocação do custo do re-despacho entre os agentes de consumo, utilizando-se a equação (59). O valor da tarifa de uso é  $r_k = 32,66$  \$/MW, dado pela equação (56). Os resultados estão apresentados na Tabela 4.8. A tabela apresenta também os resultados obtidos com os métodos EBE, DP e PR para efeito de comparação.

Tabela 4.7 – Uso da linha congestionada da rede de 3 barras

| Uso da linha congestionada (MW) |       |           |
|---------------------------------|-------|-----------|
| Agente                          |       | Linha 1-3 |
| D1                              | I     | 8         |
|                                 | X     | 0         |
|                                 | Total | 8         |
| D2                              | I     | 8         |
|                                 | X     | 0         |
|                                 | Total | 8         |
| D3                              | I     | 0         |
|                                 | X     | 18        |
|                                 | Total | 18        |
| D                               | I     | 16        |
|                                 | X     | 18        |
|                                 | Total | 34        |

Tabela 4.8 – Alocação TEP de custo de re-despacho da rede de 3 barras

| Agente |       | AR <sup>TEP</sup> (\$) |      |     |       | AR <sup>EBE</sup> (\$) |      |     |       | AR <sup>DP</sup> (\$) | AR <sup>PR</sup> (\$) |
|--------|-------|------------------------|------|-----|-------|------------------------|------|-----|-------|-----------------------|-----------------------|
|        |       | Linhas <i>i-j</i>      |      |     | Total | Linhas <i>i-j</i>      |      |     | Total |                       |                       |
|        |       | 1-2                    | 1-3  | 2-3 |       | 1-2                    | 1-3  | 2-3 |       |                       |                       |
| D1     | I     | 0                      | 254  | 0   | 254   |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 0    | 0   | 0     |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | Total | 0                      | 254  | 0   | 254   | 0                      | 250  | 0   | 250   | 0                     | 365                   |
| D2     | I     | 0                      | 254  | 0   | 254   |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 0    | 0   | 0     |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | Total | 0                      | 254  | 0   | 254   | 0                      | 264  | 0   | 264   | 3                     | 365                   |
| D3     | I     | 0                      | 0    | 0   | 0     |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 588  | 0   | 588   |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | Total | 0                      | 588  | 0   | 588   | 0                      | 582  | 0   | 582   | 1092                  | 365                   |
| D      | I     | 0                      | 507  | 0   | 507   |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 588  | 0   | 588   |                        |      |     |       |                       |                       |
|        | Total | 0                      | 1095 | 0   | 1095  | 0                      | 1095 | 0   | 1095  | 1095                  | 1095                  |

A coluna AR<sup>TEP</sup> apresenta os valores de alocação para a potência interna e externa das demandas. Pode-se observar que as demandas D1 e D2, que possuem apenas potência interna, são oneradas somente pelo uso resultante das transferências equivalentes internas

(linhas I da tabela). A demanda D3, ao contrário, é cobrada apenas pelo uso resultante das transferências equivalentes externas, uma vez que não possui potência interna.

As colunas  $AR^{EBE}$  e  $AR^{DP}$  da tabela contêm os resultados obtidos com os métodos EBE e DP. Percebe-se a diferença de custo alocado de re-despacho para todos os agentes. A desigualdade de encargo alocado das demandas D1 e D2, respectivamente 250 \$ e 264 \$, pelo método EBE e 0 \$ e 3 \$ pelo DP, não reflete de forma coerente o uso do sistema, dado que apresenta distorção ou subsídio, uma vez que ambas têm o mesmo montante de carga (50 MW) e ambas se encontram conectadas em barras exportadoras de energia. Portanto são totalmente atendidas por transferências internas e sua interação com a rede deve ser igual. Pelo método TEP, dada a condição similar de operação desses agentes (D1 e D2), o custo alocado é o mesmo para os dois (254 \$).

A cobrança do custo do gerenciamento de congestionamento aos agentes D1 e D2, que possuem somente potência interna, justifica-se pelo fato de que eles estão conectados ao sistema elétrico e são usuários em potencial da rede de transmissão, uma vez que a usarão em caso de contingências que levem a um desequilíbrio entre a demanda e a geração internas da barra.

Ainda na Tabela 4.8 podem ser observados os resultados fornecidos pelo método PR. Percebe-se que com esse método o mesmo montante de encargo (365 \$) é alocado a todas as cargas, enquanto pelo método TEP as demandas D1 e D2 pagam menos (254 \$) e a demanda D3 paga mais (588 \$) do que as alocações correspondentes dadas pelo modelo Pro – Rata (365 \$). Considerando que as demandas do sistema são todas iguais a 50 MW e dado o pequeno tamanho da rede, é fácil perceber que o uso do sistema de transmissão pela demanda D3 é mais intenso que o uso feito pelas demandas D2 e D1. Ela está localizada numa barra puramente importadora de energia. Esses fatos físicos ilustram de forma simples o princípio "usuário-pagador" implícito na abordagem TEP.

O método DP segue a tendência de proporcionar uma alocação baseada no uso do sistema, entretanto, os resultados apresentados na coluna  $AR^{DP}$  demonstram que há uma concentração excessiva na imposição de encargos à demanda D3 (1092 \$). Esse agente paga praticamente sozinho todo o custo de gerenciamento do congestionamento. As

demandas D1 e D2 recebem um encargo nulo ou próximo disso. Essa característica da metodologia DP fica bastante evidente em sistemas pequenos como o deste exemplo.

A Tabela 4.9 apresenta as tarifas obtidas pelos quatro esquemas. As constatações citadas acima sobre a realidade operacional do sistema estão refletidas no valor das respectivas tarifas fornecidas pelos métodos. Pelo modelo TEP, de acordo com a equação (65), verifica-se que elas são mais altas para D3 (11,76 \$/MWh) e mais baixas e iguais para D1 e D2 (5,07 \$/MWh). Pelo método EBE existe uma diferença entre esses dois agentes de consumo, D1 com tarifa de 5,00 \$/MWh e D2 com tarifa de 5,27 \$/MWh. Apesar dessa diferença em relação ao método TEP, nota-se que o perfil de tarifas também é aderente ao princípio de usuário-pagador.

Já as tarifas resultantes do cálculo DP e PR retratam uma situação de grandes subsídios cruzados imposta aos agentes. No cálculo PR elas são a mesma para todos os agentes (7,30 \$/MWh). A metodologia DP, apesar de buscar considerar a contribuição dos usuários da rede de transmissão no uso da rede, acaba por gerar subsídios ainda mais acentuados que os do método PR.

Tabela 4.9 – Tarifas de re-despacho da rede de 3 barras

| Tarifa re-despacho |     | Demanda |      |       |
|--------------------|-----|---------|------|-------|
|                    |     | D1      | D2   | D3    |
| Método<br>(\$/MWh) | TEP | 5,07    | 5,07 | 11,76 |
|                    | EBE | 5,00    | 5,27 | 11,63 |
|                    | DP  | 0       | 0,05 | 21,85 |
|                    | PR  | 7,30    |      |       |

#### 4.1.2. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita

Para a realização das simulações da alocação dos custos de recuperação da adequação de receita nos mercados de direitos de transmissão, é necessário pressupor o montante de direitos de transmissão obtidos pelos agentes nos leilões de venda desses direitos para protegerem-se contra a volatilidade dos preços marginais locais,  $\lambda$ .

A quantidade de FTR ou de FGR adquirida nos leilões é baseada na expectativa dos agentes quanto às condições de operação do sistema, aos limites de capacidade de

transmissão de determinados circuitos críticos da rede elétrica e aos dados históricos da operação. Assim, para a realização das simulações neste trabalho, os montantes de FTR e FGR adquiridos nos leilões foram considerados conhecidos.

Utilizando o mesmo sistema de 3 barras da sessão anterior, foi utilizado o FCLO para dois casos: (Caso A) estado de congestionamento esperado ou previsto pelos agentes e (Caso B) estado de congestionamento efetivamente realizado. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.10, que mostra o nível de geração ótima,  $P_g$ , os preços marginais locais,  $\lambda$ , os fluxos nas linhas,  $P_f$ , e os custos da restrição das linhas,  $\mu_{ij}$ , para os Casos A e B. No Caso A, considerou-se uma restrição no limite da capacidade de linha 1-3 de 36 MW (60% da sua capacidade original). No Caso B, a restrição foi considerada mais severa, com uma redução do limite de capacidade da linha 1-3 para 18 MW (30% da sua capacidade original). Os resultados desse caso são mostrados em Figura 4.5, onde  $P_{a\ ij}$  representa os fluxos  $P_f$  do Caso A.

Tabela 4.10 - Resultados do fluxo de carga de linear ótimo da rede de 3 barras

| Barra | Caso A |           | Caso B |           | Linha | $P_f$ (MW) |    | $\mu_{ij}$ (\$/ MWh) |       |
|-------|--------|-----------|--------|-----------|-------|------------|----|----------------------|-------|
|       | $P_g$  | $\lambda$ | $P_g$  | $\lambda$ |       | Caso       |    | Caso                 |       |
|       | (MW)   | (\$/MWh)  | (MW)   | (\$/MWh)  |       | A          | B  | A                    | B     |
| 1     | 135    | 19,10     | 77     | 15,62     | 1-2   | 49         | 9  | 0                    | 0     |
| 2     | 15     | 26,36     | 73     | 31,57     | 1-3   | 36         | 18 | 23,37                | 51,35 |
| 3     | 0      | 30,85     | 0      | 41,45     | 2-3   | 14         | 32 | 0                    | 0     |

Como se pode ver na Tabela 4.10, a geração da barra 1 obtida no Caso B apresenta uma diminuição em relação ao Caso A e a geração da barra 2 apresenta um aumento. A redução do limite de capacidade de linha 1-3 causa um remanejamento de despacho de G1 para G2. Vê-se também que os fluxos verificados nas linhas 1-2 e 1-3 no Caso B diminuem em relação ao Caso A e o fluxo na linha 2-3 aumenta.

Observa-se, ainda, que o valor das demandas do sistema são todos iguais a 50 MW e que a geração na barra 1 e 2 são similares ( $G_1=77$  MW e  $G_2=73$  MW). Adicionalmente, pela energia transferida entre as barras, vê-se que as barras 1 e 2 são exportadoras, enquanto a barra 3 é importadora de energia.

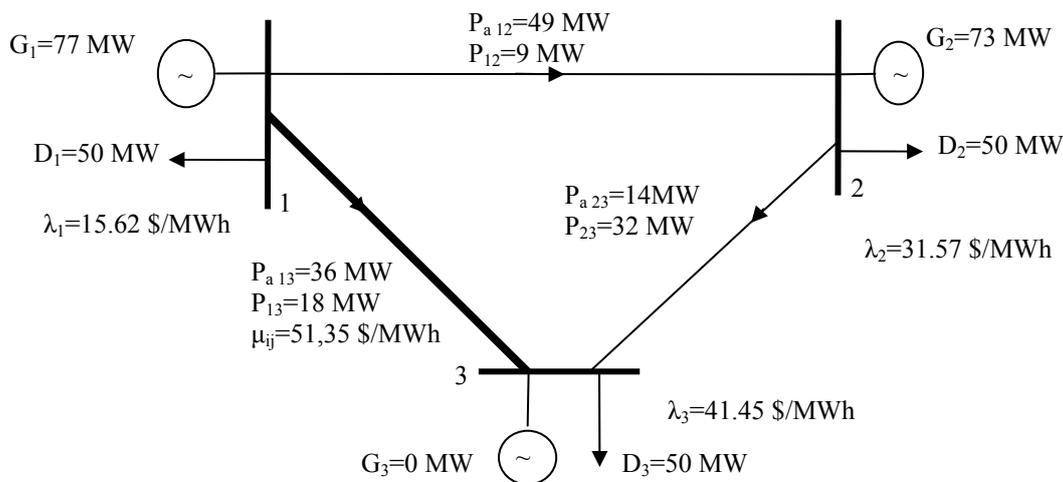


Figura 4.5 - Sistema exemplo de 3 barras, com restrição na linha 1-3 (Caso B).

O pequeno tamanho da rede usada neste exemplo ajuda a ilustrar mais facilmente o princípio de "usuário-pagador" considerado pelo modelo TEP. É fácil perceber que o uso do sistema pela demanda D3, localizada na barra importadora, é mais intenso que o uso feito pelas demandas D1 e D2. Isso porque os 50 MW de D3 são atendidos por geração remota, 18 MW pela linha 1-3 e 36 MW pela linha 2-3. As demandas D1 e D2 estão localizadas em barras exportadoras, sendo, portanto, atendidas localmente. Portanto não fazem uso das linhas de transmissão.

Fica claro também que o uso da rede pelo gerador G1 é mais intenso que o uso feito por G2. O gerador G1, além de gerar mais do que G2, utiliza 50 MW dos seus 77 MW gerados para atender a demanda D1 da própria barra em que está conectada e entrega os 27 MW adicionais para consumo remoto na barra 3, sendo 18 MW diretamente pela linha 1-3 e 9 MW pelas linhas 1-2 e 2-3. O gerador G2, por sua vez, gera 73 MW, o suficiente para suprir D2 e atender com 23 MW o consumo remoto na barra 3 diretamente pela linha 2-3.

Com o objetivo de se obter as TEPs, são calculadas as componentes de potência interna (I) e externa (X) dos geradores e das demandas a partir dos níveis de geração apresentados na Tabela 4.10 - Casos A e B, utilizando-se as equações (29) e (30). Os resultados estão dispostos na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Componentes de potência interna e externa dos agentes da rede de 3 barras

| Agente          |            | Caso A |    |       | Caso B |    |       |
|-----------------|------------|--------|----|-------|--------|----|-------|
|                 |            | I      | X  | Total | I      | X  | Total |
| Geração<br>(MW) | G1         | 50     | 85 | 135   | 50     | 27 | 77    |
|                 | G2         | 15     | 0  | 15    | 50     | 23 | 73    |
|                 | G3         | 0      | 0  | 0     | 0      | 0  | 0     |
|                 | $\Sigma G$ | 65     | 85 | 150   | 100    | 50 | 150   |
| Demanda<br>(MW) | D1         | 50     | 0  | 50    | 50     | 0  | 50    |
|                 | D2         | 15     | 35 | 50    | 50     | 0  | 50    |
|                 | D3         | 0      | 50 | 50    | 0      | 50 | 50    |
|                 | $\Sigma D$ | 65     | 85 | 150   | 100    | 50 | 150   |

A partir das componentes de potência interna e externa dos agentes apresentadas na Tabela 4.11, são calculadas as transferências equivalentes de potência. Apenas o Caso B é utilizado no processo de alocação porque ele representa o estado de congestionamento da rede efetivamente verificado e, por isso, é o que deve ser considerado para a definição das TEPs. Tendo em vista que esta condição de operação do sistema é a mesma do Caso B da simulação realizada para a alocação dos custos de re-despacho, as TEPs resultantes são as mesmas apresentadas na Tabela 4.5.

De posse das transferências equivalentes de potência e dos fatores de distribuição da rede, apresentados na Tabela 4.6, calculam-se os usos das linhas de transmissão pelos agentes de geração e consumo, utilizando-se as equações (39), (40), (53) e (54). A Tabela 4.12 apresenta os resultados, especificando-os em uso pelas componentes de potência interna e externa. Percebe-se na tabela o maior uso da rede feito por G1 e D3 e o uso igual pelas demandas D1 e D2, comprovando-se as características de uso da rede comentadas acima.

Para a simulação do processo de alocação foram supostas duas situações: uma relativa a um mercado de FTR e outra referente a um mercado de FGR, como descrito a seguir.

Tabela 4.12 – Uso das linhas e de toda a rede de 3 barras

| Agente     | Uso pela Potência Interna (MW) |      |      |       | Uso pela Potência Externa (MW) |      |      |       | Uso Total da Rede (MW) |
|------------|--------------------------------|------|------|-------|--------------------------------|------|------|-------|------------------------|
|            | Linha                          |      |      | Rede  | Linha                          |      |      | Rede  |                        |
|            | 1-2                            | 1-3  | 2-3  |       | 1-2                            | 1-3  | 2-3  |       |                        |
| G1         | 17,3                           | 7,9  | 7,9  | 32,7  | 13,5                           | 13,5 | 13,5 | 40,6  | 73,3                   |
| G2         | 17,3                           | 7,9  | 7,9  | 32,7  | 4,5                            | 4,5  | 18,4 | 27,4  | 60,2                   |
| G3         | 0,0                            | 0,0  | 0,0  | 0,0   | 0,0                            | 0,0  | 0,0  | 0,0   | 0,0                    |
| $\Sigma G$ | 34,6                           | 15,8 | 15,8 | 65,4  | 18,0                           | 18,0 | 32,0 | 68,0  | 133,5                  |
| D1         | 17,3                           | 7,9  | 7,9  | 32,7  | 0,0                            | 0,0  | 0,0  | 0,0   | 32,7                   |
| D2         | 17,3                           | 7,9  | 7,9  | 32,7  | 0,0                            | 0,0  | 0,0  | 0,0   | 32,7                   |
| D3         | 0,0                            | 0,0  | 0,0  | 0,0   | 18,0                           | 18,0 | 32,0 | 68,0  | 68,0                   |
| $\Sigma D$ | 34,6                           | 15,8 | 15,8 | 65,4  | 18,0                           | 18,0 | 32,0 | 68,0  | 133,5                  |
| G+D        | 69,2                           | 31,6 | 31,6 | 130,8 | 36,1                           | 36,1 | 63,9 | 136,1 | 266,9                  |

*Primeira situação: Mercado de FTR do sistema de 3 barras*

A primeira situação é relativa a um mercado de FTR no qual se considera que as quantidades de FTR entre os nós  $i$  e  $j$  resultantes de um leilão são as mostradas na Tabela 4.13, colunas  $F_{ij}$ , e as transferências ponto-a-ponto de energia verificadas são consideradas aquelas expostas nas colunas  $T_{ij}$ , para os casos A e B. A coluna  $\lambda_{ji}$  da tabela corresponde às diferenças de custo marginal locacional entre os nós de extração  $j$  e os nós de injeção de potência  $i$ .

Considerou-se que as transferências  $T_{ij}$  correspondem às transferências equivalentes de potência entre os nós  $i$  e  $j$ ,  $TEP_{ij}$ . Como mostra a equação (33), elas são obtidas pela soma das transferências internas e externas entre esses nós, as quais são calculadas usando as equações (31) e (32) com os valores da geração,  $P_g$ , obtidos para os Casos A e B, conforme mostrado na Tabela 4.10. Por exemplo, usando os dados da Tabela 4.5, a transferência equivalente entre os nós 1 e 2 para o Caso B é:  $T_{12} = TEP_{12} = TEP_{12}^I + TEP_{12}^X = 25 + 0 = 25$  MW.

A Tabela 4.13 também mostra, nas colunas  $\pi^{FTR}$ ,  $R$  e  $\mathcal{E}$  o cálculo da adequação de receita nos dois casos estudados. No Caso A, há uma adequação de receita, porque a receita total obtida pelo ISO com a cobrança dos custos de congestionamento,  $R$ , obtida com a equação (7), soma 926 \$. Nesse caso, o ISO pode pagar os FTRs equilibradamente, uma vez que, de acordo com equação (10),  $\mathcal{E}^{FTR} = R - \pi^{FTR} = 926 - 926 = 0$  \$. Já no Caso

B, os custos de congestionamento coletados pelo ISO não são suficientes para o pagamento dos créditos de FTR porque  $\varepsilon^{FTR} = 2033 - 1323 = 710$  \$ e, portanto, existe uma inadequação de receita.

Tabela 4.13 - Inadequação de receita no mercado de FTR da rede 3 de barras (\*)

| Nós<br>$i-j$ | Caso A   |          |            |                |             |     |               | Caso B   |          |            |                |             |      |               |
|--------------|----------|----------|------------|----------------|-------------|-----|---------------|----------|----------|------------|----------------|-------------|------|---------------|
|              | $F_{ij}$ | $T_{ij}$ | $\mu_{ij}$ | $\lambda_{ji}$ | $\pi^{FTR}$ | $R$ | $\varepsilon$ | $F_{ij}$ | $T_{ij}$ | $\mu_{ij}$ | $\lambda_{ji}$ | $\pi^{FTR}$ | $R$  | $\varepsilon$ |
| 1-2          | 47       | 47       | --         | 7,26           | 338         | 338 | 0             | 47       | 25       | --         | 15,95          | 742         | 399  | 343           |
| 1-3          | 50       | 50       | --         | 11,75          | 588         | 588 | 0             | 50       | 27       | --         | 25,83          | 1291        | 697  | 594           |
| 2-3          | 0        | 0        | --         | 4,49           | 0           | 0   | 0             | 0        | 23       | --         | 9,88           | 0           | 227  | -227          |
| $\Sigma$     | --       | --       | --         | --             | 926         | 926 | 0             | --       | --       | --         | --             | 2033        | 1323 | 710           |

(\*)  $F_{ij}$  e  $GD_{ij}$  em MWh;  $\mu_{ij}$  e  $\lambda_{ji}$  em \$/MWh;  $\pi$ ,  $R$  e  $\varepsilon$  em \$.

A inadequação de receita,  $\varepsilon^{FTR}$ , resultante do Caso B, deve ser então alocada entre os agentes de geração e de consumo utilizando-se a metodologia TEP. A Tabela 4.14 apresenta os resultados. Os valores da alocação da inadequação de receita - AI são calculados pelas equações (68) a (73). Elas utilizam para os cálculos a tarifa de uso da linha  $k$ ,  $r_k$ , dada por (56) com o  $C_k = \varepsilon = 710$  \$. Essa tarifa é 2,66 \$/MWh.

Observa-se na Tabela 4.14 o custo AI especificado em valores por linha e por componente de potência interna e externa, tanto para os geradores quanto para as demandas. As alocações seguem o uso da rede pelos usuários, uma vez que D3 não é onerado pela componente de potência interna e é exclusivamente onerado pela componente de potência externa (181 \$), respeitando-se o fato de que o agente está conectado em uma barra puramente importadora. Por outro lado D1 e D2, que são totalmente atendidos por geração interna, têm o valor  $AI^X$  nulo. Já a alocação do custo correspondente à potência interna desses agentes,  $AI^I$ , é respectivamente 46 \$ na linha 1-2 e 21 \$ nas linhas 1-3 e 2-3.

Entre os geradores, observa-se que G1 paga mais encargo relativo à potência externa através das linhas 1-2 e 1-3 (36 \$ em ambas) do que G2 (12 \$), o que é compatível com o maior montante de potência externa deste agente, 27 MW, em relação ao montante transferido por G2, 23 MW, como indicado na Tabela 4.11.

Tabela 4.14 - Alocação da inadequação de receita do mercado de FTR da rede de 3 barras

| Agente | AI <sup>I</sup> (\$) |     |     |      | AI <sup>X</sup> (\$) |     |     |      | AI <sup>TEP</sup> (\$) |
|--------|----------------------|-----|-----|------|----------------------|-----|-----|------|------------------------|
|        | Linha                |     |     | Rede | Linha                |     |     | Rede |                        |
|        | 1-2                  | 1-3 | 2-3 |      | 1-2                  | 1-3 | 2-3 |      |                        |
| G1     | 46                   | 21  | 21  | 87   | 36                   | 36  | 36  | 108  | 195                    |
| G2     | 46                   | 21  | 21  | 87   | 12                   | 12  | 49  | 73   | 160                    |
| G3     | 0                    | 0   | 0   | 0    | 0                    | 0   | 0   | 0    | 0                      |
| Σ G    | 92                   | 42  | 42  | 174  | 48                   | 48  | 85  | 181  | 355                    |
| D1     | 46                   | 21  | 21  | 87   | 0                    | 0   | 0   | 0    | 87                     |
| D2     | 46                   | 21  | 21  | 87   | 0                    | 0   | 0   | 0    | 87                     |
| D3     | 0                    | 0   | 0   | 0    | 48                   | 48  | 85  | 181  | 181                    |
| Σ D    | 92                   | 42  | 42  | 174  | 48                   | 48  | 85  | 181  | 355                    |
| G+D    | 184                  | 84  | 84  | 348  | 96                   | 96  | 170 | 362  | 710                    |

Verifica-se, ainda na Tabela 4.14, que demandas e geradores nas mesmas barras, com os mesmos montantes de potência interna, pagam igual encargo de inadequação de receita associada a essa potência, AI<sup>I</sup>.

A Tabela 4.15 apresenta a alocação dos custos da inadequação, AI, com a utilização dos métodos TEP, EBE, DP e PR, permitindo uma comparação entre eles. Somente as abordagens TEP e EBE permitem a alocação no nível de especificação por linha de transmissão. A coluna AI mostra os pagamentos alocados para os geradores e demandas de acordo com cada um dos quatro métodos.

Pode-se verificar que a alocação pelo cálculo PR fornece para os geradores e demandas valores proporcionais aos montantes de geração e consumo destes, enquanto pelos demais métodos a alocação apresenta valores diferenciados entre os agentes. Isso fica mais evidente quando se observa as alocações no lado das demandas. Os AIs, neste caso, são todos iguais a 118 \$ com o cálculo PR, considerando que todas são de mesmo valor, 50 MW, e, por conseguinte, o posicionamento relativo das cargas na rede é ignorado. Este procedimento obviamente gera subsídios cruzados.

Com o método DP, as diferenças de alocação são extremas, uma vez que os custos são pesadamente concentrados em alguns agentes específicos (o AI do agente G1 é 341 \$ e do D3 é 354 \$, sendo que o total alocado para o segmento de geração e também para o de consumo é igual a 355 \$). Desse modo, G1 e D3 pagam praticamente sozinhos todo o custo da inadequação de receita. Este procedimento, portanto, gera outro tipo de subsídios.

Tabela 4.15 - Mercado de FTR da rede de 3 barras: alocações TEP, EBE, DP e PR

| Agente     | AI (\$) |     |     |      |       |     |     |      |     |     |
|------------|---------|-----|-----|------|-------|-----|-----|------|-----|-----|
|            | TEP     |     |     |      | EBE   |     |     |      | DP  | PR  |
|            | Linha   |     |     | Rede | Linha |     |     | Rede |     |     |
|            | 1-2     | 1-3 | 2-3 |      | 1-2   | 1-3 | 2-3 |      |     |     |
| G1         | 82      | 57  | 56  | 195  | 81    | 56  | 55  | 192  | 341 | 182 |
| G2         | 58      | 32  | 70  | 160  | 57    | 33  | 73  | 163  | 14  | 173 |
| G3         | 0       | 0   | 0   | 0    | 0     | 0   | 0   | 0    | 0   | 0   |
| $\Sigma$ G | 139     | 89  | 127 | 355  | 139   | 88  | 128 | 355  | 355 | 355 |
| D1         | 46      | 21  | 21  | 87   | 45    | 20  | 20  | 85   | 0   | 118 |
| D2         | 46      | 21  | 21  | 87   | 47    | 21  | 21  | 90   | 1   | 118 |
| D3         | 48      | 48  | 85  | 181  | 47    | 47  | 87  | 180  | 354 | 118 |
| $\Sigma$ D | 139     | 89  | 127 | 355  | 139   | 88  | 128 | 355  | 355 | 355 |
| G+D        | 279     | 179 | 253 | 710  | 277   | 177 | 256 | 710  | 710 | 710 |

Com o método DP, as diferenças de alocação são extremas, uma vez que os custos são pesadamente concentrados em alguns agentes específicos (o AI do agente G1 é 341 \$ e do D3 é 354 \$, sendo que o total alocado para o segmento de geração e também para o de consumo é igual a 355 \$). Desse modo, G1 e D3 pagam praticamente sozinhos todo o custo da inadequação de receita. Este procedimento, portanto, gera outro tipo de subsídios.

Como se pode ver na coluna AI/TEP, a alocação TEP para G1 e G2 é 195 \$ e 160 \$ respectivamente, uma diferença de 35 \$ entre elas, enquanto, com o método PR, a alocação resultante é respectivamente 182 \$ e 173 \$, uma diferença de 9 \$. A maior diferença provocada pela metodologia TEP reflete o fato do gerador da barra 1 usar mais intensivamente a rede, uma vez que ele é um exportador maior (27 MW) do que o gerador da barra 2 (23 MW).

Os resultados da abordagem EBE seguem a mesma tendência do método TEP, demonstrando também uma aderência ao princípio "usuário-pagador". Porém, comparando-se os seus resultados com os da alocação TEP, existem diferenças para todos os agentes. Tomando-se D1 e D2 como exemplo, percebe-se que o valor alocado para eles com o método EBE é respectivamente 85 \$ e 90 \$. Já com o TEP, eles são iguais a 87 \$. Esse resultado fornecido pela metodologia das transferências equivalentes de potência se mostra mais razoável, uma vez que as demandas D1 e D2 são de mesmo valor, 50 MW, e ambas são atendidas por geração local, isto é, estão localizadas em barras exportadoras e, portanto, toda a potência desses agentes é de natureza interna. Quando se busca uma alocação baseada no uso da rede, essas similaridades devem ser refletidas em custos de

inadequação de receita iguais, o que é proporcionado pelo modelo TEP. Isso não ocorre com os cálculos EBE, cujos resultados evidenciam uma carga de subsídio de D2 para D1.

*Segunda situação: Mercado de FGR do sistema de 3 barras*

A segunda situação se refere a um mercado de FGR. Neste caso, supôs-se que circuitos do sistema representam conexões (“Gates”) e os proprietários dos FGRs adquiriram em leilão  $G_{13} = 36$  MW de direito de transmissão na linha congestionada 1-3. Esse é o valor do fluxo na linha 1-3 resultante do Caso A, conforme apresentado na coluna  $P_f$  da Tabela 4.10. Ele está replicado na Tabela 4.16, colunas  $G_{ij}$ . São tomados como fluxos reais verificados na rede os fluxos  $P_f$  nas linhas, obtidos para os Casos A e B, apresentados na Tabela 4.10 e repetidos na Tabela 4.16, colunas  $H_{ij}$ .

Tabela 4.16 - Inadequação de receita no mercado de FGR da rede de 3 barras (\*)

| Circuito<br>ij | Caso A   |          |            |                |             |     |               | Caso B   |          |            |                |             |     |               |
|----------------|----------|----------|------------|----------------|-------------|-----|---------------|----------|----------|------------|----------------|-------------|-----|---------------|
|                | $G_{ij}$ | $H_{ij}$ | $\mu_{ij}$ | $\lambda_{ji}$ | $\pi^{FGR}$ | $R$ | $\mathcal{E}$ | $G_{ij}$ | $H_{ij}$ | $\mu_{ij}$ | $\lambda_{ji}$ | $\pi^{FGR}$ | $R$ | $\mathcal{E}$ |
| 1-2            | --       | 49       | --         | 7,26           | --          | 355 | --            | --       | 9        | --         | 15,95          | --          | 143 | --            |
| 1-3            | 36       | 36       | 23,37      | 11,75          | 841         | 423 | --            | 36       | 18       | 51,35      | 25,83          | 1849        | 465 | --            |
| 2-3            | --       | 14       | --         | 4,49           | --          | 63  | --            | --       | 32       | --         | 9,88           | --          | 316 | --            |
| $\Sigma$       | --       | --       | --         | --             | 841         | 841 | 0             | --       | --       | --         | --             | 1848        | 924 | 924           |

(\*)  $F_{ij}$  e  $GD_{ij}$  em MWh;  $\mu_{ij}$  e  $\lambda_{ji}$  em \$/MWh;  $\pi$ ,  $R$  e  $\mathcal{E}$  em \$.

A Tabela 4.16 também mostra, nas colunas  $\pi^{FGR}$ ,  $R$  e  $\mathcal{E}$  também o cálculo da adequação de receita nos dois casos estudados. No Caso A do mercado de FGR, como mostrado na tabela, ambos, a receita total obtida pela cobrança dos custos de congestionamento,  $R$ , dado pela equação (7), e os créditos de FGR, dados pela equação (9),  $\pi^{FGR} = \sum_{ij} G_{ij} \cdot \mu_{ij} = G_{13} \cdot \mu_{13}$ , somam 841 \$.

Neste caso, o ISO pode pagar aos proprietários de FGR sem problema, tendo em vista que, de acordo com equação (11),  $\mathcal{E}^{FGR} = R - \pi^{FGR} = 841 - 841 = 0$  \$. Já no Caso B, os custos de congestionamento coletados pelo ISO não são suficientes para pagar os direitos de FGR, pois,  $\mathcal{E}^{FGR} = 1848 - 924 = 924$  \$ e, então ocorre nesse caso uma inadequação de receita.

A inadequação de receita,  $\varepsilon$ , resultante do Caso B, deve ser então alocada entre os agentes de geração e de consumo. Os resultados estão mostrados na Tabela 4.17, envolvendo os quatro métodos. Os valores da alocação da inadequação de receita - AI são calculados pelas equações (68) a (73). Elas utilizam a tarifa de uso da linha  $k$ ,  $r_k$ , dada por (56) com o  $C_k = \varepsilon = 924$  \$, para os cálculos. Essa tarifa é 3,47 \$/MWh.

Os resultados apresentados na tabela seguem as mesmas características da alocação feita no mercado de FTR. Os encargos alocados pelo cálculo PR para as demandas são todos iguais, 154 \$, por causa da desconsideração da posição desses agentes na rede. Pelo método TEP, para D3, localizada na barra 3, puramente importadora de energia, a alocação é a maior, 234 \$, o que ocorre também com o método EBE, enquanto para D1, conectada à barra 1, exportadora de energia, o encargo alocado é somente 111 \$. A metodologia DP, por outro lado, imputa um valor também maior para D3 (461 \$), porém, esse agente paga praticamente sozinho pela AI do sistema (462 \$), enquanto o agente D1 não é nem um pouco onerado.

De modo geral, pode-se observar que os métodos TEP e EBE apresentam resultados mais de acordo com o uso, uma vez que fornecem uma alocação coerente especificada por linha de transmissão do sistema, levando em conta o uso que os agentes individualmente fazem delas. A linha 1-2, como se vê, é a mais usada e, portanto, o maior valor de alocação da inadequação de receita recai sobre ela (363 \$ com o método TEP), seguida pela linha 2-3 (232 \$) e linha 1-3 (329 \$).

Comparando-se os resultados apresentados na Tabela 4.17, ficam evidentes as diferenças entre os métodos, chamando à atenção a igualdade do valor do AI para as demandas D1 e D2 pelos métodos PR (154 \$) e TEP (114 \$). Os motivos para essa igualdade, porém, não são comuns. O método PR leva a valores iguais apenas pelo fato da carga dos dois agentes ser a mesma. Já o TEP, além disso, considera as componentes de potência interna e externa de cada um e o uso que esses agentes fazem da rede elétrica. Como esses aspectos observados pelo método TEP são iguais para ambos, a alocação resultante também é a mesma. O esquema EBE gera valores diferentes para D1 (111 \$) e D2 (117 \$), o que caracteriza uma distorção. Ela se deve ao fato de que, embora o EBE acompanhe o método TEP na consideração do uso que os agentes fazem do sistema de transmissão, o método

não leva em conta as componentes de potência interna e externa dos agentes. O cálculo DP, por sua vez, praticamente desobriga D1 e D2 de qualquer encargo.

Tabela 4.17 - Mercado de FGR da rede de 3 barras: alocações TEP, EBE, DP e PR

| Agente |       | AI <sup>TEP</sup> (\$) |     |     |      | AI <sup>EBE</sup> (\$) |     |     |      | AI <sup>DP</sup> (\$) | AI <sup>PR</sup> (\$) |
|--------|-------|------------------------|-----|-----|------|------------------------|-----|-----|------|-----------------------|-----------------------|
|        |       | Linhas <i>i-j</i>      |     |     | Rede | Linhas <i>i-j</i>      |     |     | Rede |                       |                       |
|        |       | 1-2                    | 1-3 | 2-3 |      | 1-2                    | 1-3 | 2-3 |      |                       |                       |
| G1     | I     | 60                     | 27  | 27  | 114  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 47                     | 47  | 46  | 140  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 107                    | 74  | 73  | 254  | 106                    | 73  | 72  | 250  | 443                   | 237                   |
| G2     | I     | 60                     | 27  | 27  | 114  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 15                     | 15  | 64  | 94   |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 75                     | 42  | 91  | 208  | 75                     | 43  | 95  | 212  | 19                    | 225                   |
| G3     | I     | 0                      | 0   | 0   | 0    |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 0   | 0   | 0    |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 0                      | 0   | 0   | 0    | 0                      | 0   | 0   | 0    | 0                     |                       |
| Σ G    | I     | 120                    | 54  | 54  | 228  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 62                     | 62  | 110 | 234  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 182                    | 116 | 164 | 462  | 180                    | 115 | 167 | 462  | 462                   | 462                   |
| D1     | I     | 60                     | 27  | 27  | 114  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 0   | 0   | 0    |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 60                     | 27  | 27  | 114  | 58                     | 26  | 26  | 111  | 0                     | 154                   |
| D2     | I     | 60                     | 27  | 27  | 114  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 0                      | 0   | 0   | 0    |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 60                     | 27  | 27  | 114  | 62                     | 28  | 28  | 117  | 1                     | 154                   |
| D3     | I     | 0                      | 0   | 0   | 0    |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 61                     | 62  | 111 | 234  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 61                     | 62  | 111 | 234  | 61                     | 61  | 113 | 234  | 461                   | 154                   |
| Σ D    | I     | 120                    | 54  | 54  | 228  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 61                     | 62  | 111 | 234  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 181                    | 116 | 165 | 462  | 180                    | 115 | 167 | 462  | 462                   | 462                   |
| G+D    | I     | 240                    | 108 | 108 | 456  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | X     | 123                    | 124 | 221 | 468  |                        |     |     |      |                       |                       |
|        | Total | 363                    | 232 | 329 | 924  | 360                    | 230 | 334 | 924  | 924                   | 924                   |

*Tarifas de inadequação de receita das duas situações: Mercado de FTR e de FGR*

A Tabela 4.18 apresenta para os dois mercados FGR e FTR as tarifas pelas quais os agentes de geração e demanda serão cobrados pelo custo da inadequação de receita. A tarifa fornecida pelo cálculo PR é 2,37 \$/MWh e 3,08 \$/MWh respectivamente nos mercados de FTR e FGR. Considerando o princípio de "usuário-pagador", os únicos agentes sobre os quais se pode dizer que fisicamente têm um uso similar da rede elétrica são as demandas D1 e D2. Por esse motivo, apenas esses agentes devem ter tarifas iguais. O

método das Transferências Equivalentes de Potência - TEP é o que melhor reflete esse fato com aplicação da tarifa de 1,75 \$/MWh para ambos.

Tabela 4.18 - Mercados FTR e FGR da rede de 3 barras: tarifas de inadequação de receita

| Tarifa inadequação (\$/MWh) |        |     | Geração |      |    | Demanda |      |      |
|-----------------------------|--------|-----|---------|------|----|---------|------|------|
|                             |        |     | Agente  | G1   | G2 | G3      | D1   | D2   |
| Mercado FTR                 | Método | TEP | 2,53    | 2,20 | -- | 1,75    | 1,75 | 3,61 |
|                             |        | EBE | 2,50    | 2,23 | -- | 1,70    | 1,80 | 3,60 |
|                             |        | DP  | 4,42    | 0,20 | -- | 0       | 0,02 | 7,09 |
|                             |        | PR  | 2,37    |      |    |         |      |      |
| Mercado FGR                 | Método | TEP | 3,29    | 2,85 | -- | 2,27    | 2,27 | 4,70 |
|                             |        | EBE | 3,25    | 2,90 | -- | 2,22    | 2,34 | 4,69 |
|                             |        | DP  | 5,76    | 0,26 | -- | 0       | 0,02 | 9,22 |
|                             |        | PR  | 3,08    |      |    |         |      |      |

Considerando, pelos resultados apresentados até aqui, que o modelo TEP se apresenta como o mais aderente ao princípio de pagamento pelo uso da rede, este será tomado como referência para uma análise do quadro de tarifas apresentado na Tabela 4.18 quanto à existência de subsídios cruzados entre os agentes. Para facilitar essa análise, convém novamente observar as demandas D1 e D2. Comparando-se as tarifas desses agentes dadas pelo método TEP e pelas demais metodologias, tanto no mercado de FTR como no de FGR, percebe-se que: D2 subsidia D1 com a alocação feita pelo método EBE; ambas subsidiam D3 com o cálculo PR; e que ambas são subsidiadas por D3, quando se usa o método DP.

Os maiores subsídios provêm do método DP, no qual G1 e D3 suportam quase todo o custo de inadequação de receita. Os subsídios criados pelo cálculo PR são também elevados em função da tarifa uniforme desse método. As tarifas fornecidas pela metodologia EBE, apesar de bom desempenho quanto ao rastreamento do uso que os agentes fazem da rede, não levam em conta a condição de operação dos agentes, no que diz respeito à existência de potência interna e externa. Por isso, também geram subsídios cruzados entre os agentes (G2 e D2 pagam mais do que deveriam, em benefício de G1 e D1, respectivamente).

## 4.2. CASO 2 - SISTEMA DE CINCO BARRAS

Uma vez que o perfil e as características dos resultados obtidos com a aplicação dos métodos TEP, EBE, DP e PR no sistema hipotético de três barras se mantiveram inalterados nas simulações da alocação de custos de gerenciamento de congestionamento, tanto do custo de re-despacho quanto da inadequação de receita dos mercados de FTR e FGR, aqui se optou por focar somente a alocação da inadequação de receita de mercados de direito de transmissão.

O objetivo é, além de demonstrar a aplicação do modelo TEP em um sistema mais complexo, mostrar mais claramente como os agentes podem obter informações detalhadas sobre o uso das linhas da rede de transmissão. Para isso, a simulação numérica é agora realizada sobre um sistema de cinco barras interconectadas por sete linhas de transmissão (Galiana et al, 2004). A Figura 4.6 ilustra o diagrama simplificado do sistema atendendo um nível de carga. Os dados da rede de 5 barras estão apresentados nas Tabelas 4.19 e 4.20.

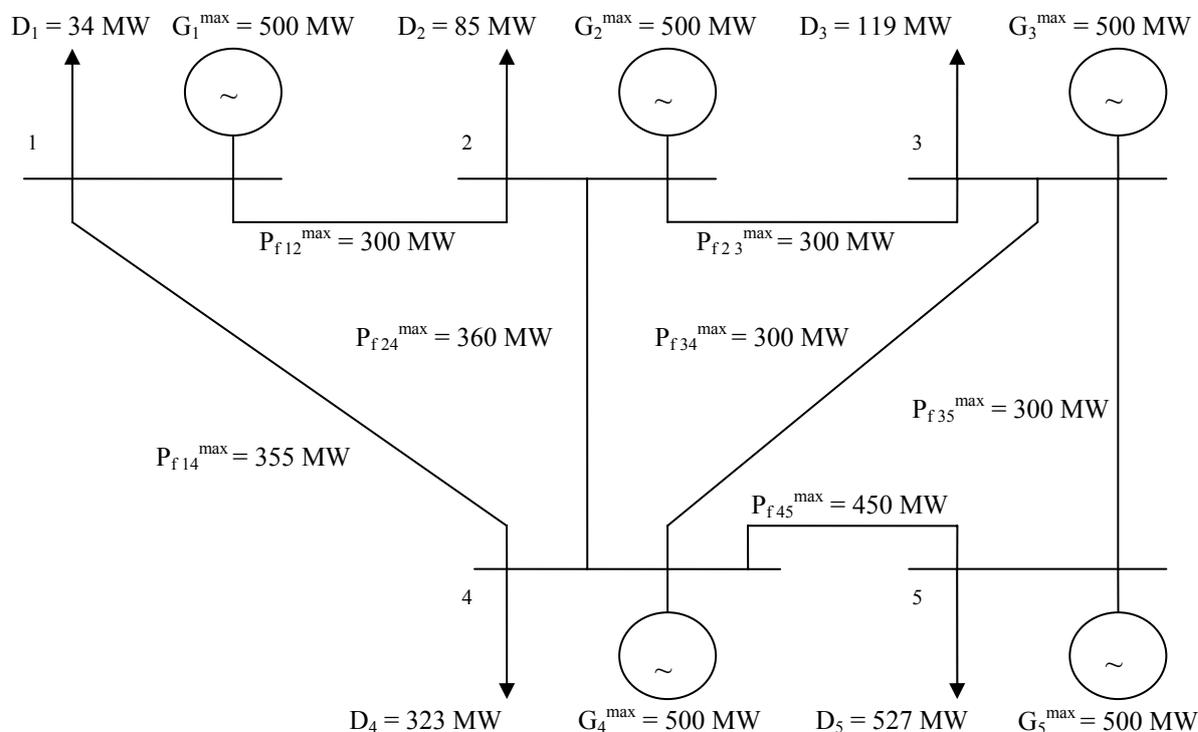


Figura 4.6 - Sistema exemplo de 5 barras.

Tabela 4.19 – Dados de linha de transmissão do sistema exemplo de 5 barras

| Linha | r<br>(pu) | x<br>(pu) | b<br>(pu) | $P_f^{\max}$<br>(MW) |
|-------|-----------|-----------|-----------|----------------------|
| 1-2   | 0,0147    | 0,168     | 0,138     | 300                  |
| 1-4   | 0,0108    | 0,126     | 0,102     | 355                  |
| 2-3   | 0,0185    | 0,210     | 0,185     | 300                  |
| 3-4   | 0,0294    | 0,336     | 0,296     | 300                  |
| 3-5   | 0,0221    | 0,252     | 0,213     | 300                  |
| 4-5   | 0,0108    | 0,126     | 0,104     | 450                  |
| 2-4   | 0,0105    | 0,130     | 0,100     | 360                  |

Tabela 4.20 - Dados de barra do sistema exemplo de 5 barras

| Barra | $P_d$<br>(MW) | $P_g^{\max}$<br>(MW) | $c_0$<br>(\$/h) | a<br>(\$/MWh) | b<br>(\$/MW <sup>2</sup> h) |
|-------|---------------|----------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| 1     | 34            | 500                  | 0               | 20            | 0,040                       |
| 2     | 85            | 500                  | 0               | 21            | 0,030                       |
| 3     | 119           | 500                  | 0               | 25            | 0,045                       |
| 4     | 323           | 500                  | 0               | 56            | 0,040                       |
| 5     | 527           | 500                  | 0               | 57            | 0,040                       |

#### 4.2.1. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita

Considerando-se disponível a informação sobre os montantes de FTR e FGR adquiridos nos leilões, calculou-se a inadequação de receita e esta foi alocada utilizando-se o método TEP. Para efeito de comparação, também fez-se a alocação utilizando-se os métodos EBE e DP e o cálculo Pro - Rata.

Foi utilizado o FCLO para simular dois casos de congestionamento na rede, o caso de congestionamento esperado (Caso A) e o verificado (Caso B). Os resultados encontram-se na Tabela 4.21. No Caso A, considerou-se uma restrição na rede que reduz o limite de capacidade da linha 1-4 a 60% do seu valor original. No Caso B, este limite foi reduzido a 30%.

Tabela 4.21 - Resultados de fluxo de carga linear ótimo da rede de 5 barras

| Barra | Caso A |           | Caso B |           | Linha | $P_f$ (MW) |        | $\mu_{ij}$ (\$/ MWh) |        |
|-------|--------|-----------|--------|-----------|-------|------------|--------|----------------------|--------|
|       | $P_g$  | $\lambda$ | $P_g$  | $\lambda$ |       | Caso A     | Caso B | Caso A               | Caso B |
|       | (MW)   | (\$/MWh)  | (MW)   | (\$/MWh)  |       |            |        |                      |        |
| 1     | 189    | 35,12     | 28     | 22,22     | 1-2   | -58        | -113   | 0                    | 0      |
| 2     | 495    | 50,71     | 482    | 49,90     | 1-4   | 213        | 107    | 36,31                | 64,48  |
| 3     | 340    | 55,60     | 373    | 58,59     | 2-3   | 71         | 35     | 0                    | 0      |
| 4     | 47     | 59,74     | 124    | 65,94     | 3-4   | 65         | 74     | 0                    | 0      |
| 5     | 17     | 58,36     | 81     | 63,49     | 3-5   | 227        | 215    | 0                    | 0      |
|       |        |           |        |           | 4-5   | 283        | 231    | 0                    | 0      |
|       |        |           |        |           | 2-4   | 281        | 249    | 0                    | 0      |

Observa-se pelas Tabelas 4.20 e 4.21 - Caso B, que a barra 2 é a maior exportadora de energia, 397 MW ( $G_2 = 482$  MW e  $D_2 = 85$  MW) e que a barra 5 é a maior importadora, 446 MW ( $D_5 = 81$  MW e  $D_5 = 527$  MW). Desse modo, deduz-se intuitivamente, que o gerador localizado na barra 2,  $G_2$ , e a demanda conectada na barra 5,  $D_5$ , são os agentes que fazem maior uso da rede elétrica, devido à maior necessidade de transferência de energia pela rede. O gerador  $G_5$ , também conectado na barra 5, faz um uso mínimo da rede, dado o seu maior custo de geração e, conseqüentemente, baixo valor de despacho de geração.

A Tabela 4.22 apresenta as componentes de potência interna (I) e externa (X) dos geradores e das demandas a partir dos níveis de demanda apresentados na Tabela 4.20 e de geração apresentados na Tabela 4.21 - Casos A e B. A partir dessas componentes são calculadas as TEPs, por meio das equações (31) e (32) para a realização da alocação da inadequação de receita.

Caso a operação do sistema se comportasse como esperado, isto é, com o congestionamento descrito para o Caso A, não haveria inadequação de receita. Por outro lado, com a ocorrência de congestionamentos mais severos, como o mostrado no Caso B, aparece uma inadequação de receita, a ser alocada entre os usuários da rede.

Foram simuladas, então, duas situações de inadequação de receita, uma considerando-se um mercado de FTR e outra um mercado de FGR. Será analisada com maior ênfase a alocação feita no mercado de FTR e serão apresentados de forma mais sucinta os resultados da alocação no mercado de FGR.

Tabela 4.22 - Componentes de potência dos agentes da rede de 5 barras

| Agente          |            | Caso A |     |       | Caso B |     |       |
|-----------------|------------|--------|-----|-------|--------|-----|-------|
|                 |            | I      | X   | Total | I      | X   | Total |
| Geração<br>(MW) | G1         | 34     | 155 | 189   | 28     | 0   | 28    |
|                 | G2         | 85     | 410 | 495   | 85     | 397 | 482   |
|                 | G3         | 119    | 221 | 340   | 119    | 254 | 373   |
|                 | G4         | 47     | 0   | 47    | 124    | 0   | 124   |
|                 | G5         | 17     | 0   | 17    | 81     | 0   | 81    |
|                 | $\Sigma G$ | 302    | 786 | 1088  | 437    | 651 | 1088  |
| Demanda<br>(MW) | D1         | 34     | 0   | 34    | 28     | 6   | 34    |
|                 | D2         | 85     | 0   | 85    | 85     | 0   | 85    |
|                 | D3         | 119    | 0   | 119   | 119    | 0   | 119   |
|                 | D4         | 47     | 276 | 323   | 124    | 199 | 323   |
|                 | D5         | 17     | 510 | 527   | 81     | 446 | 527   |
|                 | $\Sigma D$ | 302    | 786 | 1088  | 437    | 651 | 1088  |

*Primeira situação: Mercado de FTR do sistema de 5 barras*

A simulação da inadequação de receita está apresentada na Tabela 4.23, na qual são mostrados os créditos a serem pagos aos portadores de FTR ( $\pi^{FTR}$ ), obtidos com a equação (8), os custos de congestionamento coletados pelo ISO ou pagos pelos agentes ( $R$ ), obtidos com a equação (7), e a inadequação de receita ( $\varepsilon$ ), dada pela equação (10).

Supôs-se que os portadores de FTR adquiriram em leilão quantidades de direito de transmissão entre os nós  $i$  e  $j$  em valores iguais aos indicados na Tabela 4.23, na coluna  $F_{ij}$ . Na prática, esta informação pode ser obtida a partir do histórico de operação do sistema.

Tabela 4.23 - Inadequação de receita no mercado de FTR da rede de 5 barras

| Nós<br>$i-j$ | Caso B            |                   |                            |                     |             |                       |
|--------------|-------------------|-------------------|----------------------------|---------------------|-------------|-----------------------|
|              | $F_{ij}$<br>(MWh) | $T_{ij}$<br>(MWh) | $\lambda_{ji}$<br>(\$/MWh) | $\pi^{FTR}$<br>(\$) | $R$<br>(\$) | $\varepsilon$<br>(\$) |
| 1-2          | 9,6               | 5,4               | 27,68                      | 265                 | 149         | 116                   |
| 1-3          | 13,4              | 7,6               | 36,36                      | 488                 | 275         | 213                   |
| 1-4          | 59,8              | 7,9               | 43,72                      | 2612                | 345         | 2267                  |
| 1-5          | 102,5             | 5,2               | 41,27                      | 4230                | 213         | 4017                  |
| 2-3          | 33,5              | 23,1              | 8,69                       | 291                 | 201         | 90                    |
| 2-4          | 157,3             | 145,3             | 16,04                      | 2523                | 2331        | 192                   |
| 2-5          | 270,9             | 287,5             | 13,59                      | 3681                | 3907        | -227                  |
| 3-4          | 96,1              | 111,4             | 7,36                       | 707                 | 820         | -113                  |
| 3-5          | 150,1             | 196,2             | 4,90                       | 736                 | 962         | -226                  |
| 4-5          | 2,6               | 23,1              | -2,45                      | 0 (*)               | -57         | 57                    |
| Total        | --                | --                | --                         | 15532               | 9146        | 6386                  |

(\*) opção por não utilizar o FTR para evitar pagamento.

As transferências de energia ponto-a-ponto verificadas são consideradas aquelas expostas nas colunas  $T_{ij}$ . Nessa simulação elas correspondem à soma das transferências de equivalentes internas e externas entre os nós  $i$  e  $j$ , calculadas usando as equações (31) e (32) com os valores da geração relativos ao Caso B, conforme mostrado na Tabela 4.21. A inadequação de receita encontrada nesse caso, usando-se (10), é  $\varepsilon = 6386$  \$.

Cabe notar que o agente portador de FTR associado à injeção de energia no nó 4 e retirada no nó 5 da rede, vide linha "4-5" da Tabela 4.23, opta por não exercer o seu direito de transmissão, porque a diferença do preço locacional entre o nó de retirada (nó 5) e o nó de partida (nó 4) é negativa, i.e.,  $\lambda_{54} = \lambda_5 - \lambda_4 = 63,49 - 65,94 = -2,45$  \$/MWh.

Neste caso, se o agente executasse o seu FTR, ao invés de receber pagamento do ISO, ele teria que pagar 6,37 \$, porque, de acordo com a equação (5),  $\pi^{FTR} = F_{45} \cdot \lambda_{54} = 2,6 \cdot (-2,45) = -6,45$  \$. A não execução do direito de transmissão nessas situações é permitida quando os direitos leiloados são caracterizados como "opção". Porém, há direitos que são vendidos como "obrigação" e neste caso, havendo transferência de energia no sentido do FTR adquirido e havendo diferença negativa de preço entre o nó de chegada e o de partida, o portador do direito de transmissão é obrigado a efetuar o respectivo pagamento.

Os custos da inadequação de receita alocados entre os agentes de geração e de consumo, resultantes do uso da metodologia TEP e pelos métodos EBE, DP e PR são mostrados na Tabela 4.24. Os valores AI/TEP das linhas foram calculados de acordo com as equações (68) a (73). Elas utilizam a tarifa de uso da linha  $k$ ,  $r_k = 1,74$  \$/ MWh, dada por (56) com o  $C_k = \varepsilon = 6386$  \$, aplicando-a ao uso que cada agente de consumo  $j$  faz da linha  $k$ ,  $UD_{jk}$  dado pela equação (50), e que também cada agente de geração faz da linha  $k$ ,  $UG_{ik}$  dado pela equação (48), em MW, considerando as componentes de potência interna e externa de cada um.

Tabela 4.24 - Mercado de FTR da rede de 5 barras: alocações e tarifas TEP, EBE, DP e PR

| Alocação           |                               | Agente | Geração |      |      |      |      | Demanda |      |      |      |      | $\Sigma$ |     |
|--------------------|-------------------------------|--------|---------|------|------|------|------|---------|------|------|------|------|----------|-----|
|                    |                               |        | G1      | G2   | G3   | G4   | G5   | D1      | D2   | D3   | D4   | D5   | G        | D   |
| A<br>I<br>(\$)     | T<br>E<br>P<br>(por<br>linha) | 1-2    | 19      | 182  | 61   | 23   | 13   | 24      | 27   | 21   | 91   | 136  | 298      | 298 |
|                    |                               | 1-4    | 26      | 180  | 63   | 28   | 16   | 32      | 26   | 22   | 96   | 138  | 313      | 313 |
|                    |                               | 2-3    | 10      | 228  | 187  | 36   | 25   | 13      | 40   | 60   | 126  | 247  | 485      | 485 |
|                    |                               | 3-4    | 6       | 41   | 154  | 29   | 14   | 7       | 14   | 41   | 94   | 86   | 243      | 243 |
|                    |                               | 3-5    | 7       | 193  | 250  | 31   | 41   | 8       | 21   | 49   | 89   | 354  | 522      | 522 |
|                    |                               | 4-5    | 11      | 369  | 230  | 52   | 74   | 12      | 31   | 47   | 111  | 534  | 735      | 735 |
|                    |                               | 2-4    | 8       | 397  | 121  | 45   | 24   | 10      | 52   | 34   | 198  | 301  | 596      | 596 |
|                    | TEP                           |        | 86      | 1590 | 1066 | 244  | 207  | 106     | 211  | 275  | 805  | 1796 | 6386     |     |
|                    | EBE                           |        | 103     | 1597 | 1122 | 241  | 131  | 116     | 158  | 263  | 862  | 1794 |          |     |
|                    | DP                            |        | 1       | 3091 | 99   | 2    | 0    | 1       | 0    | 1    | 24   | 3168 |          |     |
| PR                 |                               | 82     | 1414    | 1095 | 365  | 238  | 100  | 250     | 349  | 948  | 1540 |      |          |     |
| Tarifa<br>(\$/MWh) | TEP                           | 3,10   | 3,30    | 2,86 | 1,96 | 2,55 | 3,12 | 2,48    | 2,31 | 2,49 | 3,41 | --   |          |     |
|                    | EBE                           | 3,70   | 3,32    | 3,01 | 1,94 | 1,61 | 3,42 | 1,85    | 2,21 | 2,67 | 3,40 |      |          |     |
|                    | DP                            | 0,05   | 6,42    | 0,27 | 0,02 | 0    | 0,03 | 0       | 0,01 | 0,07 | 6,01 |      |          |     |
|                    | PR                            | 2,94   |         |      |      |      |      |         |      |      |      |      |          |     |

As primeiras linhas da Tabela 4.24 mostram a alocação por linha fornecida pelo esquema TEP. O maior custo de inadequação é alocado na linha 4-5, uma vez que os agentes de geração e demanda pagarão 735 \$ pelo seu uso. Por exemplo, G2 e D5 são os maiores usuários dessa linha e, por isso, têm os mais altos custos de alocação dentre os agentes do sistema, respectivamente, 369 \$ e 534 \$.

Pelos resultados da alocação TEP, os agentes podem saber o custo associado ao uso individual de cada linha de transmissão. O método fornece valores alocados distribuídos por linha de transmissão do sistema. Essa visão estratificada da alocação por linha e por agente proporciona maior transparência ao processo e permite que os participantes do

mercado avaliem a sua posição relativa no uso do sistema elétrico e nos pagamentos de inadequação de receita.

Por exemplo, observando-se a tabela, percebe-se que o menor e o maior pagamento imposto ao gerador G3 são respectivamente pelo seu uso das linhas 1-2 (61 \$) e 3-5 (250 \$). Para o consumidor D4, isso ocorre para as linhas 3-5 (89 \$) e 2-4 (198 \$). Essas informações por linha dão transparência ao processo de alocação e podem ser usadas para tomada de decisões empresariais e econômicas. Essa característica está também presente no método EBE.

Nota-se, tomando-se como exemplo o consumidor D5 e olhando as alocações e as tarifas apresentadas na Tabela 4.24, que o uso mais intenso da rede por D5 é refletido e enfatizado pelos métodos TEP (1796 \$) e EBE (1794 \$). As tarifas aplicadas a esse agente com os dois métodos são respectivamente, 3,41 \$/MWh e 3,40 \$/MWh. Isso não ocorre com a alocação dada pelo cálculo PR, com o qual a tarifa é a mesma para todos os agentes, 2,94 \$/MWh, e a alocação resultante para D5 é 1540 \$, a mais alta quando comparada com a dos demais agentes de consumo, simplesmente porque o agente tem a maior carga (527 MW).

Do mesmo modo, o método DP também não reflete corretamente o uso da rede, porque a alocação para D5 é excessiva (3168 \$) e, conseqüentemente, a tarifa DP para esse agente é muito elevada, 6,01 \$/MWh), caracterizando uma distorção.

Tomando o lado dos agentes de geração, os comentários acima referentes à demanda D5 podem ser feitos também para o gerador G2, tendo em vista que ele é o maior exportador do sistema. No sentido inverso, os comentários podem ser feitos para G5, considerando que o uso que este agente faz da rede é muito pequeno.

Avaliando-se o quadro geral das tarifas de inadequação de receita apresentadas na Tabela 4.24, a ocorrência de subsídios cruzados já explorada no caso exemplo do sistema de 3 barras é novamente verificada.

Segunda situação: Mercado de FGR do sistema de 5 barras

A simulação da inadequação de receita está apresentada na Tabela 4.25, na qual são mostrados os créditos a serem pagos aos portadores de FGR ( $\pi^{FGR}$ ), obtidos com a equação (9), os custos de congestionamento coletados ou pagos pelo ISO ( $R$ ), calculados pela equação (7), e a inadequação de receita ( $\varepsilon$ ), obtida com a equação (11).

Cada circuito do sistema foi considerado uma conexão ("Flow Gate") e supôs-se que os portadores de FGR adquiriram G MW em valor igual ao do fluxo na linha congestionada 1-4, 213 MW, resultante do FCLO para o Caso A, indicado na Tabela 4.21 e na Tabela 4.25, na coluna  $G_{ij}$ . Além disso, considerou-se que os fluxos efetivamente verificados H MW são iguais aos dos fluxos nas linhas obtidos para o Caso B, também mostrados na Tabela 4.21 e na Tabela 4.25, na coluna  $H_{ij}$ . A inadequação de receita encontrada usando-se a equação (11), nesse caso, é  $\varepsilon = 6867$  \$.

Tabela 4.25 - Inadequação de receita no mercado de FGR da rede de 5 barras

| Caso B                          |                |                   |                   |                        |                            |                     |             |                       |
|---------------------------------|----------------|-------------------|-------------------|------------------------|----------------------------|---------------------|-------------|-----------------------|
| M<br>e<br>r<br>c<br>a<br>d<br>o | Conexões<br>ij | $G_{ij}$<br>(MWh) | $H_{ij}$<br>(MWh) | $\mu_{ij}$<br>(\$/MWh) | $\lambda_{ji}$<br>(\$/MWh) | $\pi^{FGR}$<br>(\$) | $R$<br>(\$) | $\varepsilon$<br>(\$) |
| FGR                             | 1-2            | --                | -113              | --                     | 27,68                      | --                  | -3120       | --                    |
|                                 | 1-4            | 213               | 107               | 64,48                  | 43,72                      | 13734               | 4656        |                       |
|                                 | 2-3            | --                | 35                | --                     | 8,69                       | --                  | 304         |                       |
|                                 | 3-4            | --                | 74                | --                     | 7,36                       | --                  | 548         |                       |
|                                 | 3-5            | --                | 215               | --                     | 4,90                       | --                  | 1053        |                       |
|                                 | 4-5            | --                | 231               | --                     | -2,45                      | --                  | -567        |                       |
|                                 | 2-4            | --                | 249               | --                     | 16,04                      | --                  | 3993        |                       |
|                                 | Total          | --                | --                | --                     | --                         | --                  | 13734       |                       |

Os custos da inadequação de receita alocados entre os agentes de geração e de consumo, resultantes do uso da metodologia TEP e pelos métodos EBE, DP e PR são mostrados na Tabela 4.26. Os valores AI/TEP das linhas foram calculados de acordo com as equações (68) a (73), multiplicando-se a tarifa de uso das linhas, 3,48 \$/ MWh, dada por (56), pelo uso  $UD_{jk}$  que cada agente de consumo  $j$  faz da linha  $k$  e pelo uso  $UG_{ik}$  que também cada agente de geração faz da linha  $k$ , em MW, considerando as componentes de potência interna e externa de cada um.

As primeiras linhas da Tabela 4.26 mostram a alocação por linha fornecida pelo esquema TEP. Observa-se que o maior custo de inadequação é alocado na linha 4-5 e que G2 e D5 são os maiores usuários dessa linha e, por isso, pagam mais, respectivamente, 397 \$ e 575 \$.

A especificação dos valores alocados por linha de transmissão do sistema, feita pelo método TEP, permite que os agentes saibam o custo associado ao uso individual de cada linha. Desse modo, dá-se transparência ao processo com a sinalização da posição relativa de cada um no uso do sistema elétrico e nos pagamentos dos encargos. Por exemplo, o menor e o maior pagamento imposto ao gerador G3 são, respectivamente, pelo seu uso das linhas 1-2 (66 \$) e 3-5 (269 \$) e para o consumidor D4, pelo uso das linhas 3-5 (96 \$) e 2-4 (234 \$).

Tabela 4.26 - Mercado de FGR da rede de 5 barras: alocações e tarifas TEP, EBE, DP e PR

| Alocação           |                                   | Agente | Geração |      |      |      |      | Demanda |      |      |      |      | Σ    |     |
|--------------------|-----------------------------------|--------|---------|------|------|------|------|---------|------|------|------|------|------|-----|
|                    |                                   |        | G1      | G2   | G3   | G4   | G5   | D1      | D2   | D3   | D4   | D5   | G    | D   |
| A<br>I<br>(\$)     | T<br>E<br>P<br><br>(por<br>linha) | 1-2    | 20      | 196  | 66   | 25   | 14   | 26      | 29   | 22   | 98   | 146  | 321  | 321 |
|                    |                                   | 1-4    | 28      | 194  | 68   | 30   | 17   | 34      | 28   | 24   | 103  | 149  | 337  | 337 |
|                    |                                   | 2-3    | 11      | 245  | 201  | 39   | 27   | 13      | 43   | 64   | 135  | 266  | 522  | 522 |
|                    |                                   | 3-4    | 6       | 44   | 166  | 31   | 15   | 8       | 15   | 44   | 102  | 92   | 261  | 261 |
|                    |                                   | 3-5    | 7       | 207  | 269  | 33   | 44   | 9       | 23   | 53   | 96   | 380  | 561  | 561 |
|                    |                                   | 4-5    | 12      | 397  | 247  | 56   | 79   | 13      | 33   | 51   | 119  | 575  | 791  | 791 |
|                    |                                   | 2-4    | 9       | 427  | 130  | 49   | 26   | 11      | 56   | 37   | 213  | 324  | 641  | 641 |
|                    | TEP                               |        | 93      | 1709 | 1146 | 263  | 223  | 114     | 227  | 295  | 865  | 1932 | 6867 |     |
|                    | EBE                               |        | 110     | 1718 | 1207 | 259  | 140  | 125     | 169  | 283  | 927  | 1929 |      |     |
|                    | DP                                |        | 1       | 3324 | 106  | 2    | 0    | 1       | 0    | 1    | 26   | 3406 |      |     |
| PR                 |                                   | 88     | 1520    | 1178 | 392  | 256  | 107  | 268     | 376  | 1019 | 1663 |      |      |     |
| Tarifa<br>(\$/MWh) | TEP                               | 3,34   | 3,55    | 3,07 | 2,11 | 2,75 | 3,36 | 2,67    | 2,48 | 2,68 | 3,67 | --   |      |     |
|                    | EBE                               | 3,97   | 3,57    | 3,23 | 2,08 | 1,73 | 3,68 | 1,99    | 2,38 | 2,87 | 3,66 |      |      |     |
|                    | DP                                | 0,05   | 6,90    | 0,28 | 0,02 | 0    | 0,04 | 0       | 0    | 0,08 | 6,46 |      |      |     |
|                    | PR                                | 3,16   |         |      |      |      |      |         |      |      |      |      |      |     |

Constata-se, pela Tabela 4.26, que os encargos e as tarifas de inadequação de receita do agente D5 são mais onerosos com os métodos TEP e EBE, respectivamente, encargos de 1932 \$ e 1929 \$ e tarifas de 3,67 \$/MWh e 3,66 \$/MWh. Isso retrata o uso mais intenso da rede por D5. Pelo cálculo PR, a alocação resultante é 1663 \$, a mais alta quando comparada com a dos demais agentes de consumo. Porém, esse fato não se deve à

sensibilidade do método ao uso da rede, mas apenas ao fato de que a carga de D5 é a maior delas (527 \$). A tarifa PR, igual para todos os agentes (3,16 \$/MWh), comprova isso.

O método DP, por sua vez, também não reflete corretamente o uso da rede. Ao alocar 3406 \$ de encargo e tarifa igual a 6,46 \$/MWh para D5, fica caracterizada uma distorção, tendo em vista que a inadequação de receita total é de 6867 \$. O mesmo ocorre com o gerador G2, que, por ser o maior exportador, paga um encargo de 3324 \$, a uma tarifa de 6,90 \$/MWh. O gerador G5, por outro lado, fica isento de qualquer encargo. Mesmo fazendo uso muito pequeno da rede, como é o caso, essa isenção confirma a alocação distorcida do método DP. O fato de o agente estar conectado à rede por si só já requer uma participação dele no pagamento dos custos de gerenciamento de congestionamento.

### **4.3. CASO 3 - SISTEMA DE TRINTA BARRAS**

A alternativa de alocação proposta nesse trabalho é também aplicada ao sistema IEEE 30-barras modificado, apresentado em (Shahidehpour e Yamin, 2002), com a finalidade de mostrar a sua robustez e as diferenças em relação a outros métodos. A restrição elétrica simulada neste caso corresponde a uma redução na capacidade de transmissão das linhas 1-2 e 1-3 para 30% da capacidade máxima original das mesmas. Devido a essas restrições, ocorre o congestionamento da própria linha 1-3 e também da linha 15-18.

Os valores de re-despacho de cada agente de geração estão apresentados na Tabela 4.27, na qual se podem ver as componentes de potência interna e externa de cada um deles e também dos consumidores conectados nas mesmas barras. Adicionalmente, a tabela apresenta o percentual de participação da componente de potência externa sobre a potência total dos agentes.

O aumento do tamanho de sistema e do número de interconexões torna mais difícil visualizar o uso relativo que cada agente está fazendo da rede de transmissão (Uhlen, 2004). Por esse motivo, a demonstração do desempenho da metodologia TEP, frente aos demais métodos, requer uma análise zonal.

Tabela 4.27 - Potência interna e externa das barras com geração da rede de 30 barras

| Gerador | Potência (MW) |    |       |             | Demanda | Potência (MW) |   |       |             |
|---------|---------------|----|-------|-------------|---------|---------------|---|-------|-------------|
|         | I             | X  | Total | X/Total (%) |         | I             | X | Total | X/Total (%) |
| G1      | 0             | 20 | 20    | 100         | D1      | 0             | 0 | 0     | -           |
| G2      | 22            | 19 | 41    | 46          | D2      | 22            | 0 | 22    | 0           |
| G5      | 34            | 16 | 50    | 32          | D5      | 34            | 0 | 34    | 0           |
| G8      | 30            | 20 | 50    | 40          | D8      | 30            | 0 | 30    | 0           |
| G11     | 0             | 13 | 13    | 100         | D11     | 0             | 0 | 0     | -           |
| G13     | 0             | 60 | 60    | 100         | D13     | 0             | 0 | 0     | -           |
| G15     | 8             | 27 | 35    | 77          | D15     | 8             | 0 | 8     | 0           |
| G24     | 5             | 0  | 5     | 0           | D24     | 5             | 4 | 9     | 44          |
| G30     | 10            | 0  | 10    | 0           | D30     | 10            | 1 | 11    | 9           |

#### 4.3.1. Re-despacho: alocação dos custos de re-despacho

A Tabela 4.28 mostra os dados operacionais do sistema utilizados no cálculo do custo de re-despacho, PCON, usando as equações (1), (2) e (3). Foi considerado para a simulação que o preço do mercado de curto prazo (SMP) é 18,61 \$/ MWh (preço marginal do sistema sem restrições elétricas). O encargo adicional a ser recuperado pelo ISO, com a simulação realizada, é  $\varepsilon = 2187$  \$. Esse valor resulta do somatório dos pagamentos necessários para a compensação dos geradores G1, G11, G13 e G15 que foram re-despachados pelo ISO no processo de gerenciamento do congestionamento na rede, conforme apresentado na tabela.

O sistema exemplo de 30 barras possui um subsistema composto pelas barras 8, 25, 26, 27, 28, 29, e 30 no qual os fluxos nas linhas são pequenos e não são afetados significativamente pelos congestionamentos simulados nas linhas 1-3 e 15-18. A carga do subsistema representa 17% da demanda total do sistema e é completamente atendida pela geração local da área. Também, 87% das cargas da área são supridas por geração localizada na própria barra a que elas estão conectadas. Além disso, essa área do subsistema exporta energia, porém, a exportação é responsável por apenas 5% da carga localizada fora de seus limites.

Tabela 4.28 - Dados operacionais da rede de 30-barras e custo de re-despacho

| Gerador | GA<br>(MW) | SCH<br>(MW) | G<br>(MW) | INC<br>(\$/MWh) | SMP<br>(\$/MWh) | PCON<br>(\$) |
|---------|------------|-------------|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| G1      | 90         | 90          | 20        | 10              | 18,61           | 603          |
| G2      | 80         | 42          | 41        | 19              |                 | 0            |
| G5      | 50         | 50          | 50        | 15              |                 | 0            |
| G8      | 50         | 50          | 50        | 15              |                 | 0            |
| G11     | 20         | 5           | 13        | 50              |                 | 238          |
| G13     | 60         | 10          | 60        | 40              |                 | 1069         |
| G15     | 60         | 22          | 35        | 40              |                 | 277          |
| G24     | 20         | 5           | 5         | 40              |                 | 0            |
| G30     | 20         | 10          | 10        | 50              |                 | 0            |
| Total   |            |             |           |                 |                 |              |

Diante desse quadro, pode-se depreender que os agentes desse subsistema são pouco afetados pela restrição de operação nas linhas 1-2 e 1-3 e pelo congestionamento nas linhas 1-3 e 15-18 localizadas fora do subsistema. Por isso todos os agentes de demanda desse subsistema, D8, D26, D29 e D30, estão entre os que pagam as menores tarifas de re-despacho quando verificados os resultados da aplicação da metodologia TEP. Isso pode ser observado na Tabela 4.29, que apresenta os valores alocados e as tarifas obtidas por vários métodos. As linhas sombreadas da tabela indicam as barras do sistema que têm as menores tarifas de congestionamento fornecidas por esta metodologia e, dentre elas, encontram-se as barras de conexão dos referidos agentes.

Os resultados apresentados pelo método EBE seguem aproximadamente a mesma característica dos obtidos com a metodologia TEP. Por exemplo, os agentes D8, D26, D29 e D30 estão também entre os de menor tarifa EBE. Entretanto, observam-se diversas diferenças entre os dois métodos. As demandas D5 e D8, por exemplo, por influência do fato de não terem potência externa, conforme demonstrado na Tabela 4.27, têm as tarifas TEP inferiores às EBE e são as menores tarifas TEP do sistema. Pelo método EBE as menores são as dos agentes D29 e D30.

Pela Tabela 4.29 podem-se ver novamente as distorções geradas pelos métodos PR e DP, confirmando-se o resultado obtido nas simulações anteriores de alocação dos custos de re-despacho usando o sistema menor de 3 barras.

Tabela 4.29 - Alocações e tarifas de re-despacho da rede de 30 barras

| Barra | Demanda<br>(MW) | AR (\$) |     |     |     | Tarifa (\$/MWh) |       |       |      |
|-------|-----------------|---------|-----|-----|-----|-----------------|-------|-------|------|
|       |                 | TEP     | EBE | DP  | PR  | TEP             | EBE   | DP    | PR   |
| 1     | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     | 7,72 |
| 2     | 22              | 131     | 180 | 0   | 167 | 6,02            | 8,30  | 0,01  |      |
| 3     | 2               | 30      | 27  | 0   | 19  | 12,56           | 11,31 | 0,07  |      |
| 4     | 68              | 531     | 463 | 789 | 522 | 7,85            | 6,84  | 11,68 |      |
| 5     | 34              | 123     | 212 | 0   | 264 | 3,59            | 6,19  | 0,01  |      |
| 6     | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 7     | 23              | 172     | 132 | 181 | 176 | 7,57            | 5,77  | 7,95  |      |
| 8     | 30              | 113     | 164 | 0   | 232 | 3,76            | 5,47  | 0     |      |
| 9     | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 10    | 6               | 59      | 51  | 3   | 45  | 10,21           | 8,82  | 0,52  |      |
| 11    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 12    | 11              | 77      | 82  | 1   | 86  | 6,88            | 7,28  | 0,07  |      |
| 13    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 14    | 6               | 51      | 54  | 71  | 48  | 8,25            | 8,66  | 11,40 |      |
| 15    | 8               | 96      | 80  | 0   | 63  | 11,75           | 9,74  | 0,02  |      |
| 16    | 4               | 24      | 21  | 1   | 27  | 6,78            | 5,98  | 0,17  |      |
| 17    | 9               | 78      | 67  | 6   | 69  | 8,72            | 7,43  | 0,68  |      |
| 18    | 3               | 101     | 94  | 0   | 25  | 31,68           | 29,34 | 0,10  |      |
| 19    | 10              | 236     | 217 | 6   | 73  | 24,85           | 22,81 | 0,60  |      |
| 20    | 2               | 47      | 43  | 4   | 17  | 21,26           | 19,38 | 1,93  |      |
| 21    | 18              | 165     | 142 | 947 | 135 | 9,45            | 8,10  | 54,11 |      |
| 22    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 23    | 3               | 22      | 23  | 0   | 25  | 6,87            | 7,15  | 0,10  |      |
| 24    | 9               | 47      | 48  | 2   | 67  | 5,36            | 5,54  | 0,25  |      |
| 25    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 26    | 4               | 24      | 19  | 117 | 27  | 6,79            | 5,45  | 33,41 |      |
| 27    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 28    | 0               | 0       | 0   | 0   | 0   | 0               | 0     | 0     |      |
| 29    | 2               | 16      | 13  | 54  | 19  | 6,85            | 5,42  | 22,48 |      |
| 30    | 11              | 43      | 57  | 4   | 82  | 4,05            | 5,42  | 0,35  |      |
| PCON  |                 | 2187    |     |     |     | -               |       |       |      |

#### 4.3.2. Direitos de Transmissão: alocação da inadequação de receita

Para a análise da recuperação da adequação de receita no sistema exemplo de 30 barras, foram arbitrados os montantes de compra de direitos de transmissão e foram simuladas restrições de operação simultâneas em dois circuitos. Como consequência, surgiu congestionamento em duas linhas de transmissão do sistema. Em decorrência disso, foram apurados o pagamento de crédito de direitos de transmissão, a receita de congestionamento e a inadequação de receita do mercado FTR, de acordo com as equações (8), (7) e (10), respectivamente. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 - Inadequação de receita no mercado de FTR da rede de 30 barras

| Mercado | $\pi^{FTR}$ (\$) | $R$ (\$) | $\varepsilon$ (\$) |
|---------|------------------|----------|--------------------|
| FTR     | 3912             | 2890     | 1022               |

A alocação da inadequação de receita resultante, 1022 \$, dada pelos métodos TEP, EBE, DP e PR em termos de tarifas, está exibida na Tabela 4.31. Os resultados dos quatro métodos demonstram também para esse sistema as diferenças já constatadas com a simulação feita com sistemas exemplo menores.

Tabela 4.31 - Tarifas de inadequação de receita do mercado de FTR da rede de 30 barras

| Barra | G (\$/MWh) |      |      | D (\$/MWh) |      |       | G e D (\$/MWh) |
|-------|------------|------|------|------------|------|-------|----------------|
|       | TEP        | EBE  | DP   | TEP        | EBE  | DP    | PR             |
| 1     | 1,95       | 1,75 | 5,33 |            |      |       | 1,80           |
| 2     | 1,50       | 1,47 | 0    | 1,31       | 1,48 | 0     |                |
| 3     |            |      |      | 1,95       | 1,77 | 0     |                |
| 4     |            |      |      | 1,60       | 1,45 | 2,73  |                |
| 5     | 1,46       | 1,57 | 0    | 1,26       | 1,64 | 0     |                |
| 6     |            |      |      |            |      |       |                |
| 7     |            |      |      | 1,95       | 1,63 | 1,86  |                |
| 8     | 1,47       | 1,47 | 1,28 | 1,31       | 1,58 | 0     |                |
| 9     |            |      |      |            |      |       |                |
| 10    |            |      |      | 2,10       | 1,99 | 0     |                |
| 11    | 2,12       | 2,10 | 4,00 |            |      |       |                |
| 12    |            |      |      | 1,42       | 1,62 | 0     |                |
| 13    | 2,10       | 2,18 | 4,54 |            |      |       |                |
| 14    |            |      |      | 1,94       | 2,07 | 2,66  |                |
| 15    | 2,07       | 2,02 | 0    | 2,43       | 1,92 | 0     |                |
| 16    |            |      |      | 1,96       | 1,99 | 0     |                |
| 17    |            |      |      | 2,21       | 2,13 | 0     |                |
| 18    |            |      |      | 2,26       | 2,27 | 0     |                |
| 19    |            |      |      | 2,43       | 2,37 | 0     |                |
| 20    |            |      |      | 2,39       | 2,31 | 0     |                |
| 21    |            |      |      | 2,55       | 2,39 | 12,64 |                |
| 22    |            |      |      |            |      |       |                |
| 23    |            |      |      | 2,30       | 2,28 | 0     |                |
| 24    | 2,44       | 2,11 | 0    | 2,50       | 2,38 | 0     |                |
| 25    |            |      |      |            |      |       |                |
| 26    |            |      |      | 3,15       | 2,87 | 7,81  |                |
| 27    |            |      |      |            |      |       |                |
| 28    |            |      |      |            |      |       |                |
| 29    |            |      |      | 3,17       | 2,80 | 5,25  |                |
| 30    | 2,64       | 2,60 | 0    | 2,67       | 2,83 | 0     |                |

Observa-se na Tabela 4.31 a volatilidade das tarifas apresentadas pelo cálculo DP. Por exemplo, as tarifas de demanda, coluna D da tabela, variam 0 a 12,64 \$/ MWh, enquanto

as tarifas do método TEP vão de 1,26 a 3,17 \$/MWh. Esses dados demonstram uma variabilidade de preço aceitável e desejável do modelo TEP.

A análise das tarifas TEP frente aos demais métodos pode ser facilitada com a observação da característica dos agentes, em termos das componentes de potência interna e externa. A Tabela 4.27 mostra essas características para os geradores e demandas localizadas nas barras que possuem produção de energia. Na Tabela 4.31, vê-se que a menor tarifa EBE entre as demandas é 1,45 \$/MWh, da barra 4, enquanto a tarifa na barra 5 é 1,64 \$/MWh. Ao observar-se as tarifas resultantes do método TEP, vê-se que a menor delas é a da barra 5, igual a 1,26 \$/MWh, enquanto na barra 4 ela é 1,60 \$/MWh.

O resultado dado pelo método TEP, apresentando um valor de tarifa para D5 menor do que o valor fornecido pelo esquema EBE, demonstra o reflexo do fato de que a demanda D5 é totalmente interna, conforme mostrado na Tabela 4.27. Do mesmo modo, ao estabelecer tarifa maior para D4, em relação à estabelecida pelo esquema EBE, o método reflete o fato de que a demanda D4 é 100% externa, uma vez que não existe geração na barra 4.

Esse é um exemplo de como as componentes de potência interna e externa consideradas na metodologia TEP incrementam a influência da intensidade do uso da rede no processo de alocação.

Observando-se os agentes de geração das barras 2, 5, 8, 15, na Tabela 4.27, pode-se ver que eles têm tanto componente de potência interna como externa. Olhando para as respectivas tarifas EBE aplicadas a esses agentes na Tabela 4.31, vê-se que os valores, em \$/MWh, crescem na seguinte ordem: G2 (1,47) = G8 (1,47) < G5 (1,57) < G15 (2,02). Por outro lado, o método TEP apresenta tarifas crescentes numa ordem diferente: G5 (1,46) < G8 (1,47) < G2 (1,50) < G15 (2,07). Esses resultados são uma consequência da porcentagem crescente da participação da geração externa no total de geração desses agentes, como mostrado na Tabela 4.27, coluna ( $X/Total$ ): 32% < 40% < 46% < 77%, respectivamente, para as barras 5, 8, 2 e 15, mesma ordem de valores crescentes das tarifas TEP. A influência do maior impacto do uso da rede pela metodologia TEP é retratada na redução do valor das tarifas fornecidas pelo esquema EBE para o gerador G5 e aumento para os geradores G2 e G15.

Adicionalmente, as demandas das barras 24 e 30 na Tabela 4.27 possuem tanto componente de potência interna como externa. As tarifas EBE dessas demandas na Tabela 4.31 são, em \$/MWh, respectivamente 2,38 e 2,83. Por outro lado, o método TEP apresenta em relação ao método EBE, um aumento da tarifa de D24 (2,50) e uma diminuição para D30 (2,67). Isso reflete o maior e o menor percentual de demanda externa desses agentes, 44% e 9%, conforme mostrado na Tabela 4.27.

Os resultados do método DP, apresentados na Tabela 4.31, mostram que 15 dos 21 agentes de consumo ficam isentos de qualquer encargo de custo da inadequação de receita, o que parece ser indesejável, tanto quanto o resultado obtido com o cálculo PR, com o qual todos os agentes pagam a tarifa de 1,80 \$/MWh, independente de suas características e localização no sistema e conseqüente maior ou menor uso da rede elétrica

#### **4.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO**

Neste capítulo foram apresentadas diversas aplicações do método das Transferências Equivalentes de Potência - TEP, sempre o comparando aos métodos EBE, DP e PR. Da análise dos resultados obtidos, percebe-se que o repasse dos custos associados ao gerenciamento de congestionamentos aos usuários da rede elétrica com a metodologia TEP se dá de forma mais condizente com a utilização da infra-estrutura de transmissão.

Esta propriedade é importante porque proporciona uma alocação que leva em conta as características físicas da rede elétrica e dá sinais econômicos aos agentes de geração e de consumo. Os resultados apresentados demonstram que o princípio "usuário-pagador" está implícito na abordagem TEP. Essa é uma vantagem do método proposto neste trabalho e também do método EBE sobre as demais metodologias de alocação.

Assim, o método TEP provê sinais econômicos mais adequados aos agentes e ao ISO sobre o uso da rede e os custos associados, os quais podem orientá-los nas tomadas de decisão relativas à operação do sistema e ao mercado de direitos de transmissão. Esses sinais são dados em termos da explicitação da participação de cada agente no uso e nos custos relacionados a cada linha de transmissão.

Os subsídios cruzados inerentes aos demais métodos, mais gravemente nos modelos DP e PR e de forma mais discreta no esquema EBE, estão comprovados pelas tarifas de despacho e de inadequação de receita fornecidas pelos métodos. Essas tarifas foram obtidas dividindo-se o custo alocado por cada um dos métodos pelo valor da demanda e de geração de cada agente. Na verdade, com esse procedimento, emulou-se o cálculo Pro-Rata. Com isso, a comparação das metodologias pôde ser direta e a existência de subsídios cruzados ficou evidente. Das comparações realizadas entre todos os métodos em todos os casos simulados, verificou-se uma minimização dos subsídios de uns agentes em prol de outros com o uso da metodologia TEP.

O método TEP atribui custos diferenciados segundo a existência de maior ou menor componente de potência interna e externa do agente e o maior ou menor uso da rede. Assim, obtém-se uma visão da alocação desagregada por linha e por agente, proporcionando mais transparência ao processo e permitindo que os participantes do mercado avaliem a sua posição relativa no uso do sistema elétrico e nos pagamentos dos custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede.

### **5. CONCLUSÕES**

Este capítulo tem o objetivo de apresentar, inicialmente, uma análise geral da metodologia proposta neste trabalho, destacando as suas características principais e a suas vantagens comparativas em relação aos demais métodos e, em seguida, apresentar as principais conclusões da tese e as sugestões para trabalhos futuros.

#### **5.1. AVALIAÇÃO GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA**

O modelo das Transferências Equivalentes de Potência - TEP é baseado no fluxo de carga linear e em fatores de distribuição e é de simples formulação. Diante disso, sua aplicação é fácil e pode ser feita em sistemas elétricos de pequeno e grande porte. Essa característica do método preenche o requisito de simplicidade exigido para metodologias de alocação de custos dos mercados de energia elétrica.

Dada a simplicidade do método, a sua reprodutibilidade entre os participantes do mercado de energia elétrica é assegurada, permitindo que os interessados possam facilmente fazer as suas próprias simulações de encargos associados aos custos de gerenciamento de congestionamento. Desse modo, os agentes podem reproduzir os cálculos e acompanhar a sua posição relativa de uso da rede frente à dos demais e, com base nos sinais econômicos, direcionar as suas tomadas de decisões comerciais, operacionais e de expansão do uso da rede.

O método TEP apresenta estabilidade, uma vez que fornece resultados de alocação coerentes e adequados, fugindo de tarifas linearmente calculadas pelo método PR e das tarifas altamente variáveis fornecidas pelo método DP. As tarifas TEP variam de agente para agente de forma razoável e desejável, de acordo com as condições diferenciadas de uso da rede, sem apresentar os excessos do método DP na alocação de encargos a maior aos agentes que usam mais o sistema de transmissão e nem na alocação a menor aos que usam minimamente a rede.

Adicionalmente, o tratamento dado pelo método TEP às componentes de potência interna e externa dos agentes leva à minimização dos subsídios cruzados identificados também no uso da metodologia original EBE.

A desagregação da alocação dos custos de acordo com as componentes de potência interna e externa, a localização dos agentes na rede e o uso individualizado de cada uma das linhas do sistema permite ampliar o conhecimento do agente sobre a sua participação no uso da rede e sobre os reflexos dessa participação nos encargos que lhe são atribuídos. Essa característica do método TEP vem ao encontro da maximização da disponibilidade e transparência de informações para os participantes do mercado.

Assim, é dada aos agentes maior segurança para aceitar os encargos de gerenciamento de congestionamento a eles imputados e dessa forma eles podem, diante dos valores alocados, melhor avaliar as suas estratégias de negócio. O agente pode optar entre mudar o seu ponto de conexão na rede ou local de compra e venda de energia nos negócios presentes e de expansão futura. Além disso, pode até mesmo partir para investimentos em transmissão que o beneficiem com a redução de encargos de custos associados ao gerenciamento de congestionamento na rede elétrica.

## **5.2. CONCLUSÕES FINAIS**

- Este trabalho apresenta uma nova proposta para a alocação dos custos associados ao gerenciamento de congestionamento em redes de transmissão por meio do re-despacho de geração;
- Da mesma forma, o trabalho apresenta uma nova proposta para a alocação da inadequação de receita de redes congestionadas de sistemas com mercados de direitos de transmissão (“Financial Transmission Rights” - FTR e “Flow-Gate Rights”. – FGR);
- A principal característica da abordagem apresentada neste estudo é a incorporação do princípio "usuário-pagador" no processo de alocação dos custos de re-despacho e da inadequação de receitas entre os agentes do sistema. Essa vantagem é proporcionada pelo uso do método das Transferências Equivalentes de Potência - TEP;
- Com o método TEP, os subsídios cruzados entre os agentes, existentes em outros métodos de alocação, são minimizados, proporcionando-se uma cobrança de encargos

mais elevada aos agentes que fazem maior uso da rede. Em função disso, esses agentes buscam a redução desses ônus, levando a um melhor aproveitamento da rede elétrica, o que redundará numa diminuição dos custos de operação e das tarifas de energia elétrica, em benefício de toda a sociedade;

- A metodologia é implementada com base no fluxo de carga linear e em fatores de distribuição que associam transferências equivalentes de potência com os fluxos de carga das linhas de transmissão do sistema;
- As simulações realizadas demonstram a presença de subsídios cruzados na alocação realizada pelo método tradicional de alocação dos custos de re-despacho e das inadequações de receita, o cálculo Pro – Rata e pelos métodos de Divisão Proporcional - DP e dos Intercâmbios Equivalentes Bilaterais - EBE;
- A comparação realizada entre os resultados obtidos com esses métodos e com a metodologia proposta permite constatar que esta última oferece vantagens, porque proporciona uma alocação mais aderente às regras de mercado, refletindo com mais ênfase o uso que os agentes fazem do sistema de transmissão. O processo de alocação obedece às características físicas da rede, ao local de injeção e retirada de potência do sistema e às componentes de potência interna e externa de cada agente;
- A metodologia proposta pode ser aplicada tanto nos sistemas onde o gerenciamento de congestionamento requer o pagamento de taxas adicionais para cobertura dos custos do re-despacho de geração, que é, por exemplo, o caso do sistema brasileiro, como em sistemas que têm mercados de direito de transmissão, onde, para obter-se a adequação de receita, também se recorre à cobrança de taxas adicionais junto aos usuários da rede;
- A formulação da metodologia sugerida é simples e é dotada de flexibilidade que permite proceder-se a uma alocação com base no uso de determinadas linhas do sistema pelos agentes. Por exemplo, neste estudo, tomou-se o uso das linhas congestionadas como base para a alocação dos custos de re-despacho, e o uso de todas as linhas da rede elétrica como base para a alocação da inadequação de receita em mercados de direito de transmissão;
- As características mais relevantes da metodologia TEP, são: simplicidade, reprodutibilidade, estabilidade dos montantes de custos alocados, desagregação da alocação de acordo com o uso individualizado das linhas e da rede de transmissão e

com as características do agente (redução da assimetria de informação) e fornecimento de sinais econômicos para tomada de decisões operacionais e comerciais;

- O modelo pode ser aplicado em sistemas reais de grande porte;
- A metodologia apresentada faz parte de uma linha de pesquisa de alocação de custos associados à operação de sistemas elétricos. Nesse contexto, a alocação de outros custos com o método TEP pode ser investigada, como os custos da disponibilização de capacidade de reserva de geração para garantia da segurança do sistema, da prestação de serviços ancilares ou da compensação de perdas da transmissão;
- O desenvolvimento deste trabalho contou com subsídios colhidos na apresentação de artigos nos seguintes eventos técnicos internacionais:
  - 2nd CIGRE/IEEE PES International Symposium - Congestion Management in a Market Environment, outubro/2005, Santo Antonio, Texas, USA (Silva et al., 2005);
  - 3rd International Conference - The European Electricity Market 2006, maio/2006, Varsóvia, Polônia (Silva e Cuervo, 2006, a);
  - 2006 IEEE-PES General Meeting, junho/2006, Montreal, Quebec, Canadá (Silva e Cuervo, 2006, b);
  - 2006 IEEE-PES/PSCE - Power Systems Conference & Exhibition, outubro/2006, Atlanta, Georgia, USA (Silva e Cuervo, 2006, c);
  - 3th International Conference on the European Electricity Market 2008, maio/2008, Lisboa, Portugal (Silva e Cuervo, 2006, d).
- Este trabalho encontra-se em fase de submissão para publicação na revista “IEEE Transactions on Power Systems”, com o artigo:
  - “Revenue Adequacy in Congested Transmission Networks through Equivalent Power Transfers”;
- O gerenciamento de congestionamentos na rede de transmissão e a alocação dos custos associados são um campo de pesquisa relevante para os mercados de energia elétrica.

### 5.3. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se o aprofundamento do estudo dos seguintes aspectos.

- Investigação de alternativas para mitigar os efeitos das generalizações do fluxo de carga linear, onde os fatores  $\gamma_{ijk}$  são uma aproximação, buscando-se uma representação mais precisa do uso de uma linha por uma Transferência Equivalente de Potência - TEP;
- Investigação de um leilão integrado de energia e de direitos de transmissão com verificação de adequação de receita e alocação das eventuais inadequações, utilizando-se o modelo TEP;
- Aplicação do método proposto na alocação dos custos de re-despacho de geração componentes dos encargos dos serviços de sistema - ESS do sistema elétrico brasileiro;
- Análise da aplicação do método TEP na determinação das tarifas de uso do sistema de transmissão brasileiro - TUST, aproveitando-se da aderência do método ao modelo de contratação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do mercado de energia elétrica do Brasil. Nesse ambiente, em nome de todos os consumidores, um comprador único adquire em leilões de geração toda a energia necessária. São então estabelecidos contratos (contratos de comercialização de energia no ambiente regulado – CCEAR) entre todos os geradores e todos os consumidores, nos quais os montantes de energia são distribuídos entre eles exatamente da forma como são definidos as Transferências Equivalentes de Potência - TEP, segundo a equação

$$TEP_{ij} = TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X$$

onde,  $TEP_{ij}^I = (P_{gi}^I \cdot P_{dj}^I) / P_G^I$

e  $TEP_{ij}^X = (P_{gi}^X \cdot P_{dj}^X) / P_G^X$ .

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALAYWAN, Z.; WU T. **Effects of firm transmission rights on transmission revenue allocation in California**. [S.l.: s.n.], oct. 2002.

ALSAÇ, O.; BRIGHT, J.M.; BRIGNONE, S.; PRAIS, M.; SILVA, C., SCOTT; B. E VEMPATI, N. The rights to fight price volatility. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 47-57, jul/aug. 2004.

BIALEK, J. Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access. **IEEE transaction on Power Systems**, v. 12, n. 3, aug. 1997.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Regras de Comercialização. Disponível em:

<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=0f9ba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 03 abr. 2008.

CONEJO, A.J.; ARROYO, J.M.; ALGUACIL, N. Transmission Loss Allocation: A comparison of different practical Algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 3, p. 571-576, aug. 2002.

EXPÓSITO, A.G. (Ed.) **Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica**. Madrid: Macgraw Hill/ Interamericana de España, 2002. 792 p.

GALIANA, F.D.; CONEJO, .A.J.; GIL, H.A. Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, nov. 2003.

GALIANA, F.D.; KOCKAR, I.; CUERVO, P. Combined pool/bilateral dispatch: Part I: Performance of mixed trading strategies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 1, p. 92-99, feb. 2002.

GRIBIK, P. R.; SHIRMOHAMMADI, D.; GRAVES, J. S.; KRITIKSON, J.G. Transmission rights and transmission expansions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1728-1737, nov. 2005.

Happ, H. Cost of wheeling methodologies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 147-156, fev. 1994.

HOGAN, W.W. **Flowgate rights and wrongs**. Harvard University, 20 aug. 2000. Disponível em: <<http://ksghome.harvard.edu/~whogan/flow0800r.pdf>> . Acesso em: jan 2008.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH G. **Competition and Choice in Electricity**. West Sussex: Wiley & Sons, 1996. 237 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Electricity Market Reform**. Paris: OECD/IEA, 1999. 106 p.

JOSKOW, P.; TIROLE, J. Transmission rights and market power on electric power networks. **RAND Journal of Economics**, v.31, n. 3, p 450-487, 2000.

KIRSCHEN, D.; STRBAC, G.G. **Fundamentals of power system economics**. England: John Wiley & Sons, 2004. 296 p.

KRISTIANSEN, T. Financial transmission rights - experiences and prospects. Disponível em:<[http://www.infraday.tu.berlin.de/.../papers/kristiansen\\_Financial\\_Transmission\\_Rights\\_Experiences\\_and\\_Prospects.pdf](http://www.infraday.tu.berlin.de/.../papers/kristiansen_Financial_Transmission_Rights_Experiences_and_Prospects.pdf)>. Acesso em: fev. 2008.

LESIEUTRE, B. C.; HISKENS, I.A. Convexity of the set of feasible injections and revenue adequacy in FTR markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1790-1798, nov. 2005.

LIMA, J. Allocation of transmission fixed charges: an overview. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 3, p. 1409-1418, ago. 1996.

LIU, M.; GROSS, G. Role of distribution factors in congestion revenue rights applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 802-810, may. 2004.

LIU, M.; WU, F.F.; NI, Y. Market allocation between bilateral contracts and spot market without financial transmission rights. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 2003: **Proceedings...** v. 2, p. 1011. 2003.

MATEUS, J.C.; FRANCO, P.C. Transmission loss allocation through equivalent bilateral exchanges and economical analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1799 – 1807, nov. 2005.

MENDEZ, R.; RUDNICK, H. Congestion management and transmission rights in centralized electric markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 889-896, may. 2004.

MIGLIAVACCA, G.; GALLANTI, M.; BOVO, C.; DELFANTI, M. Hedging volatility of differences between sell and purchase prices in the italian energy market. In: CIGRE/IEEE PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, CONGESTION MANAGEMENT IN A MARKET ENVIRONMENT, 2, 2005. **Proceedings...** oct. 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Proposta de modelo institucional do setor elétrico*. Brasília: MME, 2003.

O'NEILL, R. P.; HELMAN, U.; HOBBS, B.F.; STEWART, W.R.; ROTHKOPF, M.H. A joint energy and transmission rights auction; proposal and properties. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1058-1067, nov. 2002.

PAIXÃO, L. E. *Memórias do Projeto RE-SEB*: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. São Paulo: Massao Ohno, 2000. 288 p.

PAN, J.; TEKLU, Y.; RAHMAN, S.; JUN, K. Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1218-1224, nov. 2000.

PARAVALOS, M.E.; HATHAWAY, G. Congestion management techniques in the UK and US – Approaches and Results. In: CIGRE/IEEE PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, CONGESTION MANAGEMENT IN A MARKET ENVIRONMENT., 2, 2005. **Proceedings...** oct. 2005.

PURCHALA, K.; SHINKAI, M.; REGAIRAZ, F. Practices related to internal and cross-border congestion management. In: CIGRE/IEEE PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, CONGESTION MANAGEMENT IN A MARKET ENVIRONMENT, 2, 2005: **Proceedings...** oct. 2005.

SÁNCHEZ, J.C.M. **Estudo de alocação de perdas de transmissão em mercados de eletricidade**. Brasília, 2004. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2004.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H. **Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling and risk management**. New York: Wiley & Sons, 2002.

SILVA, J.O.F.; CUERVO, P. A revenue adequacy model through equivalent bilateral exchanges in congested networks with financial transmission right markets. In: INTERNATIONAL CONFERENCE - THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKET, 3, 2006. **Proceedings...** may 2006, a.

\_\_\_\_\_. A used-based allocation model for revenue adequacy in congested networks with financial transmission rights markets. In: IEEE-PES GENERAL MEETING, 2006. **Proceedings...** jun. 2006, b.

\_\_\_\_\_. Uplift generation cost allocation in pay-as-bid markets with congested transmission networks. In: IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE & EXHIBITION, 2006. **Proceedings...**oct. 2006, c.

\_\_\_\_\_. Allocating congestion management costs through used-based principle of equivalent bilateral exchanges. In: INTERNATIONAL CONFERENCE - THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKET, 5, 2008. **Proceedings...** may 2008, d.

SILVA, J.O.F.; CUERVO, P.; MATEUS, J.C. Revenue adequacy procedure in congested networks through equivalent bilateral exchanges. In: CIGRE/IEEE PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, CONGESTION MANAGEMENT IN A MARKET ENVIRONMENT, 2, 2005. **Proceedings...** oct. 2005.

UHLEN, K. Alternative model for area price determination in a deregulated power system. In: IEEE PES POWER SYSTEMS, CONFERENCE & EXPOSITION, 2004. **Proceedings...** oct. 2004. p. 10-13.

WOOD, J. A.; WOLLENBERG.F.B. **Power generation operation and control**. New York: John Wiley & Sons, 1996. 444 p.

YUEN, C.; LIU, Q.; PAN, J. Financial impacts of congestion relief measures under different congestion management schemes. In: CIGRE/IEEE PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, CONGESTION MANAGEMENT IN A MARKET ENVIRONMENT, 2, 2005. **Proceedings...** oct. 2005.

## APÊNDICE

## A – CÁLCULO DOS FATORES DE DISTRIBUIÇÃO

A formulação do cálculo dos fatores de distribuição  $\gamma_{ijk}$  é apresentada a seguir, seguindo a dedução mostrada por Galiana et. al. (2002) e utilizada também por Sánchez (2004).

Os  $\gamma_{ijk}$  são fatores de distribuição DC adaptados para a aplicação dos métodos EBE e TEP. As equações utilizadas para a sua dedução são as equações características do fluxo de carga linear, que podem ser expressas através do sistema linear de dimensão  $nb \times nb$  abaixo:

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d = \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (1)$$

O fluxo entre a barra  $i$  e  $j$  pode ser calculado, neste caso, de acordo com a seguinte equação:

$$F_{ij}^{DC} = \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (2)$$

Do mesmo modo, em forma matricial, tem-se:

$$\mathbf{F}^{DC} = \mathbf{diag}(\mathbf{b}) \cdot \mathbf{A}^t \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (3)$$

onde:

$\mathbf{F}^{DC}$  é o vetor de fluxos nas linhas, de dimensão  $nl \times 1$ ;

$\mathbf{b}$  é o vetor  $[b_{i1}, b_{i2}, \dots, b_{ik}]^t$ , onde  $b_{ik} = b_{ij} = x_{ij}^{-1}$ ;

$\mathbf{diag}(\mathbf{b})$  é uma matriz diagonal de dimensão  $nl \times nl$ ;

$\mathbf{A}^t$  é a matriz de incidência transposta, de dimensão  $nl \times nb$ , que caracteriza a conectividade das barras na rede;

$\boldsymbol{\theta}$  é o vetor de ângulos nodais, de dimensão  $nb \times 1$ .

Substituindo-se o vetor  $\boldsymbol{\theta}$  da equação 1 na equação 3 obtém-se:

$$\mathbf{F}^{DC} = \mathbf{diag}(\mathbf{b}) \cdot \mathbf{A}^t \cdot \mathbf{B}^{-1} \cdot \mathbf{P} \quad (4)$$

Definindo-se  $\mathbf{H}$ , de dimensão  $nl \times nb$ , como matriz de fatores de distribuição DC, dada por:

$$\mathbf{H} = \mathbf{diag}(\mathbf{b}) \cdot \mathbf{A}^t \cdot \mathbf{B}^{-1} \quad (5)$$

então,

$$\mathbf{F}^{\text{DC}} = \mathbf{H} \cdot \mathbf{P} \quad (6)$$

Como a matriz  $\mathbf{B}$  é uma matriz singular de posto  $n-1$ , o vetor de injeções  $\mathbf{P}$  não pode ser arbitrariamente especificado pela equação (1). Porém, alguns vetores de injeção satisfazem (1) de maneira única, por exemplo, quando é injetado 1 MW de potência na barra  $i$  e extraído da barra  $j$ .

Tomando-se o vetor  $\mathbf{e}_{ij}$  como um vetor de injeção com 1 na posição  $i$  e -1 na posição  $j$ , a equação (1) pode ser reescrita como:

$$\mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{e}_{ij} \quad (7)$$

Os correspondentes fluxos nas linhas calculados através da equação (6) são os fatores de distribuição  $\gamma_{ijk}$ .

Sendo a linha  $k$  da matriz  $\mathbf{H}$  igual a  $\mathbf{H}_k$  temos que

$$\gamma_{ijk} = F_k = \mathbf{H}_k \cdot \mathbf{e}_{ij} \quad (8)$$

Logo, o efeito das Transferências Equivalentes de Potência - TEPs internas e externas sobre o fluxo da linha  $k$  é dado, respectivamente, por  $\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^I$  e  $\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^X$ , conforme ilustrado na Figura 1.

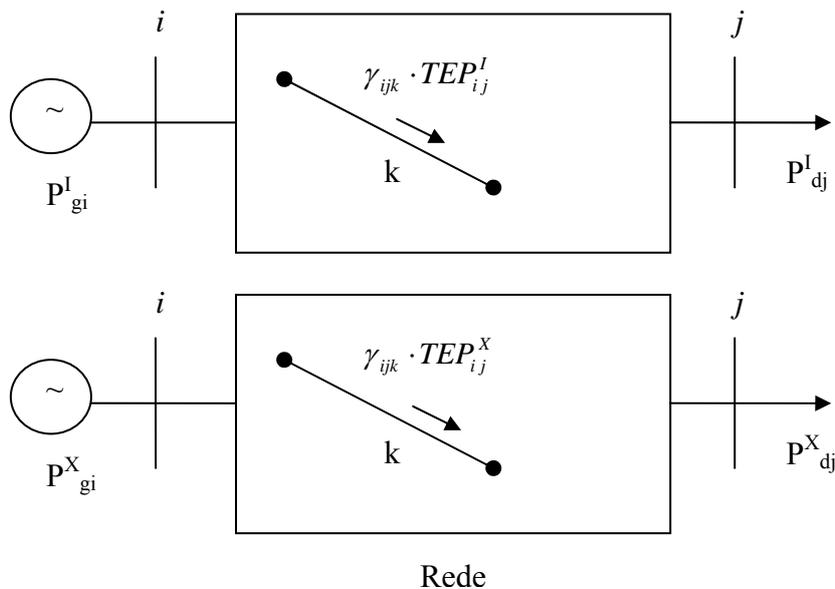


Figura 1 - Efeito das TEPs sobre a linha  $k$ .

O uso da pseudo-inversa da matriz  $\mathbf{B}$  garante a obtenção de uma solução única para certos vetores de injeção  $\mathbf{P}$ , que pertencem ao espaço da matriz  $\mathbf{B}$ . (Galiana et al., 2003).

Os fatores de distribuição para as transferências equivalentes de potência e para os intercâmbios bilaterais entre as barras  $i$  e  $j$ , são representados matricialmente pela subtração entre colunas da matriz  $\mathbf{H}$ , como apresentado abaixo.

$$\begin{bmatrix} \gamma_{ij1} \\ \gamma_{ij2} \\ \vdots \\ \gamma_{ijnl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & \cdots & H_{1nb} \\ H_{21} & H_{22} & \cdots & H_{2nb} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{nl1} & H_{nl1} & \cdots & H_{nl nb} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{e}_{ij} = \begin{bmatrix} H_{1i} - H_{1f} \\ H_{2i} - H_{2f} \\ \vdots \\ H_{nli} - H_{nlf} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Observa-se que, se  $i = j$ , há uma injeção e uma retirada de 1 MW da mesma barra e então, o vetor  $\mathbf{e}_{ij} = 0$ . Conseqüentemente,  $\gamma_{ijk} = 0$ , significando que não há efeito desse fluxo sobre as linhas do sistema.

Assim, para qualquer conjunto factível de injeções, obtém-se os fluxos correspondentes nas linhas, dado pela equação (10). Observa-se que, no fluxo de carga linear um conjunto de injeções só é factível se e unicamente se  $\sum_i^{nb} P_i = 0$ .

$$F_k = \sum_i^{nb} \gamma_{ijk} \cdot P_i \quad (10)$$

Considerando as definições das transferências equivalentes internas,  $TEP_{ij}^I$ , e externas,  $TEP_{ij}^X$ , cada geração na barra  $i$ ,  $P_{gi}$ , é expressa em termos de transferências equivalentes de potência, conforme dado pela equação (34) do corpo do texto da tese e repetida aqui por (11)

$$P_{gi} = \sum_j (TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X) \quad (11)$$

e cada demanda na barra  $j$ ,  $P_{dj}$ , é expressa em termos de transferências equivalentes de potência, de acordo com a equação (35) do corpo do texto da tese e repetida aqui por (12).

$$P_{dj} = \sum_i (TEP_{ij}^I + TEP_{ij}^X) \quad (12)$$

Pode-se, então, substituir  $P_i$  por  $P_{gi}$ , ou  $P_{dj}$ , na equação (10) e obter-se o fluxo correspondente nas linhas, conforme dado por (13).

$$F_k = \sum_{ij}^{nb} \gamma_{ijk} \cdot (TEP_{ijk}^I + TEP_{ijk}^X) = \sum_{ij}^{nb} \gamma_{ijk} \cdot TEP_{ijk}^I + \sum_{ij}^{nb} \gamma_{ijk} \cdot TEP_{ijk}^X \quad (13)$$

Desse modo, o efeito das transferências equivalentes de potência TEPs sobre o fluxo das linhas é determinado por  $\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^I$  e  $\gamma_{ijk} \cdot TEP_{ij}^X$ , como mostra a Figura 1. Essa operação não requer a definição da barra de referência e satisfaz as leis de Kirchhoff.