

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROPOSTA PARA GERENCIAMENTO DO
CONGESTIONAMENTO E TARIFAÇÃO
CONJUNTA DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS
ELÉTRICOS**

Tiago Guimarães Leite Ferreira

Itajubá, Dezembro de 2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROPOSTA PARA GERENCIAMENTO DO
CONGESTIONAMENTO E TARIFAÇÃO CONJUNTA DA
TRANSMISSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Itajubá
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:

José Wanderley Marangon Lima

Tiago Guimarães Leite Ferreira

Itajubá, Dezembro de 2008

Agradecimentos

Ao meu orientador e amigo José Wanderley Marangon Lima, pelas oportunidades e pela confiança depositada desde meados do curso de graduação e, em especial, pelo incentivo e orientação sem os quais o desenvolvimento desde trabalho não seria possível.

À família, a qual criou a base para o meu desenvolvimento pessoal e profissional, e à minha mãe em especial, pelo suporte, apoio e compreensão incondicionais.

Ao amigo e professor Armando Leite da Silva, que me dedicou incontáveis horas de ensinamento, por criar referências essenciais para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos amigos da ABIAPE, em especial Cristiano Abijaode e Mário Menel, pelas oportunidades, confiança e, em especial, pela compreensão frente à difícil tarefa de conciliar o desenvolvimento dessa dissertação e a atuação profissional na indústria.

Aos amigos Edson Silva e Luiz Barroso, pelas inúmeras oportunidades de discussão e aprendizado, sem as quais o caminho para o desenvolvimento desse trabalho teria sido mais árduo.

Resumo

O bom funcionamento da transmissão é de fundamental importância para o desenvolvimento do mercado de energia elétrica. Para que o segmento de transmissão funcione, de forma eficaz e eficiente, é necessário que todo o arcabouço regulatório associado seja capaz de promover sinais econômicos adequados e de disponibilizar as ferramentas necessárias para que os agentes possam se proteger contra os riscos do negócio.

O presente trabalho faz uma ampla análise do modelo atual da transmissão no Brasil, comparando com algumas experiências de outros países, especialmente no que se refere aos aspectos da regulação econômica, contemplando o nível e estrutura tarifária, e avaliando a efetividade do modelo no que tange a atratividade de investimentos. Adicionalmente, identifica-se no modelo brasileiro a ausência de instrumentos que permitam aos agentes se protegerem dos efeitos do congestionamento da transmissão no ambiente de comercialização de energia.

No intuito de promover melhoras na sinalização econômica da transmissão e de prover aos agentes um instrumento de *hedge* para o descolamento de preços entre zonas é proposto, na presente dissertação, um mecanismo conjunto para o gerenciamento do congestionamento das interligações e para a tarifação da transmissão, com estabelecimento de uma metodologia nodal por zonas e o desenvolvimento de contratos de direito de transmissão (FTRs).

Abstract

The proper operation of power transmission is of the utmost importance for electricity market development. In order for the electricity transmission business to effectively and efficiently work, the entire regulatory system where the transmission is involved, must be able to promote the adequate economic signals and to provide the necessary tools to enable the agents to hedge against the business risks.

This thesis offers a comprehensive analysis of the current transmission model in Brazil comparing it with some models in other countries, especially as regards to the economic regulation aspects such as the wheeling strategies and the investment incentives provided by the current rules. It is shown to the Brazilian model that it does not have market mechanisms to protect the agents against the effects of transmission congestion in the electricity trade environment.

In order to encourage improvements in the economic signal for transmission charges and to provide the agents with a hedge instrument against price differences between locations, this thesis proposes a joint mechanism for managing congestion of interconnections and for establishing transmission charges, comprising the establishment of a nodal methodology for each zone and the development of contracts to determine Financial Transmission Rights (FTRs) in order to deal with the price differences between the zones.

Índice Analítico

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contexto e Motivação da Pesquisa	1
1.2	Organização dos Capítulos	2
2	MODELO DO NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO	4
2.1	Introdução	4
2.2	Acesso	5
2.3	Alocação dos Custos de Transmissão	7
2.3.1	Custos de Uso do Sistema de Transmissão	8
2.3.1.1	Selo Postal	8
2.3.1.2	Caminho de Contrato	10
2.3.1.3	MW-milha	11
2.3.1.4	Módulo	12
2.3.1.5	Fluxo Positivo	13
2.3.1.6	Custo Marginal de Curto Prazo	14
2.3.1.7	Custo Marginal de Longo Prazo	16
2.3.1.8	Nodal	19
2.3.2	Custos de Conexão ao Sistema de Transmissão	21
2.4	Expansão da Transmissão	23
2.4.1	Mecanismo de Mercado	24

2.4.2	Mecanismo Centralizado	26
2.4.3	Mecanismo Híbrido	30
2.5	Direitos de Transmissão.....	32
2.5.1	Direitos Físicos de Transmissão (PTR)	33
2.5.2	Direitos do Fluxo da Transmissão (FGR)	34
2.5.3	Contratos de Congestionamento de Transmissão (FTR)	36
2.6	Propriedade e Controle dos Ativos de Transmissão	42
2.6.1	Operador do Sistema Verticalmente Integrado (VISO).....	44
2.6.2	Empresa Independente de Transmissão e Operação (ITSO).....	45
2.6.3	Operador Independente do Sistema (ISO)	46
2.7	Conclusão.....	47
3	A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	48
3.1	Introdução.....	48
3.2	O Modelo Americano	49
3.2.1	A Operação do Sistema Elétrico.....	49
3.2.2	Os Incentivos para Eficiência Operacional	56
3.2.3	Os Incentivos para Investimentos.....	59
3.2.4	Alterações Recentes da Regulação nos EUA	64
3.3	O Modelo Inglês.....	68
3.3.1	A Operação do Sistema de Transmissão	69
3.3.2	Alterações Recentes da Regulação na União Européia (UE).....	72

3.4	Conclusões	73
4	A TRANSMISSÃO NO BRASIL	75
4.1	Introdução.....	75
4.2	A Rede Básica	76
4.3	Outorga do Serviço.....	79
4.4	Nível Tarifário	80
4.4.1	Instalações Licitadas	81
4.4.2	Instalações Existentes	85
4.4.3	Instalações Autorizadas.....	87
4.4.4	Processo de Revisão Tarifária.....	90
4.4.4.1	Custos Operacionais Eficientes	91
4.4.4.2	Remuneração do Capital	93
4.4.4.3	Receita de Outras Atividades.....	95
4.5	Estrutura Tarifária	96
4.5.1	Tarifa Nodal Não Ajustada – $TUST_{RB}$	97
4.5.2	Tarifa Nodal de Carga Ajustada – $TUST_{RB}$	99
4.5.3	Tarifa Nodal de Geração Ajustada – $TUST_{RB}$	100
4.5.4	Tarifa de Centrais Geradoras – $TUST_{RB}$	102
4.5.5	Tarifas das Distribuidoras – $TUST_{RB}$	103
4.5.6	Cálculo da $TUST_{FR}$	104
4.5.7	Tarifas das Distribuidoras – $TUST_{FR}$	106

4.6	Conclusões.....	107
5	METODOLOGIA PROPOSTA.....	109
5.1	Introdução.....	109
5.2	Metodologia de Cálculo da Tarifa de Transmissão.....	112
5.3	Metodologia de Gerenciamento do Congestionamento.....	116
5.3.1	Aplicação do Excedente Financeiro.....	118
5.3.2	Definição das Capacidades Máximas das Interligações.....	120
5.3.3	Alocação de FTRs – Fase I.....	121
5.3.4	Leilão de FTRs – Fase II.....	123
5.3.5	Contabilização e Liquidação dos FTRs.....	131
5.4	Conclusões.....	135
6	APLICAÇÃO NUMÉRICA.....	137
6.1	Introdução.....	137
6.2	Definição das Capacidades Máximas das Interligações.....	138
6.3	Alocação de FTRs – Fase I.....	138
6.4	Leilão de FTRs – Fase II.....	141
6.5	Contabilização e Liquidação dos FTRs.....	144
6.6	Cálculo das Tarifas de Transmissão.....	147
6.6.1	Segregação das RAPs.....	147
6.6.2	Inadequação de Receita e Receita de Venda dos FTRs.....	148
6.6.3	Cálculo da $TUST_{FR}$	150

6.6.1	Análise de Sensibilidade da TUST _{FR}	152
6.7	Conclusões	153
7	CONCLUSÃO GERAL	154
7.1	Conclusão	154
7.2	Trabalhos Futuros	156
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
9	ANEXO I – CÁLCULO DA RENDA DE CONGESTIONAMENTO	163
10	ANEXO II – RENDA X CUSTO DE CONGESTIONAMENTO	165
11	ANEXO III – DEFINIÇÃO DAS CAPACIDADES MÁXIMAS	167
12	ANEXO IV – INTERCÂMBIOS E DIFERENÇAS DE PREÇOS	169
13	ANEXO V – COMPORTAMENTO DOS AGENTES NO LEILÃO	173
14	ANEXO VI – RESULTADOS DO LEILÃO (JULHO/2007)	175

Lista de Figuras

Figura 1 – Composição das Receitas das Distribuidoras 2006	28
Figura 2 – Evolução do Congestionamento para os Diferentes Sistemas.....	43
Figura 3 – Sistemas Interligados dos EUA.....	50
Figura 4 – Regiões Operativas do Sistema Elétrico Americano	51
Figura 5 – Investimentos em Transmissão nos EUA (2000 – 2009)	64
Figura 6 – TransCo <i>versus</i> Empresa Verticalizada	67
Figura 7 – Sistema de Transmissão 2007-2009 (fonte: ONS).....	78
Figura 8 – Participação dos Ativos na RAP 2007/2008 (fonte: ANEEL).....	81
Figura 9 – Análise dos Leilões de Transmissão no Brasil (fonte: ANEEL)	82
Figura 10 – Entrada de Empreendimentos em Operação (fonte: ANEEL)	88
Figura 11 – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais	92
Figura 12 – Processo de Definição do Ativo Regulatório (fonte: ANEEL)	95
Figura 13 – Sistema elétrico brasileiro dividido em quatro submercados.....	115
Figura 14 – Curva das Solicitações para a Fase II.....	130
Figura 15 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (ciclo 2007/2008).....	151
Figura 16 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ dos Geradores (ciclo 2007/2008) ...	151
Figura 17 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (caso sensibilidade).....	153
Figura 18 – Sistema Exemplo 1	163
Figura 19 – Sistema Exemplo 2	165

Figura 20 – Renda de Congestionamento X Custo de Congestionamento	166
Figura 21 – Fluxos no 1º Semestre do Ano (Sistema Real e Modelo)	167
Figura 22 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – SE/CO)	169
Figura 23 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – NE).....	170
Figura 24 – Fluxos e Diferenças de Preços (SE/CO – NE).....	170
Figura 25 – Fluxos e Diferenças de Preços (S – SE/CO).....	171

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Contratos Relacionados ao Acesso e Operação	6
Tabela 2 – Excedente Financeiro Líquido	41
Tabela 3 – Regime de Outorga das Instalações de Transmissão	79
Tabela 4 – Custo de Capital dos Ativos Licitados 2007 e 2008	84
Tabela 5 – Resultado da Primeira Revisão Tarifária das Transmissoras	89
Tabela 6 – Custo de Capital dos Ativos Existentes	94
Tabela 7 – Produtos para Leilão	124
Tabela 8 – Capacidades Máximas (PMO Julho/2007)	138
Tabela 9 – FTRs Alocados para o MRE	139
Tabela 10 – FTRs Alocados para ITAIPU (SE/CO - S)	139
Tabela 11 – Capacidade Comprometida na Fase I	140
Tabela 12 – Capacidades Disponíveis para a Fase II	141
Tabela 13 – Total de Solicitações Apresentadas na Fase II (julho/2007).....	142
Tabela 14 – Capacidades da Etapa de Compensação de Fluxo (julho/2007)....	143
Tabela 15 – Propostas e FTRs da Etapa de Compensação (julho/2007)	143
Tabela 16 – Total de Capacidade Outorgada na Fase II (julho/2007).....	144
Tabela 17 – Preços de Liquidação das Diferenças – PLD (julho/2007)	145
Tabela 18 – Receitas dos Detentores de FTR – Fase I (julho/2007).....	145
Tabela 19 – Receitas aos Detentores de FTR – Fase II (julho/2007).....	145

Tabela 20 – Receita Anual Permitida Segregada (fonte: ANEEL).....	147
Tabela 21 – Inadequação de Receita.....	148
Tabela 22 – Inadequação de Receita por Interligação.....	149
Tabela 23 – Receita de Venda dos FTRs por Interligação.....	149
Tabela 24 – Fatores de Ajuste do EF e RAPs das Interligações.....	150
Tabela 25 – Balanço do Mercado (sem perdas).....	163
Tabela 26 – Limites para Definição das Capacidades Máximas.....	168
Tabela 27 – Bandas para os Lances.....	174
Tabela 28 – Alocação dos FTRs (NE – N).....	175
Tabela 29 – Alocação dos FTRs (N – SE/CO).....	175
Tabela 30 – Alocação dos FTRs (NE – SE/CO).....	175
Tabela 31 – Alocação dos FTRs (SE/CO – S).....	176
Tabela 32 – Alocação dos FTRs (S – SE/CO).....	176
Figura 1 – Composição das Receitas das Distribuidoras 2006.....	28
Figura 2 – Evolução do Congestionamento para os Diferentes Sistemas.....	43
Figura 3 – Sistemas Interligados dos EUA.....	50
Figura 4 – Regiões Operativas do Sistema Elétrico Americano.....	51
Figura 5 – Investimentos em Transmissão nos EUA (2000 – 2009).....	64
Figura 6 – TransCo <i>versus</i> Empresa Verticalizada.....	67
Figura 7 – Sistema de Transmissão 2007-2009 (fonte: ONS).....	78
Figura 8 – Participação dos Ativos na RAP 2007/2008 (fonte: ANEEL).....	81

Figura 9 – Análise dos Leilões de Transmissão no Brasil (fonte: ANEEL)	82
Figura 10 – Entrada de Empreendimentos em Operação (fonte: ANEEL)	88
Figura 11 – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais	92
Figura 12 – Processo de Definição do Ativo Regulatório (fonte: ANEEL)	95
Figura 13 – Sistema elétrico brasileiro dividido em quatro submercados.....	115
Figura 14 – Curva das Solicitações para a Fase II.....	130
Figura 15 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (ciclo 2007/2008).....	151
Figura 16 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ dos Geradores (ciclo 2007/2008) ...	151
Figura 17 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (caso sensibilidade).....	153
Figura 18 – Sistema Exemplo 1	163
Figura 19 – Sistema Exemplo 2	165
Figura 20 – Renda de Congestionamento X Custo de Congestionamento	166
Figura 21 – Fluxos no 1º Semestre do Ano (Sistema Real e Modelo)	167
Figura 22 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – SE/CO)	169
Figura 23 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – NE).....	170
Figura 24 – Fluxos e Diferenças de Preços (SE/CO – NE).....	170
Figura 25 – Fluxos e Diferenças de Preços (S – SE/CO).....	171

Lista de Símbolos

$T(u)$: Tarifa de uso a ser paga pelo agente u ;

$D(u)$: Quantidade de carga da transação;

D_{tot} : Carga total do sistema;

RAP : Receita anual permitida;

$T(u)$ Tarifa de uso a ser paga pelo agente u ;

C_k Custo do circuito k ;

$D_k(u)$ Quantidade de carga em k devido ao agente u ;

D_{totk} Carga total em k ;

C_l : Custo do circuito l ;

$f_l(u)$: Fluxo no circuito l causado pelo agente u ;

\bar{f}_l : Capacidade do circuito l ;

N_l : Número total de circuitos;

N_s : Número total de agentes que utilizam a rede de transmissão;

Ω_{l+} : Conjunto dos agentes com fluxo positivo no circuito l ;

$\Pi_{di}, \Pi_{dj} / l$: Custos marginais das barras i e j ;

ΔCP : Variação do custo de produção;

W : Total da transação;

c_k : Custo unitário do circuito k que corresponde a $\frac{C_k}{F_k}$;

f_k : Fluxo líquido no circuito k ;

\bar{f}_k : Capacidade do circuito k ;

$[P]$: Vetor das potências injetadas;

$[B]$: Matriz de susceptância nodal;

$[\theta]$: Vetor dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema;

b_{ij} : Susceptância do ramo k , conectado entre os barramentos i e j ;

θ_{ij} : Diferença angular entre os barramentos i e j ;

π_i : Tarifa nodal do nó i ;

C_j : Custo do circuito j ;

\bar{f}_j : Capacidade do circuito j ;

N_j : Número total de circuitos;

β_{ji} : Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu no nó i ;

RAP : Receita Permitida Total para a transmissão;

g_j : Potência contratada no nó j ;

Δ : Parcela de ajuste;

EC_{AB} : Encargo de congestionamento entre os pontos A e B;

Q_{AB} : Quantidade de energia contratada entre os pontos A e B;

P_A : Preço *spot* no ponto A (origem da energia);

P_B : Preço *spot* no ponto B (destino da energia);

R_{AB} : Reembolso financeiro proveniente do FTR entre os pontos A e B;

FTR_{AB} : Quantidade de energia contratada no FTR;

$TJLP$: Média dos últimos 60 meses da Taxa de Juros de Longo Prazo deflacionada pelo IPCA, também calculado a partir da média dos últimos 60 meses;

TRM : Taxa indicativa das Notas do Tesouro Nacional do Tipo B – NTN -B, indexadas ao IPCA, com vencimento para cinco anos;

α : Parâmetro estabelecido no contrato de concessão e mantido constante durante sua vigência;

s_1, s_2 : Prêmios adicionais de risco estabelecidos no contrato de concessão e mantidos constantes durante sua vigência;

DDP : Duração, em minutos, de cada desligamento programado;

DOD : duração, em minutos, de cada um dos outros desligamentos;

PB : Pagamento Base;

K_p : Fator para desligamentos programados ($= K_o/15$);

K_o : Fator para outros desligamentos de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator é reduzido para $K_o/15$ após o 301º minuto);

NP : número de desligamentos programados ao longo do mês;

NO : número de outros desligamentos ao longo do mês; e

DD : número de dias do mês;

RT: Reposicionamento Tarifário;

RR: Receita Requerida, calculada na Revisão para o próximo período tarifário;

ROA: Receita de Outras Atividades;

RV: Receita Vigente, do período tarifário anterior;

CAE : Custo anual equivalente (receita líquida);

ENC : Parcela de encargos (PIS/COFINS, RGR, TFSEE, P&D);

PA : Parcela de ajuste;

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

r_p : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva;

π_i^s : $TUST_{RB}$ sem ajuste para geração na barra i ;

π_i^c : $TUST_{RB}$ sem ajuste para carga na barra i ;

N_l : Número total de circuitos da Rede Básica;

β_{ji} : Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu na barra i ;

c_j : Custo unitário do circuito j ;

fp_j : Fator de ponderação sobre a utilização do circuito j ;

r_j : Fator de Carregamento do circuito j ;

r^{\min} : Fator de carregamento mínimo;

r^{\max} : Fator de carregamento máximo;

f_j : Fluxo de Potência Ativa no circuito j ;

cap_j : Capacidade do circuito j ;

π_i^c : TUST_{RB} ajustada para carga na barra i ;

$\pi_i^{c'}$: TUST_{RB} sem ajuste para carga na barra i ;

Δ_c : Parcela de ajuste das tarifas nodais de carga;

RAP^C : Total dos encargos a serem pagos pelos consumidores;

NB : Número de barras;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j ;

P^G : Parcela da RAP paga pelos geradores;

π_i^g : TUST_{RB} ajustada para geração na barra i ;

$\pi_i^{g'}$: TUST_{RB} sem ajuste para geração na barra i ;

Δ_g : Parcela de ajuste das tarifas nodais de geração;

RAP^G : Total dos encargos a serem pagos pelos geradores;

NB = Número de barras;

g_j : Capacidade disponível na barra j no ciclo atual;

P^G : Parcela da RAP paga pelos geradores;

π_i^g : TUST_{RB} para geração na barra i ;

$\pi_i^{g''}$: TUST_{RB} para geração na barra i , do ciclo tarifário anterior;

RAP^G : Total dos encargos a serem pagos pelos geradores;

g_j : Capacidade disponível na barra j ;

NB^E : Numero de barras de usinas existentes sem alteração da capacidade instalada;

NB^N : Número de barras de usinas novas ou com alteração da capacidade instalada;

π_i^U : TUST_{RB} da usina i ;

π_j^g : TUST_{RB} para geração na barra j ;

NBU_i = Número de barras pertencentes à usina i ;

g_j : Demanda máxima contratada na barra j ;

π_D^{RB} : TUST_{RB} média da distribuidora D ;

π_j^c : TUST_{RB} para carga na barra i ;

NBD_D : Número de barras da distribuidora D ;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j ;

pc_j^D : Percentual da carga devida à distribuidora D na barra j , quando a carga total nesta barra for compartilhada entre outras distribuidoras;

$\pi_{FR_j}^D$: TUST_{FR} da distribuidora D na barra i ;

RAP_j^{DIT} : Receita anual atribuída a cada elemento DIT j ;

d_m : Demanda máxima na barra m ;

pc_m^D : Porcentagem de carga contratada pela distribuidora D na barra m ;

G_m^D : Capacidade de geração na barra m , na área da distribuidora D;

NB_j^1 : Número de barras com cargas em barras derivadas a partir do lado de baixa do transformador de fronteira j ;

NB_j^2 : Número de barras com cargas em barras derivadas a partir do lado de baixa do transformador de fronteira j , excluindo as cargas localizadas no lado de baixa dos transformadores de fronteira;

NF : Número de transformadores de fronteira associados à barra j ;

NL : Número de elementos da rede compartilhada, exceto os transformadores de fronteira;

π_D^{FR} : TUST_{FR} média da distribuidora D;

$\pi_{FR_i}^D$: TUST_{FR} para a distribuidora D na barra i ;

NBD_D : Número de barras da distribuidora D;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j ;

C_l : custo do circuito l ;

Ω_N : conjunto dos circuitos pertencentes ao submercado N ;

$\Omega_{I(N-N')}$: conjunto das interligações entre os submercados N e N' ;

$\sum INR_{N-N'}^j$: Somatório dos valores de Inadequação de Receita entre os submercados N e N' , resultante do processo de liquidação dos FTRs, para os j períodos de comercialização dos últimos 12 meses que antecedem a data de estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);

$\sum RV_{N-N'}^j$: Somatório dos valores arrecadados com a venda dos FTRs entre os submercados N e N' , para os j períodos de comercialização dos últimos 12 meses que antecedem a data de estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);

$Q_{N-N'}$: Quantidade contratada no FTR, para o período de comercialização j , entre os submercados N e N' (MW);

h : número de horas de vigência do período de comercialização j ;

$PLD_{N'}$: Preço de Liquidação das Diferenças do submercado de retirada (consumo) no período de comercialização j (R\$/MWh);

PLD_N : Preço de Liquidação das Diferenças do submercado de injeção (geração) no período de comercialização j (R\$/MWh);

$T_I - MRE_{N-N'}^j$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida com as transferências de energia do MRE (MW);

$\sum T_I - ITAIPU_{N-N'}^j$: capacidade comprometida com os contratos entre Itaipu e as distribuidoras, tendo como ponto de injeção o submercado N e retirada o submercado N' (MW);

$\sum T_I - DESP_{N-N'}^j$: capacidade comprometida com os contratos das usinas com direitos especiais, tendo como ponto de injeção o submercado N e retirada o submercado N' (MW);

$T_{N-N'}^j$: capacidade de transmissão máxima, obtida no TVSP, da interligação entre o ponto de injeção N e retirada N' , no período de comercialização j (MW);

$T_{I-A_{N-N'}^j}$: capacidade alocada nos FTRs da Fase I, para o período de comercialização j , entre o ponto de injeção N e retirada N' (MW);

$\sum Q_{N-N'}^j$: somatório das solicitações para compra de FTRs, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N e retirada N' (MW);

$\sum Q_{N'-N}^j$: somatório das solicitações para compra de FTRs, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N' e retirada N (MW);

$T_{II-1_{N-N'}^j}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N e retirada N' (MW);

$T_{II-1_{N'-N}^j}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N' e retirada N (MW);

$P_{N-N'}^j$: preço das solicitações propostas para aquisição de FTRs no leilão, com vigência durante o período de comercialização j , e cujo ponto de injeção é o submercado N e o de retirada o submercado N' (R\$/MW);

$T_{II-2_{N-N'}^j}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Alocação Competitiva, com vigência durante o período de comercialização j , e cujo ponto de injeção é o submercado N e o de retirada o submercado N' (MW);

B : conjunto de intercâmbios possíveis entre os submercados para outorga dos FTRs;

$T_{I-MRE_{N-N'}^j}$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida com as transferências de energia do MRE na Fase I (MW);

$TR_MRE_{N-N'}^j$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida, na operação real, com as transferências de energia do MRE (MW);

$R_I_FTR_{N-N'}$: resultado financeiro dos FTRs alocados na Fase I, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$);

$R_{II}_FTR_{N-N'}$: resultado financeiro dos FTRs alocados na Fase II, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$);

$\sum INR_{N-N'}^j$: somatório das inadequações (déficit ou superávit) de receita, no período de comercialização j , correspondente a todos os FTRs outorgados aos agentes;

$\sum EF^j$: somatório de recursos que compõem o Excedente Financeiro, disponível ao final do período de comercialização j (R\$);

$RIN_{N-N'}^j$: receita de inadequação de referência, referente à interligação entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$);

$T_{N-N'}^j(real)$: capacidade de intercâmbio, durante a operação real, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (MW).

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e Motivação da Pesquisa

Com a criação dos mercados de energia elétrica fez-se necessário o desenvolvimento de ferramentas para a gestão dos riscos envolvidos, assim como se torna fundamental uma sinalização econômica adequada que incentive os agentes a utilização mais racional dos recursos e contribua assim para o aumento do bem-estar social.

Dentro desse contexto, a rede de transmissão possui um papel fundamental, já que é o ambiente que congrega os agentes vendedores e compradores. Para que esse segmento funcione, de forma eficaz e eficiente, é necessário que todo o arcabouço regulatório associado seja capaz de promover sinais econômicos adequados e de disponibilizar as ferramentas necessárias para que os agentes possam se proteger contra os riscos do negócio.

No caso particular do Brasil, muitos dos desafios da transmissão vêm sendo vencidos, como, por exemplo, a questão da expansão e a promoção de incentivos à redução de custos operacionais e manutenção da qualidade, como é apresentado ao longo desse trabalho.

No entanto, grandes desafios ainda existem no que diz respeito à criação de mecanismos de gestão de riscos que permitam, por exemplo, a proteção contra as diferenças de preços entre submercados, assim como em relação à metodologia de definição das tarifas de uso do sistema de transmissão.

O presente trabalho objetiva lançar uma luz sobre esses dois problemas e contribuir com uma proposta para o gerenciamento do congestionamento e tarifação conjunta para o sistema brasileiro.

1.2 Organização dos Capítulos

O **Capítulo 2** apresenta uma extensa análise dos aspectos relativos ao modelo do negócio de transmissão de energia elétrica. Aborda-se a questão do acesso ao sistema de transmissão, as regras para definição das tarifas de uso do sistema de transmissão, os modelos para expansão e ampliação do sistema, as formas de contratação da transmissão, os tipos de direitos de transmissão, e, por fim, os modelos de propriedade e operação da transmissão.

O **Capítulo 3** apresenta a experiência internacional, onde são apresentados os modelos de alguns estados americanos, assim como o modelo da transmissão na Inglaterra. Destacam-se os problemas encontrados em cada um deles e as experiências de sucesso, no intuito de subsidiar a proposta trazida nessa dissertação.

O **Capítulo 4** apresenta o modelo brasileiro de transmissão de energia elétrica. É realizado um histórico da composição da Rede Básica, seguida da apresentação dos modelos de outorga da transmissão no Brasil. Por fim, aprofunda-se na regulação econômica da transmissão, descrevendo a regulação do nível tarifário e a definição da estrutura tarifária.

O **Capítulo 5** apresenta a metodologia proposta por este trabalho visando a melhoria da sinalização econômica do uso da transmissão e a criação de um mecanismo de gerenciamento dos congestionamentos entre submercados. São

definidos os parâmetros e as etapas a serem empregadas, assim como as justificativas que a embasaram.

O **Capítulo 6** apresenta a aplicação numérica da proposta, com o intuito de provar sua viabilidade e os efeitos positivos de sua implementação. Para isso é utilizado, como base, o ciclo tarifário que se iniciou em julho/2007 e findou em junho/2008. Adicionalmente, processa-se um caso crítico, com o intuito de avaliar seu impacto nas tarifas de transmissão.

No **Capítulo 7** são apresentadas as conclusões do trabalho, juntamente com as propostas para trabalhos futuros.

2 MODELO DO NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO

2.1 Introdução

Como qualquer monopólio que presta um serviço essencial, a transmissão de eletricidade deve ser regulada para garantir a combinação ótima entre a qualidade do serviço e a tarifa a ser cobrada dos usuários, o que não é uma tarefa fácil.

A regulação da transmissão deve ser considerada parte do modelo de comercialização, já que ela representa o link entre os vendedores (usualmente geradores) e os compradores (usualmente consumidores) de energia elétrica. A indisponibilidade de ativos de transmissão, congestionamento e as tarifas de uso da transmissão afetam sobremaneira as transações comerciais e os preços dos geradores [1].

A expansão e ampliação do sistema de transmissão, através da construção de novos ativos ou melhoria dos ativos existentes, aumenta o volume de energia que pode ser comercializado de forma segura e o número de geradores e consumidores que podem participar desse mercado, aumentando assim a competitividade do mercado, o que deve refletir em uma redução dos preços [2].

As regras para transmissão podem ser segregadas em seis categorias principais: condições de acesso (no curto e longo prazo, incluindo a manutenção dos ativos de conexão); as regras para definição das tarifas de uso do sistema de transmissão; as regras para expansão e ampliação do sistema; as regras de

contratação da transmissão; os direitos de transmissão; e os modelos de propriedade e operação da transmissão.

2.2 Acesso

A curto prazo, é necessário que seja provido acesso a todos os agentes, de forma não discriminatória, já que o risco de parcialidade quanto às conexões pode criar uma barreira de entrada a novos agentes e, por consequência, prejudicar a competitividade no mercado de energia elétrica. Nesse sentido, a maioria dos países tem migrado para um modelo de conexão rasa, onde os usuários arcam apenas com os custos até o ponto de conexão¹.

Já a longo prazo, os agentes necessitam de acordos que estabeleçam sua relação com os proprietários das redes e com o operador do sistema, especificando as condições sob as quais eles serão conectados e a manutenção do acesso. Tais acordos incluem:

- Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, que garantem a conexão será devidamente provida, mantida e modificada de forma eficiente e justa, além é claro, de definir o seu custo;

¹ A conexão rasa evita que o emissor do parecer de acesso crie dificuldades à conexão, já que existe uma assimetria de informação: o usuário não consegue avaliar com precisão o seu impacto no sistema, pois, geralmente, não possui informações a respeito do sistema.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, que regula as condições e as tarifas a serem pagas pelo usuário em contrapartida ao uso do sistema de transmissão.

Um consenso entre os acessantes do sistema de transmissão é de que as regras de acesso devem ser justas e estáveis. Tal opinião se manifesta mais fortemente entre os geradores, já que o custo da transmissão é muito mais significativo para os mesmos do que para os consumidores, além, é claro, dos investimentos em geração serem de capital intensivo e longo prazo de maturação.

No caso do Brasil, as condições de acesso ao sistema de transmissão estão definidas em resoluções da ANEEL e nos Procedimentos de Rede. Estes documentos de caráter normativo são a princípio elaborados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, definindo os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN.

No caso brasileiro as transmissoras assinam, além do contrato de concessão, os contratos apresentados na tabela abaixo:

Tabela 1 – Contratos Relacionados ao Acesso e Operação

Contrato	Contrapartes	Objeto
Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST	Usuários ² e ONS	Uso da Rede Básica pelos usuários e administração da cobrança e liquidação do Encargo de Uso pelo ONS
Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST	ONS	Administração e coordenação dos serviços de transmissão e representação das transmissoras pelo ONS

² Gerados, distribuidores e consumidores conectados à Rede Básica.

Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT	Usuários e ONS	Estabelecimento das condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão do usuário com a Rede Básica
Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI	Transmissora acessada e ONS	Estabelecimento dos procedimentos técnico-operacionais e responsabilidades comerciais que irão regular o compartilhamento de instalações entre transmissoras

2.3 Alocação dos Custos de Transmissão

Uma vez definida pelo regulador a receita a ser auferida pelas empresas transmissoras e ao operador independente (ONS, no Brasil), esta também denominada de nível tarifário, deve-se então alocar este montante para os usuários do sistema: geradores, distribuidores e consumidores conectados diretamente na rede de transmissão.

Os custos de transmissão podem ser separados em dois grandes grupos: custos relativos ao uso do sistema de transmissão e custos relativos à conexão ao sistema de transmissão. O primeiro se refere ao custo de toda a malha de transmissão e necessita de um critério de rateio bem definido, enquanto o segundo se refere ao custo do gerador ou consumidor para se conectar ao sistema de transmissão, sendo de responsabilidade integral do acessante.

2.3.1 Custos de Uso do Sistema de Transmissão

Diversos métodos associados à alocação do custo do sistema existente tiveram origem nos Estados Unidos com o advento das transações de uso da rede, isto é, transações em que duas companhias estabeleciam entre si um contrato de compra/venda de energia elétrica, cuja efetivação requeria a utilização da rede de uma terceira companhia. Nestes métodos, o custo total do sistema de transmissão (custo de operação, manutenção e investimento) é alocado entre os usuários da rede proporcionalmente à intensidade de uso do sistema de transmissão [3]. As metodologias de alocação diferem na sua definição e na medida de quanto cada agente usa o sistema.

Neste item são apresentados alguns métodos considerados como básicos. Outros métodos surgiram como combinação destes, mas que não serão tratados no âmbito dessa dissertação.

2.3.1.1 *Selo Postal*³

Segundo [4], este método supõe que todo o sistema elétrico é afetado de um modo uniforme por cada transação de uso da rede, independentemente da localização dos pontos de injeção e de consumo de energia elétrica e da

³ O termo em inglês também é amplamente utilizado: *Postage Stamp*

distância em que se encontram. O rateio do custo total é feito em função da quantidade de carga servida, normalmente medida na condição de carga máxima. Neste caso, uma transação efetuada por um agente u pagaria:

$$T(u) = RAP \frac{D(u)}{D_{tot}} \quad (1.)$$

Onde:

$T(u)$: Tarifa de uso a ser paga pelo agente u ;

$D(u)$: Quantidade de carga da transação;

D_{tot} : Carga total do sistema;

RAP : Receita anual permitida.

Uma vantagem desta abordagem é que ela possibilita, de forma bastante simplificada, a definição da tarifa de transmissão para agentes que possuem cargas dispersas ao longo do sistema, por exemplo, concessionárias de distribuição. Ela trata todos os nós da rede de modo uniforme e permite recuperar a totalidade do custo do sistema.

Sua principal deficiência é que desconsidera a operação do sistema e o impacto na expansão da rede. Como exemplo, um agente que usa pouco o sistema (ponto de geração próximo à carga) subsidia outro que usa o sistema mais intensamente (pontos de injeção e consumo de potências bem distantes). Como resultado, este método tem grandes chances de emitir sinais econômicos incorretos para os usuários.

2.3.1.2 Caminho de Contrato

Este método pode ser considerado como uma particularização do Selo Postal por alocar apenas os custos correspondentes a um conjunto de instalações eletricamente contínuas formando um caminho, chamado de caminho de contrato, que liga os pontos de injeção e consumo de energia elétrica [5]. Desta forma, o custo a pagar pela transação u de um determinado sistema é dado por:

$$T(u) = \sum_{k=1}^n C_k \frac{D_k(u)}{D_{totk}} \quad (2.)$$

Onde:

$T(u)$: Tarifa de uso a ser paga pelo agente u ;

C_k : Custo do circuito k ;

$D_k(u)$: Quantidade de carga em k devido ao agente u ;

D_{totk} : Carga total em k ;

O caminho é acordado entre o usuário e as empresas de transmissão envolvidas. A seleção dos caminhos não se baseia em estudos técnicos que levem em conta as Leis da Física que regem a operação de sistemas elétricos.

Tal como o método selo, este método não fornece sinais econômicos para uma expansão otimizada, além de poder originar tarifas muito elevadas para transações entre nós afastados. Outro problema se refere ao impacto que pode causar em redes paralelas que não participaram do contrato efetivado.

2.3.1.3 MW-milha

Este método é adotado em alguns estados dos Estados Unidos. No MW-milha, inicialmente são calculados os fluxos em cada circuito causados pelo padrão geração/carga de cada usuário da rede de transmissão, através de um programa de fluxo de potência. Os custos são alocados em proporção à razão do fluxo pela capacidade do circuito.

$$T(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{f_l(u)}{\bar{f}_l} \quad (3.)$$

Onde:

$T(u)$: Tarifa alocada ao agente u ;

C_l : Custo do circuito l ;

$f_l(u)$: Fluxo no circuito l causado pelo agente u ;

\bar{f}_l : Capacidade do circuito l ;

N_l : Número total de circuitos.

$$RAP = \sum_{l=1}^{N_l} C_l$$

Este método elimina algumas limitações do método anterior, pois considera a ocupação dos circuitos da rede. Assumindo algumas simplificações, este método pode ser interpretado como uma solução de planejamento ótimo de um sistema de potência sob o ponto de vista estático conforme é apresentado no item 2.3.1.7.

Dado que o fluxo total do circuito é normalmente menor que a sua capacidade, esta regra de alocação não recupera a totalidade do custo total do sistema de transmissão. Em termos de interpretação do sistema de transmissão, isto significa que o *MW-milha* somente aloca os custos devido aos fluxos do caso base, mas não a reserva de transmissão, dado pela diferença entre a capacidade do circuito e o fluxo líquido de cada circuito da rede.

2.3.1.4 Módulo

Uma maneira simples de garantir a remuneração do custo total é substituir a capacidade do circuito no denominador da equação abaixo pela soma dos valores absolutos dos fluxos causados por todos os agentes que usam a rede:

$$T(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{|F_l(u)|}{\sum_{s=1}^{N_s} |F_l(s)|} \quad (4.)$$

Onde:

N_s : Número total de agentes que utilizam a rede de transmissão.

Este método assume que todos os agentes devem pagar pelo uso real da capacidade e pela reserva de transmissão. Esta reserva pode ser devido à necessidade do sistema atender a critérios de confiabilidade, estabilidade e segurança ou, também, devido a desajustes. Estes desajustes são normalmente ocasionados por erros de planejamento, causados pelas incertezas inerentes ao processo. Outro tipo de desajuste se refere às economias de escala e à

indivisibilidade dos investimentos que só deixam de ser consideradas como desajuste quando inseridas em uma visão de longo prazo.

2.3.1.5 Fluxo Positivo

Neste método, não há nenhuma cobrança para o agente cujo fluxo está na direção oposta ao fluxo líquido, denominado fluxo dominante. Somente os agentes que usam o circuito na mesma direção do fluxo principal, normalmente denominado de fluxo dominante, pagam na proporção de seus fluxos.

$$T(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{F_l(u)}{\sum_{\text{todos} \in \Omega_{l+}} F_l(s)} \quad \text{para } F_l(u) \geq 0 \quad (5.)$$

$$T(u) = 0 \quad \text{para } F_l(u) < 0$$

Onde:

Ω_{l+} : Conjunto dos agentes com fluxo positivo no circuito l .

Este método assume que qualquer redução no fluxo líquido de qualquer elemento da rede é benéfica ao sistema, mesmo quando existe um excesso de capacidade instalada.

2.3.1.6 Custo Marginal de Curto Prazo

Normalmente, o custo marginal de curto prazo (C_{MaCP}) está associado apenas ao custo operacional⁴, ou seja, variação no custo que a injeção de geração ou retirada de carga de 1 MW provoca no sistema. Outros custos, tais como os referentes a reforços do sistema de transmissão, não são incluídos. A maneira mais natural de calcular o impacto causado por determinada transação é verificar o custo total antes e depois de incluí-la no sistema. A diferença dos dois custos indicaria o seu impacto monetário. É possível obter esta diferença simulando os dois casos, o que seria complicado se o número de transações for grande. Outra alternativa seria a utilização dos multiplicadores de Lagrange, Π_d , que representam os C_{MaCP}'s de barra ou os preços de energia do mercado *spot* [6]. Estes multiplicadores são obtidos a partir da solução de um problema de otimização que tem como função objetivo a minimização do custo de produção, e se originam das restrições de balanço de energia em cada nó da rede de transmissão.

O problema abaixo apresenta uma versão do processo de otimização do custo de produção para o caso brasileiro onde a inserção de usinas hidráulicas é preponderante.

Minimizar Custo de Produção

sujeito a:

Equação da água

⁴ Aumento do custo ocasionado pela produção de uma unidade extra do produto.

Restrições de geração

Restrições de transmissão

As variáveis duais Π_d relativas às equações de balanço de carga representam os custos marginais de curto prazo por barra [7]. Através destes custos é possível calcular a variação do custo de produção associado a uma determinada transação envolvendo transporte. Esta variação é obtida pela diferença entre o custo marginal da barra onde está sendo injetada determinada potência e o da barra onde se está sendo retirada tal potência.

$$\Delta CP = W(\pi_{d_i} - \pi_{d_j}) \quad (6.)$$

Onde:

Π_{d_i}, Π_{d_j} : Custos marginais das barras i e j ;

ΔCP : Variação do custo de produção;

W : Total da transação.

A função objetivo que origina os coeficientes Π_d na equação é minimizar o custo de operação das usinas onde são incorporados os aspectos da coordenação hidrotérmica. A diferença dos CMaCP's representa, portanto, o impacto trazido pela transação no custo de produção do sistema. É importante ressaltar que este custo pode ser negativo caso a transação, em função das condições do sistema, beneficie a operação, aliviando carregamentos na rede de transmissão. Os valores de Π_d variam em função do ponto de operação, ou seja, eles diferem a cada hora do dia e em cada estação ou período hidrológico do ano.

O CMaCP está diretamente associado à produção de energia elétrica e normalmente não consegue recuperar o custo total da transmissão necessitando de ajustes para igualar a remuneração com a receita permitida. Quando estes ajustes são relativamente pequenos, a suposta eficiência econômica obtida na

alocação marginal dos custos não é prejudicada. Entretanto, o que se tem verificado é que tais ajustes tendem a ser muito grandes, comprometendo o sinal econômico dos custos assim obtidos.

Outra desvantagem deste método é que a empresa de transmissão tem suas tarifas calculadas em função dos custos dos combustíveis das empresas de geração de energia elétrica, ao invés dos custos referentes à expansão da transmissão. As diferenças entre os custos marginais entre barramentos aparecem apenas se houver restrições ou congestionamento na rede.

Conforme é mostrado adiante, esta diferença dos preços marginais pode causar benefícios ou prejuízos aos agentes que compram ou vendem energia pois a princípio eles não conseguem identificar, a priori, os pontos de estrangulamento da rede e sua intensidade. Eles acabam ficando expostos a estes riscos denominados de risco de base locacional [55].

2.3.1.7 Custo Marginal de Longo Prazo

Quando na função objetivo são incorporados os custos de investimentos, os custos marginais passam a ser de longo prazo, pois incorporam a expansão da rede. A busca de uma formulação usando os custos marginais de longo prazo (CMaLP) tem sido constante, mas enfrenta o problema de necessitar de dados futuros e de um plano de expansão ótimo. Como o grau de incerteza associado ao futuro é grande, torna-se difícil obter este plano ótimo. Caso este fosse possível, os novos coeficientes Π_d incorporariam não só os custos de produção, mas também os de investimentos, e os resultados do uso do problema enunciado no início desse item seriam mais aderentes à atividade de transmissão [8].

Não sendo possível obter os CMaLP's ideais, algumas simplificações foram tentadas. Um exemplo, já bastante utilizado na tarifação tradicional, é o uso do custo médio incremental de longo prazo. Este custo é obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas. No caso brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora o plano indicativo de investimentos na geração que por sua vez produziria um plano conjunto com a transmissão podendo ser usado para definir os custos incrementais. A ANEEL, desde junho de 2007, vem utilizando o plano decenal da EPE para estabilizar as tarifas de transmissão, de acordo com a Resolução ANEEL nº 267/2007⁵.

Outra forma é alterar a função objetivo do problema, de forma a considerar os custos da rede de transmissão:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^N c_k F_k \quad (7.)$$

Sujeito a:

$$[P] = [B][\theta] \quad (8.)$$

$$|f_k| = |b_{ij} \theta_{ij}| \quad (9.)$$

$$|f_k| \leq \bar{f}_k \quad \text{para todo } k \quad (10.)$$

Onde:

c_k : Custo unitário do circuito k que corresponde a $\frac{C_k}{F_k}$;

f_k : Fluxo líquido no circuito k ;

⁵ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007267.pdf>.

\bar{f}_k : Capacidade do circuito k ;

$[P]$: Vetor das potências injetadas;

$[B]$: Matriz de susceptância nodal;

$[\theta]$: Vetor dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema;

b_{ij} : Susceptância do ramo k , conectado entre os barramentos i e j ;

θ_{ij} : Diferença angular entre os barramentos i e j .

Os coeficientes de Lagrange obtidos a partir da primeira restrição tentam capturar o impacto no uso do sistema de transmissão ponderado pelos custos de cada equipamento. A idéia é construir um sistema de transmissão para atender os padrões geração/carga de cada usuário do sistema, supondo que as capacidades dos circuitos possam ser ajustadas de acordo com as necessidades dos agentes. Cumpre observar que a função objetivo do problema (7.) é similar à proposta pelo método MW-milha.

É importante observar que se o padrão geração-carga é fixo ($[P]$ é constante), ou seja, se os despachos dos geradores e as cargas estão definidos, a região viável do problema (7.) é um ponto definido pela solução do fluxo de potência DC da equação (8.) ou o vazio quando o conjunto das restrições da (9.) e (10.) não tiverem solução viável. Desta forma, a solução do problema (7.) que otimiza o uso do sistema de transmissão, ou planeja os investimentos de forma ótima, é a própria solução de um fluxo DC. Esta propriedade facilita o cálculo dos coeficientes de Lagrange associados à restrição (8.) que representam a sensibilidade da variação do custo de ampliação da capacidade do sistema frente ao incremento de carga. Estes coeficientes podem ser obtidos a partir dos fatores de distribuição que deram origem ao método nodal atualmente em uso pela ANEEL.

2.3.1.8 Nodal

Essa metodologia apareceu pela primeira vez na Inglaterra com o nome de *Investment Cost Related Price* (ICRP) [8]. A tarifa nodal procura refletir a variação do custo de expansão resultante de um aumento na capacidade de geração de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo (CMaLP) do sistema.

A metodologia se baseia no conceito de tarifas nodais, no qual cada usuário do sistema paga encargos de uso relativos ao ponto (nó) da rede de transmissão/distribuição no qual está conectado. Assim sendo, os encargos de uso a serem pagos por um agente de geração dependerão apenas da sua localização, independentemente de quem comprará a sua energia gerada. O mesmo raciocínio aplica-se aos agentes consumidores, cuja tarifa de uso do sistema elétrico independe da localização das centrais geradoras das quais compram a sua energia.

A metodologia Nodal também não recupera a totalidade dos custos da rede de transmissão, fazendo-se necessária a presença de uma parcela complementar. Assim sendo, a tarifa total é dada pela soma das seguintes parcelas: tarifa locacional e parcela de ajuste.

A tarifa locacional se baseia em fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função de uma potência incremental injetada na barra. Esses fatores são obtidos através da modelagem do fluxo de potência linearizado ou fluxo DC e constituem a chamada Matriz de Sensibilidade β .

Os encargos resultam proporcionais ao fluxo incremental que cada agente produz em cada elemento da rede e ao custo unitário do elemento expresso por unidade de capacidade nominal de transporte, ou seja, a partir dos elementos da matriz β é possível calcular os coeficientes π_j .

Uma vez determinado um estado operativo de referência caracterizado pelos fluxos de potência em cada elemento do sistema, os agentes que produzem fluxos incrementais com o mesmo sentido que os fluxos de referência deverão assumir encargos por uso, enquanto os que produzem fluxos incrementais no sentido oposto (contra fluxo) ao de referência recebem créditos pelo uso desse determinado componente da rede.

A tarifa locacional π para cada barra j do sistema é calculada como:

$$\pi_i = \sum_{j=1}^{N_j} \left(\frac{C_j}{\bar{f}_j} \cdot \beta_{ji} \right) \quad (11.)$$

Onde:

π_i : Tarifa nodal do nó i ;

C_j : Custo do circuito j ;

\bar{f}_j : Capacidade do circuito j ;

N_j : Número total de circuitos;

β_{ji} : Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu no nó i ;

Como os fluxos estabelecidos pelo despacho de referência são sempre menores ou iguais à capacidade nominal dos circuitos, a tarifa locacional não recupera a totalidade dos custos de transporte, uma vez que o valor calculado é sempre menor ou igual ao valor real da rede.

Por tal motivo se adiciona uma parcela de ajuste, também conhecida como parcela selo (*postage stamp*), que é aplicada igualmente a todos os agentes de maneira a recuperar os encargos necessários para a remuneração da rede de transmissão. Essa parcela é calculada da seguinte forma:

$$\Delta = \frac{RAP - \sum_{j=1}^{N_j} \pi_j \cdot g_j}{\sum_{j=1}^{N_j} g_j} \quad (12.)$$

Onde:

RAP: Receita Permitida Total para a transmissão;

g_j : Potência contratada no nó j ;

Δ : Parcela de ajuste.

Essa parcela distorce o sinal locacional da tarifa, visto que aumenta igualmente a tarifa de todos agentes independente de sua localização.

2.3.2 Custos de Conexão ao Sistema de Transmissão

Os custos de conexão ao sistema de transmissão se referem àqueles incorridos para a conexão da usina de geração ou da unidade consumidora até a malha de transmissão. Tal custo pode ser calculado com base em uma conexão rasa, onde são considerados os custos apenas até o ponto de conexão ao sistema de transmissão, ou com base em uma conexão profunda, na qual são considerados não só os custos até o ponto de conexão como também aqueles referentes às adequações na malha de transmissão que se fizeram necessárias por conta da conexão do novo acessante.

A conexão profunda possui a vantagem de alocar ao novo acessante a máxima parcela de responsabilidade no custo incorrido pela sua presença no sistema. Isso significa que uma menor parcela de custo causado pelo acesso será inserida no cálculo das tarifas de uso do sistema, para ser rateado por todos os usuários.

O problema da conexão profunda reside no fato da dificuldade em se definir os custos causados pelo novo acessante na malha de transmissão. A linha que conecta o gerador ou consumidor até o ponto de acesso ao sistema de transmissão beneficia claramente apenas o novo usuário. No entanto, é extremamente complexo definir quais os custos na malha de transmissão que são de responsabilidade do acessante, o que torna o estabelecimento de uma regra para a definição dos custos de conexão profunda uma tarefa muito difícil.

Em alguns casos a adoção da conexão profunda criou barreira à entrada de novos geradores no sistema. Foi o caso da Inglaterra, que a adotou para os sistemas de distribuição até 2005, quando implementou alteração para conexão rasa devido à inviabilização da conexão de vários geradores, por conta dos altos custos de conexão profunda definidos pelas distribuidoras.

A conexão rasa, por sua vez, possui a vantagem de ser de simples definição, possuindo a desvantagem de alocar uma maior parcela de custo a ser socializada via tarifa de uso do sistema de transmissão. No caso da transmissão no Brasil optou-se pela conexão rasa, como definido na Resolução ANEEL nº 281/1999⁶. No entanto, mesmo com a conexão rasa, ainda persistem certos desafios referentes à definição do que deve ser ativo de conexão e ativo de rede básica quando o empreendimento de geração é de grande porte, como recentemente ocorreu com a expansão do complexo do rio Madeira.

⁶ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999281.pdf>.

2.4 Expansão da Transmissão

Na seqüência de importância dos tópicos relacionados à transmissão, logo após a tarifação e a estabilidade das regras no longo prazo, estão os planos de expansão. Tal importância advém do fato de que mudanças na topografia do sistema de transmissão podem mudar drasticamente a competitividade dos agentes e os preços de energia.

As decisões de onde e quando expandir a capacidade do sistema de transmissão têm grande impacto na rentabilidade dos participantes do mercado e podem aumentar ou diminuir o lucro de geradores e consumidores. Adicionalmente, os agentes são responsáveis pelo pagamento dos custos de expansão do sistema, e por isso possuem interesse direto no processo decisório de construção de novas linhas.

A expansão da transmissão é uma das poucas áreas onde ainda há trabalho conceitual a ser desenvolvido [1]. Desconsiderando os aspectos e os fatores complicadores, a idéia central é simples: É econômico construir uma linha se o valor de se transportar⁷ a energia adicional é maior do que o custo da linha. O desafio de traduzir esse conceito em um plano de expansão da transmissão pode ser superado através de mecanismos de mercado ou de decisões centralizadas.

⁷ O valor de se transportar energia adicional é a diferença entre gerar essa energia em cada um dos dois extremos da linha.

2.4.1 Mecanismo de Mercado

Os mecanismos de mercado para expansão da transmissão funcionam bem na teoria, mas possuem dificuldades de implementação prática. Uma grande quantidade de trabalho acadêmico vem sendo destinada a esse tema, os quais podem ser resumidos em alguns pontos:

- Se definirmos algo chamado direito de transmissão, e fornecê-lo para quem expandir o sistema, então as pessoas terão incentivos em promover a expansão se esses direitos tiverem valor;
- Os direitos devem ter valor, pois eles darão ao proprietário o direito de transmitir energia comprada em um extremo da linha para o outro extremo;
- Os direitos terão valor quando existir congestionamento na linha (pois os preços da energia nos extremos da mesma serão distintos), e assim haverá incentivos para construir novas linhas quando elas forem necessárias.

Para que a expansão da transmissão baseada em um modelo de mercado funcione é necessário que o operador do sistema siga duas premissas:

1. Ignorar quem construiu as linhas e quem detém os direitos de transmissão⁸ e, operar o sistema de forma a utilizar a rede de transmissão de forma mais eficiente (operação centralizada);

⁸ Os Direitos de Transmissão são apresentados com maiores detalhes no item 2.5 do presente trabalho.

2. Remunerar os proprietários dos direitos de transmissão com a receita proveniente da diferença de preços entre os extremos da linha, descontadas as perdas no transporte. Esse montante é proveniente do pagamento, no mercado de curto prazo, dos geradores da região exportadora que possuem contratos de venda de energia na região importadora.

No entanto, ainda existem alguns problemas práticos não resolvidos com a teoria. Há um problema de efeito “carona”:

- Um gerador com custo competitivo, que almeja o fim de um determinado congestionamento para comercializar sua energia em outra zona, mas que percebe o interesse de outro agente no fim do mesmo congestionamento, tende a esperar que esse agente invista na expansão do sistema. Mas se todos pensarem da mesma forma a expansão não é efetivada, o que, na prática, é o que tem acontecido em sistemas que adotam o mecanismo de mercado.
- Muitos dos potenciais investimentos em geração são grandes e necessitam de uma coalizão dos agentes para se viabilizar. No entanto, essa coalizão não elimina o efeito carona.

Outro problema diz respeito ao caráter sistêmico da transmissão. A construção de uma linha pode impactar em outros trechos do sistema, reduzindo ou aumentando a capacidade nos mesmos. Sendo assim, o total de capacidade agregado por um investimento (e que poderá ser comercializado) deve ser definida pelo operador do sistema.

Por fim, o grande número de incertezas que cerca esse tipo de investimento, com destaque para a volatilidade dos fluxos e dos preços de energia, acaba reduzindo consideravelmente os incentivos para a construção de linhas nessa modalidade.

Dessa forma, apesar de nos últimos anos algumas interconexões terem sido construídas com base no mecanismo de mercado⁹, com possibilidade de alcance de maiores taxas de retorno, a grande maioria dos investimentos em transmissão ainda vem sendo remunerado de forma regulada.

2.4.2 Mecanismo Centralizado

O mecanismo alternativo ao de mercado é aquele onde as expansões necessárias ao sistema são definidas de forma centralizada. Neste caso, as transmissoras possuem a garantia de recebimento de uma receita para cobertura dos custos operacionais e mais uma taxa de retorno atrativa definida pelo regulador.

Apesar da simplicidade conceitual desse mecanismo quando comparado ao anterior, um importante desafio é a definição de qual é a capacidade de transmissão que deve ser construída e quais os investimentos devem ser escolhidos para que se atinja tal capacidade.

Tradicionalmente os investimentos em transmissão são desenvolvidos de acordo com um processo que funciona da seguinte forma:

- Utilizando projeções demográficas e econômicas, a empresa de transmissão prevê as necessidades de capacidade adicional;

⁹ Os empreendimentos que têm se viabilizado são de corrente contínua, já que permitem o controle do fluxo.

- Com base na previsão é preparado um plano de expansão, o qual é submetido ao órgão regulador;
- O órgão regulador revisa o plano e decide quais os projetos que deverão ser construídos ou reforçados;
- A empresa de transmissão implanta tais projetos utilizando recursos provenientes de capital próprio ou de terceiros;
- Uma vez comissionados os projetos, a empresa de transmissão passa a receber a receita definida pelo regulador¹⁰, através das tarifas de uso do sistema de transmissão pagas pelos usuários da rede.

O custo final da transmissão para os consumidores é claramente função da capacidade da rede. Se o regulador autoriza muitos investimentos em transmissão, os usuários pagam mais por uma capacidade que não é utilizada. Por outro lado, se o nível de investimentos permitidos é muito baixo, o congestionamento das linhas reduz as oportunidades de comercialização, aumenta os preços da energia em algumas regiões e reduz em outras.

Teoricamente o regulador deveria tentar identificar o nível ótimo de expansão do sistema, dado que um excesso ou escassez de capacidade reduz o bem estar social. No entanto, trata-se de uma tarefa difícil frente às incertezas relacionadas à oferta e demanda.

O custo de transmissão representa cerca de 10% do custo final de energia elétrica conforme pode ser constatado para o Brasil se retirarmos os impostos [9]. Dessa forma, em linhas gerais, torna-se menos danoso que o regulador superestime os investimentos em transmissão do que subestime e, com isso,

¹⁰ A receita pode ser definida através de um processo de regulação econômica (mecanismo de custo do serviço ou mecanismo de regulação por incentivos) ou através de um leilão, como é o caso da maior parcela da expansão da transmissão hoje no Brasil.

cause um aumento dos custos de geração, que possuem um peso muito maior na tarifa final de energia elétrica.

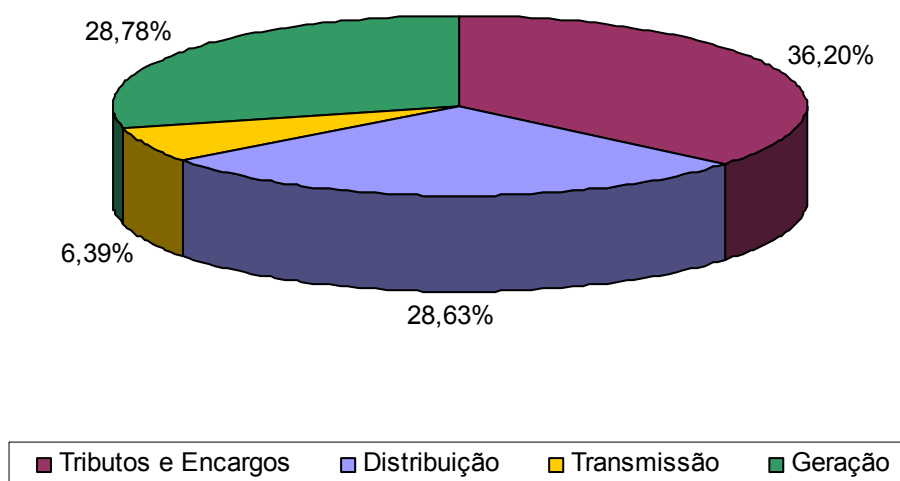


Figura 1 – Composição das Receitas das Distribuidoras 2006

Outro problema, que vale destaque quando se trata da aprovação dos planos de expansão, é o fato de que raramente o órgão regulador possui conhecimento técnico necessário para avaliar os planos de expansão apresentados, sejam eles por parte das empresas transmissoras ou do próprio operador do sistema de transmissão.

No Brasil, desde o processo de privatização das empresas de energia elétrica, da criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) e de uma agência reguladora independente (ANEEL), e mais recentemente da EPE, o planejamento se dá da seguinte forma:

- O ONS elabora anualmente o Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR¹¹) que objetiva apresentar a visão do operador

¹¹ Denomina-se **ampliação** a implantação de novo elemento funcional – linha de transmissão ou subestação – na rede básica ou nas Demais Instalações de Transmissão – DIT. Já o **reforço** consiste a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em

sobre as expansões necessárias para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso. O PAR tem horizonte de três anos;

- A EPE elabora o Programa de Expansão da Transmissão (PET) a partir de estudos desenvolvidos em conjunto com as empresas, através de Grupos de Estudos de Transmissão Regionais, visando garantir as condições de atendimento aos mercados e os intercâmbios entre as regiões. O PET tem horizonte de cinco anos;
- Os dois estudos são levados ao Ministério de Minas e Energia (MME), que por sua vez elabora o documento consolidado PAR/PET e o envia à ANEEL, que irá promover os leilões¹² e as autorizações. Em paralelo, a lista dos empreendimentos a serem leiloados é enviada a Presidência da República, que publica um Decreto incluindo tais empreendimentos no Programa Nacional de Desestatização (PND).

instalações existentes, para aumentar a capacidade de transmissão ou a confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação.

¹² Os leilões são na modalidade de menor receita, recebendo a concessão àquele proponente que ofertar o maior deságio sobre a receita permitida máxima apresentada pela ANEEL.

2.4.3 Mecanismo Híbrido

A alternativa aos modelos de mercado e centralizado é o modelo híbrido, uma combinação dos dois anteriores. O mecanismo centralizado possui uma grande importância, definindo os projetos de forma a maximizar o bem estar social, garantir que as linhas entrarão a tempo e calculando receitas que busquem equilibrar modicidade tarifária com atratividade aos investidores. No entanto, ele pode ser conectado à comercialização de energia e ser baseado na estrutura de contratos de direito de transmissão, criando e alocando tais direitos quando um novo ativo é construído.

A remuneração dessas novas instalações pode ser definida através de um leilão competitivo, onde vence o certame a empresa que apresenta o maior deságio sobre a receita ou tarifa de referência definida pelo regulador, ou resultar de um processo de regulação econômica, onde são valorados os ativos investidos de forma prudente, definida uma taxa de retorno adequada e um nível de custos operacionais eficientes.

Os direitos de transmissão se constituem uma forma eficiente de alocar os custos de expansão para os beneficiários da nova linha. Os mesmos devem ser transferidos ao proprietário da linha, e a parcela da receita que não for coberta pelos leilões de direitos de transmissão¹³ passa a ser recuperada via as tarifas de

¹³ Os leilões de direitos de transmissão são diferentes dos leilões de obtenção da concessão. Enquanto o segundo, como mencionado, é um leilão de menor preço ou tarifa, o primeiro deve ser um leilão de maior pagamento pelo direito de transmissão, permitindo assim uma maior modicidade tarifária (tarifa de uso) quanto maior for a aversão do agente ao risco de descolamento dos preços entre barras ou submercados.

uso do sistema de transmissão, através de uma das metodologias descrita no item 2.3.1.

O modelo híbrido, apesar de ainda não possuir um desenho padrão de sucesso¹⁴, apresenta diversas vantagens em relação aos anteriores, já que é capaz de superar os seguintes problemas:

- Através dos leilões de direitos de transmissão, não só aloca de uma forma mais eficiente o custo de expansão, como também permite que os agentes se protejam dos riscos de descolamento de preços entre barras (nós) ou submercados (zonas) no ambiente de contratação;
- Através do planejamento centralizado se garante que a expansão dar-se-á sempre no sentido da maximização do bem estar social, e não movida pela realocação de receita entre os agentes;
- Garante a atração de investimentos na transmissão, pois diferentemente do modelo de mercado, fornece ao investidor em transmissão uma receita com um nível de incerteza muito reduzido;
- Leva a modicidade tarifária no ambiente da transmissão, já que a aversão ao risco de descolamento de preços dos agentes é precificada e revertida para a modicidade tarifária através dos leilões de direito de transmissão;
- Proporciona uma forma de atuação dos agentes no desenvolvimento das redes de transmissão, já que, em um modelo puramente centralizado, os mesmos não têm controle sobre o processo.

¹⁴ Os modelos híbridos têm sido implantados e aperfeiçoados nos últimos anos, sendo que ainda hoje existe um grande debate acerca do melhor arranjo para implementá-los.

2.5 Direitos de Transmissão

Conforme apresentado no ANEXO I, a contratação entre barras ou submercados possui um risco relativo ao descolamento de preços, o que torna necessário o uso de instrumentos para mitigar este risco. Em alguns mercados de energia são usados instrumentos que conferem ao seu detentor, direito de uso do sistema de transmissão [10].

Os direitos de transmissão são obtidos por alguns agentes para fazer uso de uma determinada capacidade do sistema. Os direitos de transmissão têm dois objetivos principais: fornecer os sinais adequados aos participantes do mercado para motivar investimentos na geração e transmissão e facilitar na mitigação do risco de diferenças de preços em situações de congestionamento. A literatura define os direitos da transmissão em três tipos [11], descritos no que segue:

1. Direito a recolher a renda do congestionamento, proveniente do uso da capacidade da transmissão. Este tipo de direito é baseado exclusivamente em benefícios financeiros e geralmente conhecido como *Financial Transmission Right* (FTR);
2. Direito ao uso exclusivo da capacidade de transmissão, conhecido como *Physical Transmission Right* (PTR), reserva o direito de uso exclusivo de um circuito da transmissão;
3. Direito ao uso da capacidade de transmissão, chamado *Flowgate Right* (FGR), é considerado uma evolução do PTR e busca combinar os benefícios financeiros do FTR com a característica de reserva de capacidade (ou prioridade de uso) do PTR.

Maiores detalhes de cada um destes direitos da transmissão são apresentados nos próximos itens.

2.5.1 Direitos Físicos de Transmissão (PTR¹⁵)

Em sua definição teórica, os PTRs são instrumentos de fácil implementação. Eles conferem ao seu detentor o direito exclusivo de transportar uma quantidade pré-definida de potência entre dois pontos na rede, juntamente com o direito de negar acesso aos participantes do mercado que não possuem o PTR. Dessa forma, os PTRs são claramente definidos como direitos de propriedade, pois é necessário adquirir este direito entre dois pontos da rede para transmitir potência. Isto significa que se o participante do mercado paga pela capacidade na linha de transmissão, ele terá garantia que esta capacidade será reservada exclusivamente para seu uso.

A característica principal deste direito é a habilidade de determinar o custo de congestionamento antes do uso do sistema. Eles podem ser adquiridos através da construção de circuitos de transmissão ou da compra de direitos já existentes no sistema.

No entanto, os PTRs apresentam uma série de inconvenientes na sua implementação, pois o fluxo de potência, devido às transações bilaterais, não “percorre um caminho único”. O maior deles é a ineficiência causada no despacho do sistema, por garantir uso exclusivo da transmissão por parte de alguns agentes [12]. Outro problema é sua incompatibilidade com o esquema de precificação nodal, pois, os PTRs podem possibilitar o abuso do poder de mercado por parte de alguns geradores [13].

¹⁵ Do inglês *Physical Transmission Rights*.

Uma alternativa para melhorar o esquema dos PTRs é torná-los negociáveis no curto prazo, de forma que os participantes do mercado possam acessar a transmissão, tendo uma forte regulação no uso destes direitos.

2.5.2 Direitos do Fluxo da Transmissão (FGR¹⁶)

Os FGRs podem ser considerados uma extensão dos PTRs. Ao invés de considerar que o fluxo de potência percorre um único caminho pelo sistema de transmissão, da fonte até a carga, considera-se um “conjunto de caminhos” na definição do FGR. Uma vez que o fluxo de potência ocorre através de vários caminhos paralelos na transmissão, entre a fonte e a carga, o desenvolvimento desta abordagem identifica os principais caminhos (ou *flowgates*), pelos quais a potência pode realmente fluir e define direitos de transmissão de acordo com as capacidades destes *flowgates*.

Desta forma, a idéia baseia-se na definição de alguns circuitos congestionados. Após esta definição, o fluxo de potência de cada transação no sistema é decomposto, com o objetivo de identificar a parcela de fluxo de cada transação, em cada *flowgate*. Esta decomposição é feita com o uso dos Fatores de Distribuição de Potência (PTDF)¹⁷, os quais são determinados a partir da matriz de sensibilidade [14]. Cada participante do mercado deve adquirir os direitos, em

¹⁶ Do inglês *Flowgate Rights*.

¹⁷ Os PTDFs são fatores que determinam como a potência é distribuída nas linhas de transmissão, da fonte para o ponto de consumo.

cada *flowgate*, que igualam os fluxos requeridos às suas transações ponto-a-ponto, ou seja, deve formar um portfólio de FGRs.

A alocação dos FGRs pode ser feita, inicialmente, através de leilão e, após a aquisição, os detentores deste direito podem continuar com eles ou negociá-los em mercados secundários.

A teoria dos FGRs tem como base três hipóteses:

- Existem poucos *flowgates* que são definidos com capacidades fixas e somente para circuitos congestionados no sistema. Desta forma, reduz-se o número de circuitos a proteger contra o congestionamento, o que melhora a liquidez dos FGRs;
- FGRs são obtidos através de um modelo DC com PTDFs para representar as restrições da transmissão, os quais necessitam ser relativamente estáveis. Esta representação linear permite que o fluxo de potência através de qualquer circuito possa ser definido como uma composição de FGRs individuais;
- Os FGRs têm sempre valores não negativos. Assim, se o congestionamento ocorrer em sentido oposto ao definido no contrato, o valor do FRG será zero e seu detentor não tem a obrigação de pagar, como ocorre com os FTRs, apresentados no próximo item.

Estas hipóteses são intensamente criticadas, com o argumento de que criam condições artificiais de forma que o modelo de FGR possa funcionar. Algumas desvantagens dos FGRs apresentadas na literatura são:

- Os custos de congestionamento nos circuitos não considerados pelos mecanismos dos “*flowgates*” são cobertos de alguma forma, como, por exemplo, o selo postal, o que resulta em ineficiência;
- Em sistemas malhados os PTDFs variam consideravelmente, o que compromete a capacidade de *hedge* do seu portfólio de FGRs;

- O modelo de FGR não incentiva investimentos na transmissão, devido à dificuldade em vislumbrar as condições de congestionamento de cada linha no longo-prazo;
- O modelo descentralizado no qual se baseia o esquema de FGR pode estar sujeito ao abuso de poder de mercado [15]. Se um único agente possui uma parte significativa dos FRGs, ele se torna um monopolista.

No próximo item é apresentado o FTR, que, de acordo com os críticos dos FGRs, é o mecanismo ideal para mitigar os riscos de congestionamento.

2.5.3 Contratos de Congestionamento de Transmissão (FTR¹⁸)

A base para os FTRs foi desenvolvida através do modelo de contrato da transmissão. Os FTRs são o complemento natural do esquema de precificação nodal e estão baseados em três requisitos [16]:

- Qualquer tipo de direito da transmissão deve obedecer aos critérios de confiabilidade do sistema;
- Devem estar associados a um mecanismo de precificação do uso do sistema;
- Devem estar disponíveis a todos os participantes do mercado.

¹⁸ Do inglês *Financial Transmission Rights*.

Um FTR assegura ao seu detentor o direito a receber uma quantia em dinheiro (proveniente do *surplus*), baseada na quantidade de energia contratada e no custo do congestionamento entre as barras referidas no contrato. Uma vez que o contrato é definido exclusivamente em termos de diferença de preços (contrato ponto-a-ponto), não é relevante (nem mesmo considerado) a especificação dos elementos de transmissão que participam do congestionamento. Os FTRs são baseados nos preços nodais e não é necessário que coincidam com o despacho real do sistema.

Quando ocorre o congestionamento na transmissão, os usuários do sistema devem pagar os encargos deste congestionamento. Pelo fato de não ser possível conhecer, a priori, quais serão os encargos, os participantes do mercado estão sujeitos a um risco que pode desestimular a negociação entre estes agentes.

Um FTR tem o objetivo de prover proteção financeira aos seus detentores, através do reembolso dos custos de congestionamento devido a uma transação ponto-a-ponto, ou seja, definida entre dois pontos (barras ou submercados) do sistema. Desta forma, este mecanismo financeiro pode ser visto como uma proteção contra o risco de congestionamento da transmissão. A definição da quantidade de FTRs possíveis de serem alocados no sistema é obtida a partir da simulação do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), considerando-se contingências prováveis. Por serem “respaldados” financeiramente pelo *surplus*, é necessário que, para honrar os pagamentos dos FTRs, seja feito um teste de viabilidade de sua alocação e verificação da adequação do montante do *surplus* recolhido [50].

Os preços nodais têm um componente referente ao custo da energia em si, outro às perdas e outro ao congestionamento. O encargo de congestionamento referente a uma transação no sistema é definido através da diferença entre os preços nodais dos dois pontos referidos na transação, como segue:

$$EC_{AB} = Q_{AB} \times (P_A - P_B) \quad (13.)$$

Onde:

EC_{AB} : Encargo de congestionamento entre os pontos A e B;

Q_{AB} : Quantidade de energia contratada entre os pontos A e B;

P_A : Preço *spot* no ponto A (origem da energia);

P_B : Preço *spot* no ponto B (destino da energia).

Como o componente referente à geração no preço de cada barra é o mesmo para todas elas, a expressão (13) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$EC_{AB} = Q_{AB} \times \left\{ (P_{cong A} - P_{cong B}) + (P_{perdas A} - P_{perdas B}) \right\} \quad (14.)$$

Caso as perdas não sejam consideradas, restará somente o componente de congestionamento na expressão (14.). Portanto, o encargo de congestionamento para transações ponto-a-ponto é exatamente a diferença entre os componentes de congestionamento (presentes no preço nodal) nos referidos pontos.

Se um participante do mercado tem um FTR entre os pontos A e B, para a sua transação Q_{AB} , seu reembolso (proveniente do *surplus*) quando ocorrer o congestionamento será:

$$R_{AB} = FTR_{AB} \times (P_B - P_A) \quad (15.)$$

Onde:

R_{AB} : Reembolso financeiro proveniente do FTR entre os pontos A e B;

FTR_{AB} : Quantidade de energia contratada no FTR;

A proteção perfeita do detentor do FTR ocorre quando $FTR_{AB} = Q_{AB}$, ou seja, quando a quantidade de energia contratada no FTR iguala a quantidade de energia do contrato bilateral.

Os FTRs, em relação à flexibilidade do *hedge*, podem ser classificados em dois tipos: opção e obrigação. A obrigação é basicamente um *hedge* fixo, que se mantém sempre ativo, independente da direção do congestionamento. Por outro lado, a opção consiste em um *hedge* ajustável, que se torna ativo apenas nos momentos em que o congestionamento ocorre na direção contratada. Dessa forma, diferentemente do reembolso da obrigação, que pode ser expressa pela Eq. (16.), e pode ter valores negativos (se $P_A > P_B$), o reembolso da opção é expresso pela expressão abaixo:

$$R_{AB}^{OP} = \begin{cases} FTR_{AB} \times (P_B - P_A), & \text{se } P_B \geq P_A \\ 0, & \text{se } P_B < P_A \end{cases} \quad (16.)$$

Algumas vantagens dos FTRs são listadas a seguir:

- Os FTRs são relacionados somente aos preços das barras entre os quais estão definidos, sendo independentes de circuitos e fluxos específicos;
- Por serem instrumentos financeiros, os FTRs não interferem na eficiência do despacho econômico, não distorcendo os preços nodais;
- Como os FTRs protegem contra o custo de congestionamento, o operador do sistema não distribui esse custo com os demais usuários da rede.

Por outro lado, algumas desvantagens deste esquema de mitigação dos riscos de congestionamento são identificadas:

- Em algumas situações os detentores deste direito podem ser obrigados a pagar o encargo de congestionamento, caso a diferença entre os preços nodais seja negativa, como se pode observar na expressão (15);

- Os FTRs dependem dos preços nodais, o que torna necessária a avaliação do conjunto de combinações de FTRs de forma a comparar os custos de diferentes opções de suprimento e encontrar a mais conveniente [17]. Esta desvantagem reduz a liquidez dos FTRs e a previsibilidade dos preços;
- Os FTRs podem propiciar estratégias de *gaming*. Por ser uma fonte de receita, alguns participantes do mercado que possuam um FTR têm incentivos extras para comportamento estratégico.

No Brasil não existe oficialmente um esquema de contratos de direito de transmissão. O *surplus* existente é destinado, basicamente, a cobrir a exposição das usinas hidrelétricas, provocada pela alocação de créditos pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE¹⁹). Isso pode ser interpretado como um direito de transmissão “automático”, que foi cedido a estes agentes a “custo zero”.

Na ocasião dos estudos de revitalização do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, foi cogitada a hipótese de alocação do *surplus* de forma competitiva [18], conforme a prática dos mercados de energia elétrica internacionais. Porém, na época, o destino do *surplus* esgotava esse excedente, impossibilitando a existência de leilões de FTR. Assim, não existe instrumento de proteção para contratações entre submercados, o que se torna mais crítico com a característica do modelo institucional atual, que exige que o mercado esteja 100% contratado.

¹⁹ Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os perfis de geração dos Agentes o risco de venda de energia em Longo Prazo.

O MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo.

No entanto, o quadro supracitado mudou drasticamente, como pode ser observado na tabela abaixo, que apresenta os valores do que se batizou neste trabalho como Excedente Financeiro Líquido (o valor residual do Excedente Financeiro após a cobertura das exposições do MRE e outros direitos especiais):

Tabela 2 – Excedente Financeiro Líquido²⁰

Ano	Montante (R\$)
2003	R\$ 8.550.042,39
2004	-
2005	R\$ 73.317.364,07
2006	R\$ 104.722.522,37
2007	R\$ 136.693.823,16
2008 (até o mês de julho)	R\$ 57.915.926,60

A destinação dos montantes acima vem sendo o alívio do Encargo de Serviço de Sistema – ESS²¹. Apesar de essa solução promover a modicidade tarifária, já que o ESS é um custo de todos os consumidores, ela não permite potencializar o “valor” dos montantes, o que seria possível quando transformados em lastro para

²⁰ Fonte CCEE: <http://www.ccee.org.br/>.

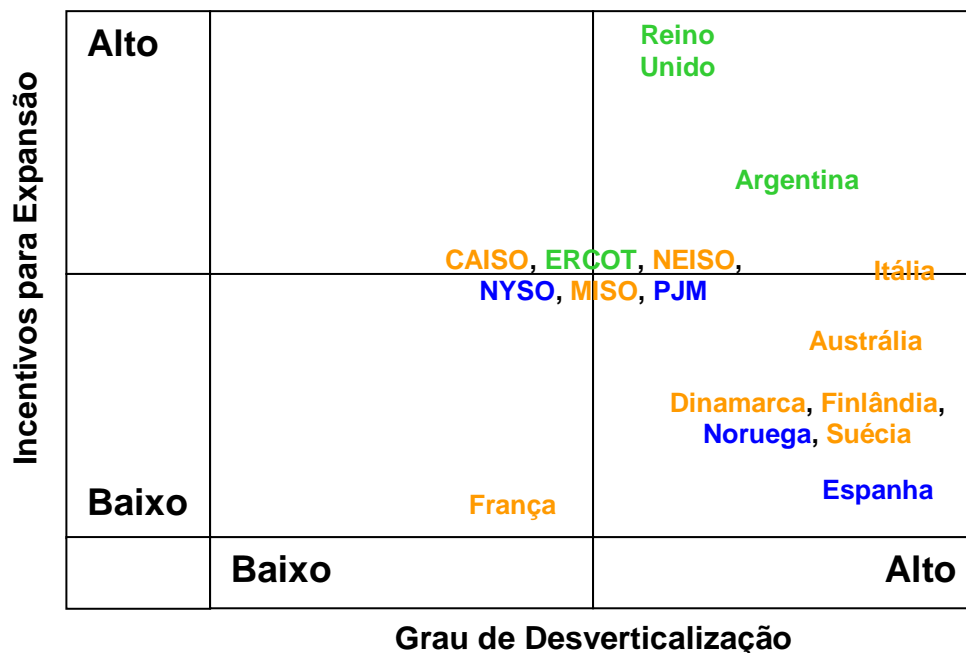
²¹ O Encargo de Serviço de Sistema – ESS no Brasil tem o intuito de cobrir os custos decorrentes de:

1. Geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;
2. Reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;
3. Reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão e,
4. Operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

os FTRs, o que ainda traz o “efeito colateral” de aumentar a competitividade entre os geradores, resultando em reduções nos preços da energia comercializada.

2.6 Propriedade e Controle dos Ativos de Transmissão

Outro fator essencial, no que diz respeito ao estabelecimento de um modelo para o negócio de transmissão, é a definição da propriedade o do controle dos ativos de rede. Ratificando essa importância, recente estudo analisou a influência do grau de desverticalização (*unbundling*) e da intensidade dos incentivos à expansão, na evolução dos níveis de congestionamento. O resultado da análise de dezesseis experiências em nível internacional pode ser visto na Figura 2:



- Nível de congestionamento reduzindo
- Nível de congestionamento estável
- Nível de congestionamento aumentando

Figura 2 – Evolução do Congestionamento para os Diferentes Sistemas

O estudo conclui que a criação de uma empresa de transmissão independente (que é descrita a seguir), sujeita a fortes incentivos para expansão do sistema, resulta em uma redução nos níveis de congestionamento da transmissão (ex. Inglaterra).

Por outro lado, o modelo de Operador Independente do Sistema (ISO), utilizado no Brasil e nos Estados Unidos, não promove reduções significativas quando os proprietários dos ativos de transmissão são verticalmente integrados²² (caso de algumas regiões dos Estados Unidos e alguns concessionários no Brasil). Talvez de uma forma menos óbvia, o estudo também observa que a desverticalização, sozinha, não parece ser suficiente para garantir o alívio dos congestionamentos, o que necessita de mecanismos de incentivo à expansão da transmissão para ocorrer.

Alguns trabalhos recentes têm despendido algum esforço no sentido de classificar os diferentes modelos de propriedade e controle dos ativos de transmissão [20], [21] e [22]. Nesses trabalhos são discutidos os pontos fortes e fracos dos modelos, o que nos permite discorrer sobre as principais vantagens e desvantagens.

²² Nesse caso, verticalmente integrados no sentido de possuírem ativos de transmissão e geração.

2.6.1 Operador do Sistema Verticalmente Integrado (VISO²³)

Nesse modelo o operador do sistema é verticalmente integrado com a transmissão e geração. No entanto, em alguns casos, existe uma separação funcional entre as atividades de operação do sistema e propriedade da transmissão e a atividade de geração, a qual, nos EUA, é definida por Lei e monitorada pelo FERC²⁴. No caso Europeu, este modelo está sendo gradativamente extinto, apesar de ainda vigorar em alguns mercados.

O VISO promove o acesso não-discriminatório ao sistema de transmissão (o que inclui a definição das tarifas justas), além de prover serviços ancilares e de realizar o balanço instantâneo entre oferta e demanda. São também definidos pelo VISO procedimentos isonômicos para definição do despacho, gerenciamento de congestionamento e emergências.

O planejamento do sistema de transmissão também é realizado pelo VISO, de forma transparente e com contestação pública. Vale ressaltar que a operação e o planejamento da rede são feitos como se não houvesse integração vertical.

O órgão regulador e, obviamente, os usuários do sistema são responsáveis por identificar violações do VISO às regras de acesso, pelo monitoramento do mercado e pela mitigação do poder de mercado.

²³ Do inglês *Vertical Integrated System Operator*.

²⁴ As empresas verticalizadas nos EUA, reguladas pelas FERC *Orders 888/889/890*, são bons exemplos do modelo em questão.

2.6.2 Empresa Independente de Transmissão e Operação (ITSO²⁵)

O ITSO se caracteriza por ser responsável pela propriedade e pela operação dos ativos de transmissão e por não possuir qualquer relação com os ativos de geração, o que elimina a maiorias dos conflitos de interesse potenciais.

Esse modelo vem, tipicamente, acompanhado por um mercado *spot* para energia e serviços ancilares coordenado pelo ITSO, o qual também trata de equilibrar a oferta e a demanda de acordo com os critérios de confiabilidade. O *National Grid* na Inglaterra e a *Red Electrica* na Espanha são exemplos desse arranjo.

O ITSO está sujeito à regulação que, idealmente, deve ser uma regulação por incentivos, tanto no sentido de buscar a operação a mínimo custo do sistema [23], como também estimular a redução dos custos de manutenção e a realização de investimentos na expansão do sistema.

Interessante observar que, apesar de estarem sob o mesmo arranjo de propriedade e controle dos ativos de transmissão, como mostrado na Figura 2, o *National Grid* tem promovido reduções nos níveis de congestionamento, enquanto na Espanha os congestionamentos têm aumentado. Isso se deve a ausência de mecanismos de incentivos aos investimentos em transmissão na Espanha, o que não ocorre na Inglaterra.

A França possui um modelo que mescla o VISO e o ITSO. A RTE, que é a operadora e também proprietária da rede de transmissão naquele país, possui uma separação, por força de Lei, mas é integralmente controlada pela empresa que detém os ativos de geração (EdF).

²⁵ Do inglês *Independent Transmission and System Operator*

2.6.3 Operador Independente do Sistema (ISO²⁶)

Nesse modelo o operador do sistema não possui ativos de transmissão e nem de geração. O ISO possui apenas salas de controle, *softwares* para operação do sistema e os ativos de comunicação necessários para efetuar o despacho econômico e confiável dos geradores conectados no sistema.

De uma forma geral, a rede de transmissão continua sendo de propriedade dos geradores, sujeita a regulamentos que regem a separação funcional dos ativos, no intuito de mitigar o poder de mercado advindo da verticalização. O *National Grid* na Escócia e o PJM nos Estados Unidos, atuando como operadores do sistema, são considerados exemplos desse modelo. O Nord Pool é um exemplo de um mercado onde coexistem simultaneamente mais de um ISO.

Uma mescla do ISO com o ITSO é o modelo observado na Argentina e no Chile. Nesses países existe um operador independente (ISO), mas a empresa que detém os ativos de transmissão não é verticalizada, eliminando assim o risco de utilização da propriedade dos ativos de transmissão para gerar maiores lucros para a atividade de geração. Como resultado desse modelo, os dois países vêm experimentando um grande aumento dos investimentos em transmissão.

No caso brasileiro, temos um operador independente que não possui ativos de geração ou transmissão, o ONS. No entanto, a propriedade dos ativos é diversificada, já que grande parte da rede de transmissão pertence a empresas que são verticalizadas (geração e transmissão), mas a maior parte da expansão verificada nos últimos anos tem sido promovida por empresas puramente transmissoras.

²⁶ Do inglês *Independent System Operator*

2.7 Conclusão

Neste Capítulo foi realizada uma revisão teórica dos principais aspectos relativos ao estabelecimento de um modelo para o negócio de transmissão de energia elétrica. Atenção especial foi dada às metodologias de alocação dos custos de transmissão, à expansão da rede e aos direitos de transmissão, devido à forte ligação desses temas com o objetivo principal da presente dissertação. Também foram analisados aspectos relativos aos modelos propriedade e controle dos ativos de transmissão.

No item que tratou da alocação dos custos, foi apresentada, além dos aspectos relativos aos custos de conexão, a revisão bibliográfica das metodologias de tarifação do uso das redes. Foram apresentadas e avaliadas oito metodologias, entre elas a metodologia nodal, a qual é aplicada atualmente na definição das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) no Brasil.

Já no item que tratou da expansão da transmissão, apresentou-se o modelo centralizado, sujeito a regulação econômica, e o modelo de mercado (*merchant*), o qual, apesar de promover incentivos mais eficientes para expansão das redes, ainda carece dos instrumentos adequados para se desenvolver. Por fim destacaram-se o modelo híbrido, que vem se tornando cada vez mais atrativos, permitindo se obter as vantagens de cada um dos dois modelos descritos.

Tanto os modelos *merchant* quanto os híbridos se caracterizam por utilizar instrumentos para alocar o custo de capacidade das redes e permitir um *hedge* contra as diferenças de preços entre nós ou zonas. Tais instrumentos foram descritos e avaliados no item dos direitos de transmissão. Atenção especial foi dada aos FTRs e à descrição do Excedente Financeiro, que serão utilizados no presente trabalho.

3 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.1 Introdução

Neste capítulo são descritos e analisados os modelos de regulação da transmissão atualmente utilizados nos Estados Unidos e Reino Unido. Um foco maior será dado ao modelo americano, no qual vem se verificando um nível de investimentos na transmissão abaixo do desejado, apesar de um grande desenvolvimento dos direitos de transmissão. Optou-se pelos dois países pelo fato de possuírem diferentes modelos:

- Estados Unidos: Possui operadores independentes dos sistemas (ISOs), sem fins lucrativos, o qual opera os ativos de transmissão pertencentes a geradores, municipalidades e investidores privados²⁷. A regulação se dá por custo de serviço e, em alguns lugares, há a possibilidade de investimentos *merchant*.
- Inglaterra: Possui um operador do sistema voltado para o lucro, que também é o proprietário dos ativos de transmissão (ITSO). Existe um forte mecanismo de incentivos, com base em um modelo *price-cap*, além de incentivos para uma operação do sistema que equilibre segurança e custos.

²⁷ Em algumas regiões dos EUA existem outros modelos, os quais não serão abordados no presente trabalho.

3.2 O Modelo Americano

3.2.1 A Operação do Sistema Elétrico

A decisão de se optar pela tecnologia de corrente alternada (AC) para transmissão de eletricidade em alta tensão acabou resultando na construção dos três maiores sistemas interligados nos EUA: *Western Interconnection*, *Eastern Interconnection* e o chamado *Electric Reliability Council of Texas* – ERCOT (Figura 3). É de fundamental importância, dentro de cada um desses sistemas, a manutenção da frequência e tensão, já que os distúrbios se propagam instantaneamente para os outros sistemas. Essa interdependência torna necessária a realização de ações bem coordenadas entre os usuários para garantia da confiabilidade.



Figura 3 – Sistemas Interligados dos EUA

O sistema de transmissão americano é dividido em 152 áreas de controle regionais. Uma área de controle é composta por uma parcela do sistema (linhas, transformadores, geradores, cargas e outros equipamentos) sob a supervisão e controle de um único operador. As áreas de controle são responsáveis pela definição do despacho de cada gerador e pelas transferências de energia entre as áreas, de forma a garantir a confiabilidade do sistema elétrico.

Nos EUA, assim como no Brasil, há uma separação entre os proprietários e o operador dos ativos de transmissão. Assim, cada área está sob a supervisão de um *Independent System Operator* – ISO e/ou *Regional Transmission Organization* – RTO que controla a operação naquela área. A figura abaixo mostra as regiões em que está dividido o sistema americano [24], assim como aquelas onde existe um ISO/RTO²⁸.

²⁸ Nos EUA, os ISOs são entidades que operam um ou mais estados e foram criados com base na *Order 888* do *Federal Energy Regulatory Commission* - FERC. Já os RTOs realizam atividades

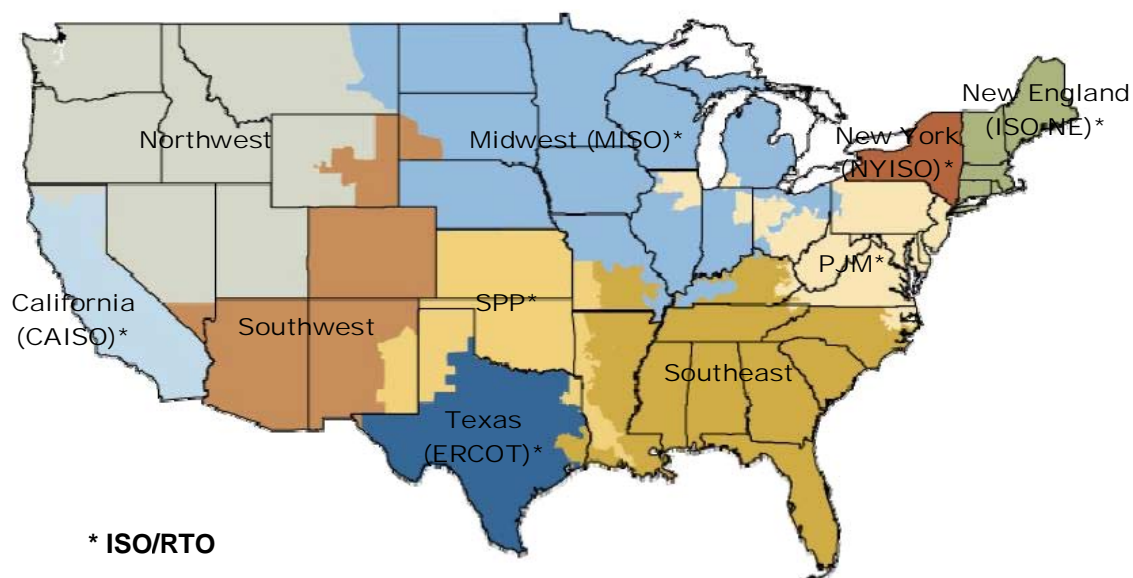


Figura 4 – Regiões Operativas do Sistema Elétrico Americano

Os ISO/RTOs coordenam a geração e transmissão de uma extensa área geográfica, sendo responsáveis pela previsão de demanda e programação da geração, de forma a assegurar o atendimento completo da carga e as reservas operativas para os casos de aumento da demanda ou perda de unidades geradoras ou linhas de transmissão.

Os ISO/RTOs americanos realizam mais do que as tradicionais funções das empresas de transmissão ou das áreas de controle. Eles realizam serviços mais abrangentes no que tange à confiabilidade do sistema, como também serviços de suporte às transações realizadas no mercado, as quais não existiam anteriormente. É garantido aos agentes o livre acesso²⁹, de forma a facilitar a competição no mercado atacadista de energia e atingir preços módicos de energia elétrica.

similares ou adicionais em uma área com vários estados, e foram aprovados pelo FERC e são regulados pela *Order 2000* e *Order 2001* do FERC.

²⁹ *Order 888*: determina o livre acesso ao sistema de transmissão.

O conjunto e a qualidade dos serviços prestados pelos ISO/RTOs – planejamento regional, operação do mercado de energia e/ou capacidade, coordenação dos desligamentos, liquidação das transações, faturamento, gerenciamento de riscos, serviços ancilares, gerenciamentos de risco de crédito, entre outros – têm crescido significativamente nos últimos anos.

Diferentes regiões dos EUA propuseram diferentes soluções administrativas para o problema de *trade-off* entre o objetivo inicial do ISO/RTO (manter a confiabilidade do sistema) e o objetivo de reduzir os custos operacionais. Cada estado utiliza diferentes estruturas de regulação, sistemas de gerenciamento e mercados. Algumas propostas de estruturas foram feitas, sendo que os EUA possuem um largo espectro de modelos, que se situam entre duas configurações extremas [25], descritas a seguir.

A primeira configuração extrema delega grande autoridade ao ISO/RTO, no intuito de capturar as vantagens da operação centralizada obtida previamente nos sistemas verticalmente integrados. Exemplos são as áreas da região Nordeste dos EUA, incluindo New England, New York e, numa extensão menor, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). No outro extremo está uma configuração mais descentralizada, cabendo ao ISO/RTO a responsabilidade de, através do gerenciamento dos ativos de transmissão, criar um ambiente propício ao desenvolvimento do mercado. A separação de mercado de energia, direitos de transmissão e de reserva sacrifica a operação centralizada, mas reflete a prioridade a um modelo orientado à competição. Exemplos desse modelo de estrutura organizacional são a Califórnia (período de 1998 a 2000) e o Texas.

Mesmo que diferentes regiões utilizem diferentes abordagens administrativas para operar o sistema elétrico, existem alguns pontos comuns. Um ambiente comumente encontrado para o gerenciamento dos congestionamentos (especialmente utilizado no Sistema Leste) é descrito a seguir [26].

Para cada transação pretendida, a Capacidade Disponível de Transmissão (ATC³⁰) no sistema é determinada. O processo para determinar qual é capacidade de transmissão disponível é baseada em regras criadas pelo *North American Electric Reliability Council* (NERC), as quais incorporam uma determinação inicial da capacidade total de transmissão, da qual são subtraídos os valores de reserva de capacidade de transmissão. A maioria das regiões do Sistema Leste assim como do Sistema Oeste têm estabelecido e publicado procedimentos, com base nas diretrizes do NERC, através dos quais é realizado o cálculo.

As ATCs são inseridas em Sistemas de Informação em Tempo Real (OASIS) e assim os agentes do mercado tomam conhecimento das informações. O OASIS é um banco de dados interativo disponível na internet, sendo utilizado pelas empresas transmissoras e pelos usuários do sistema de transmissão. O banco é atualizado sempre que as condições do sistema e as transações programadas são alteradas, e dessa forma as ATCs são regularmente atualizadas sempre que a programação de alguma transação altera a ATC para as outras transações.

Reservas para determinadas transações são realizadas e aprovadas, sendo que para cada uma delas é definida uma tarifa a ser aplicada à capacidade de transmissão solicitada. Os direitos de transmissão são definidos por um determinado período (ISOs/RTOs geralmente realizam leilões centralizados para a venda dos direitos de transmissão). As tarifas de transmissão são baseadas na necessidade de receita para os investimentos em transmissão e são definidas e aprovadas pelo FERC, de forma a permitir o livre acesso e o tratamento isonômico.

Transações que violem o critério N-1 não são autorizadas. Caso ocorram, ou estejam na iminência de ocorrer violações aos critérios de segurança que não possam ser resolvidos, processa-se uma forma de limitar as transações,

³⁰ Do inglês *Available Transfer Capability*

chamado Alívio de Carregamento da Transmissão (TLR³¹). No sistema TLR os ISOs/RTOs enviam ordens para os geradores aumentarem ou reduzirem sua geração com base nos critérios de segurança do sistema. A definição de quais transações serão reduzidas (e em quanto serão) é baseada em fórmulas que levam em conta o tamanho de cada transação e o seu impacto relativo nos fluxos do congestionamento, não levando em consideração os aspectos econômicos.

O sistema TLR possui muitos problemas na prática. Um ponto fundamental reside na forma em que os custos de redespacho são cobertos. Tais custos podem ser absorvidos como parte dos custos de operação do sistema (rateado entre todos os usuários, como o ESS no Brasil), como também podem ser alocados para aqueles agentes que foram responsáveis pelos custos de redespacho³². Dessa forma, ISOs/RTOs devem identificar não apenas as transações como também o impacto de cada transação, em cada possível congestionamento, o que é feito pelo NERC através dos Fatores de Distribuição de Potência (PTFDs), que representam o impacto de cada injeção em cada um dos fluxos do sistema³³.

Apesar de muitos dos métodos de gerenciamento de congestionamentos utilizados nos EUA possuírem as características citadas anteriormente, a implementação prática varia em cada uma das regiões do país. Em seguida, são descritos de forma sucinta três métodos de gerenciamento do congestionamento (Califórnia 1998-2000, Nova Iorque e PJM).

Entre 1998 e 2000, o mercado de energia da Califórnia utilizou um método zonal de gerenciamento do congestionamento. O sistema sob controle do operador do sistema californiano (CAISO) foi dividido em 26 zonas. As zonas estavam

³¹ Do inglês *Transmission Loading Relief*.

³² O rateio de custos entre todos os participantes, do ponto de vista econômico, é menos eficiente, já que estimula a realocação constante das transações.

³³ Estes fatores são conhecidos no Brasil como os elementos da matriz β do Método Nodal.

conectadas pelas linhas de transmissão mais importantes e foram definidas de forma que os congestionamentos internos esperados fossem raros e insignificantes [27]³⁴.

Durante esse período, a Califórnia constituiu um operador do mercado (*Power Exchange*) para promover leilões competitivos de energia e de FTRs, para cada hora do dia, de forma a equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade³⁵.

Esse mercado funcionou adequadamente até o ano de 2000, quando vários fatores provocaram a crise energética da Califórnia. O mercado descentralizado e os preços zonais foram identificados com alguns dos fatores que contribuíram para a crise [28]. Logo após a crise ter sido controlada, o FERC publicou uma série de regulamentos para orientar o ISO/RTO a realizar ajustes no modelo do mercado, resultando em uma mudança drástica na estrutura existente do mercado [29].

A nova estrutura do mercado de eletricidade da Califórnia, baseado na operação centralizada com um sistema de preços nodais integral, teve como objetivo aumentar a eficiência do mercado e a confiabilidade do sistema.

O operador do sistema de Nova Iorque (NY-ISO) tem adotado um procedimento de gerenciamento dos congestionamentos baseado nos preços nodais. No entanto, ao invés de um mercado baseado puramente nos preços nodais o NY-ISO adotou um sistema híbrido nodal-zonal para liquidação do mercado, já que enquanto os geradores são liquidados com base nos preços nodais das barras onde estão conectados, as cargas são liquidadas com base em um preço médio

³⁴ No Brasil foram criadas apenas quatro zonas ou submercados, como será abordado mais adiante.

³⁵ Os leilões eram complementados por um OASIS atualizado frequentemente. Desde 1998 o CAISO tem publicado os fluxos e as diferenças de preços entre as regiões (zonas) no site: <http://www.caiso.com/>.

da região onde estão conectadas³⁶. Os preços zonais são obtidos através da média ponderada dos preços nodais dos geradores em cada região e ambos são publicados para uma hora e um dia a frente.

O operador do sistema PJM (PJM-ISO) segue também uma sistemática de gestão de congestionamento baseada em preços nodais, sendo que difere do NY-ISO pelo fato dos consumidores também serem liquidados com base em preços nodais. O PJM-ISO publica as diferenças de preços causadas pelos congestionamentos e os fluxos de energia, em base mensal, e também promove leilões anuais e mensais para outorga de FTRs aos usuários, como também um mercado secundário onde os FTRs podem ser negociados bilateralmente [48].

3.2.2 Os Incentivos para Eficiência Operacional

Apesar da diversidade de modelos encontrados nos EUA, para fins de análise dos incentivos, considerar-se-á um modelo com preços nodais que emprega FTR's (cujos detentores são remunerados com base na renda de congestionamento), no qual os investidores em transmissão são remunerados com base na regulação por custo do serviço ou *rate of return* (CoS/RoR)³⁷, além de administrado por um ISO/RTO sem fins lucrativos.

³⁶ A região de Nova Iorque está dividida em 15 regiões (zonas) para fins de definição de preço.

³⁷ Nesse modelo de regulação são repassados para a tarifa os custos operacionais verificados mais uma taxa de retorno pré-estabelecida. Apesar da certeza em relação à rentabilidade, o concessionário não recebe nenhum prêmio caso reduza seus custos, diferentemente de um

Nesta subseção são abordados os pontos que desestimulam a eficiência em relação aos custos operacionais no sistema de transmissão americano. Na subseção seguinte são abordados pontos análogos na estrutura de incentivos aos investimentos nos EUA.

Um dos maiores problemas no atual sistema de transmissão dos EUA é o fato da RoR não oferecer incentivos para redução agressiva dos custos operacionais. Isto ocorre pelo fato de que, na RoR, as empresas reguladas não recebem parcela alguma da eficiência obtida, visto que é repassada integralmente ao usuários da rede.

No sistema de transmissão americano os ISOs/RTOs fornecem serviços ancilares, compensação de perdas e gerenciam os congestionamentos de forma quase que independente dos proprietários das linhas de transmissão (TO³⁸). Esta dicotomia entre a propriedade da transmissão e os referidos serviços não criam incentivos para que os TOs busquem reduzir os custos da rede e os custos de congestionamento (re-despacho).

Da mesma forma o atual sistema de transmissão dos EUA não incentiva os TOs a realizarem manutenção eficiente nas linhas de transmissão (como promover a limpeza da área de servidão e o corte de árvores vizinhas às linhas), já que os mesmos não retêm parte da economia proveniente dos ganhos de eficiência gerados pelas medidas³⁹.

modelo de regulação por incentivos (p. ex. *price-cap* ou *revenue-cap*) onde as reduções de custos resultam em aumento de rentabilidade por certo período de tempo.

³⁸ Do inglês *Transmission Owners*

³⁹ No Brasil, tal incentivo é produzido pela regulação da qualidade. A Parcela Variável, detalhada mais a frente, incentiva o concessionário de transmissão a minimizar o tempo de indisponibilidade do ativo.

Com o objetivo de incentivar os TOs a manter suas linhas disponíveis, o NY-ISO tornou os TOs responsáveis pela inadequação das rendas de congestionamento⁴⁰. No entanto, isso não leva necessariamente à eficiência da operação, já que a inadequação de receita possui fraca relação com os custos de re-despacho e, além disso, o controle dos TOs sobre a capacidade de transmissão é restringida pelas determinações do operador (NY-ISO nesse caso) e por fatores exógenos, como a falha de geradores.

Relacionado com o problema anterior, está a questão da alocação antecipada dos FTRs. De forma geral, os ISOs/RTOs definem a capacidade total de transmissão disponível no sistema (por exemplo, para garantir a confiabilidade do sistema, o ISO/RTO poderá decidir não utilizar certos ativos considerados como reserva para eventuais contingências). Pelo fato dos incentivos ao ISO/RTO para a escolha de um ou outro ponto de operação do sistema ainda ser uma questão não resolvida, os montantes de FTRs alocados por ele podem ser ineficientes.

No Brasil temos problemas análogos e que devem ser considerados quando na concepção de instrumentos como os FTRs. Um exemplo são as operações heterodoxas realizadas pelo operador do sistema (ONS) que resultam, muitas vezes, em um *surplus* negativo.

Outros pontos de fragilidade no sistema americano são: o alto custo regulatório e o incentivo para que as empresas reguladas se envolvam em atividades dispendiosas com o objetivo de influenciar o regulador. De fato, a RoR requer um alto investimento para se obter dados da indústria regulada (em especial auditorias) e, além disso, o regulador sempre sofre com a assimetria da

⁴⁰ A inadequação de receita ou de renda do congestionamento, que é abordada com mais detalhe no decorrer desse trabalho, ocorre quando o fluxo entre dois nós fica abaixo do total a ser pago aos FTRs leiloados entre tais nós. Nessa situação os proprietários dos FTRs têm mais a receber do que o resultado financeiro do *surplus*.

informação, fato que se apresenta mais crítico quando o método de regulação é mais invasivo, como é o caso da regulação por custo do serviço.

3.2.3 Os Incentivos para Investimentos

O sistema de transmissão americano recompensa os proprietários dos FTR's com base nas rendas do congestionamento. Um dos principais problemas do modelo é que os proprietários de FTR's e/ou os transmissores não recebem incentivos para a otimização dos investimentos na rede. Dado que os preços nodais eficientes incorporam os componentes de congestionamentos e perdas, e que os proprietários dos FTR's recebem receitas com base em tais preços (receitas de congestionamento ou *surplus* – a renda de congestionamento é detalhada no ANEXO I), esses proprietários poderiam ter um incentivo para aumentar, e não para reduzir, os congestionamentos e as perdas. No entanto, pelo fato de as rendas de congestionamento serem pouco correlacionadas com os custos de congestionamento, que são os reais custos para a sociedade, os proprietários dos FTR's teriam poucos incentivos para realizar investimentos que levassem à maximização do bem estar social (ANEXO II).

Adicionalmente, tais problemas são agravados pela presença das externalidades de rede, indivisibilidade dos investimentos em transmissão e as inerentes barreiras à entrada ao longo de um determinado percurso de linha. Em certas condições, um novo investidor (que é remunerado pelo custo do serviço) poderia ter incentivos para reduzir o bem estar social fazendo investimentos que elevam o congestionamento da rede e impõem custos sobre os geradores e transmissores existentes.

Outro problema no modelo de transmissão americano é a discricionariedade dos órgãos reguladores, quando da definição dos ativos a serem remunerados. Com a autorização para realizar uma obra na rede, o investidor tem a garantia de remuneração dos investimentos prudentes, através de uma receita base e outras receitas relacionadas.

A cada ano, a receita base é reduzida pelo efeito da depreciação e dos ativos fora de serviço e é elevada pelos custos permitidos dos ativos que entraram em serviço no período. No momento em que um ativo é colocado em serviço, o regulador define quanto do custo do investimento, incluindo juros durante a construção (JOA), foi prudente e assim será considerado para formar a receita base. No entanto, os custos considerados podem não ter relação alguma com a capacidade adicionada no sistema. Por exemplo, um investimento de ampliação das instalações existentes pode adicionar a mesma capacidade ao sistema que um investimento na construção de uma nova linha, apesar de terem custos de investimentos substancialmente diferentes.

O fato de não haver correlação entre os reais benefícios do investimento para o sistema (capacidade adicionada) e a recompensa a ser auferida pelo investidor (receita base), pode levar a uma expansão ineficiente da rede.

Outro problema do modelo de transmissão americano (e, provavelmente, em qualquer outro país) é o fato das decisões sobre investimentos em transmissão serem tomadas em um contexto político. Essa é uma dificuldade principalmente pelo fato de que, enquanto a sociedade como um todo se beneficia da eliminação dos congestionamentos, algumas partes são prejudicadas. Em geral, investimentos em transmissão transferem renda de geradores situados em áreas importadoras e consumidores situados em áreas exportadoras para consumidores situados em áreas importadoras e geradores situados em áreas exportadoras.

No entanto, os consumidores situados em áreas importadoras e geradores situados em áreas exportadoras não podem simplesmente tomar a decisão de

construir um ramal entre eles. Esta decisão está sujeita a avaliação não somente pelo ISO/RTO, mas também pelos reguladores de energia e meio ambiente estadual e federal. Neste ambiente, os beneficiários do congestionamento tendem a postergar, o máximo possível, as receitas que irão perder caso ocorra o investimento em transmissão, o que pode bloquear a construção de bons projetos. O exemplo abaixo ilustra essa idéia.

Consideremos uma rede composta por dois nós, na qual a demanda é toda atendida por geradores locais. Por simplicidade, assume-se que existe apenas um gerador monopolista em cada nó, o qual possui geração de capacidade ilimitada. O custo marginal de suprimento da barra 1 é de 10 \$/MWh, enquanto o da barra 2 é de 20 \$/MWh, enquanto as curvas de demanda são dadas pelas fórmulas abaixo:

$$P_1(q_1) = 30 - (0,1 \times q_1) \quad (17.)$$

$$P_2(q_2) = 60 - (0,1 \times q_2) \quad (18.)$$

No cenário onde cada nó é auto-suficiente, o gerador do nó 1 produz $q_1^{(m)} = 100 \text{ MWh}$ ao preço $P_1^{(m)} = 20 \text{ \$/MWh}$, enquanto o gerador do nó 2 produz $q_2^{(m)} = 200 \text{ MWh}$ ao preço $P_2^{(m)} = 40 \text{ \$/MWh}$. Nas condições descritas os lucros serão $\Pi_1^{(m)} = 1000 \text{ \$/h}$ e $\Pi_2^{(m)} = 4000 \text{ \$/h}$, respectivamente. O excedente do consumidor será $CS_1^{(m)} = 500 \text{ \$/h}$ para os consumidores conectados no nó 1 e $CS_2^{(m)} = 2000 \text{ \$/h}$ para os consumidores conectados no nó 2⁴¹.

⁴¹ Em um monopólio a firma define a quantidade que iguala o custo marginal de fornecimento à receita marginal. Se o custo marginal de produção é constante e igual 'C' e a demanda é linear, dada por $P(q) = a - b \times q$, onde $a > c$, então o monopolista irá produzir $q = (a - c) / (2b)$ a um preço $P = (a + c) / 2$, resultando em um lucro de $\Pi = (a - c)^2 / (4b)$. Sob tais premissas, o *surplus* do consumidor é igual à $CS = (a - c)^2 / (8b)$.

Agora, considerando um cenário em que existe capacidade de transmissão ilimitada entre os dois nós, resultaria em um duopólio diante de uma curva de demanda agregada, dada por:

$$P(Q) = \begin{cases} 60 - (0,1 \times Q), & \text{se } Q < 300 \\ 45 - (0,05 \times Q), & \text{se } Q \geq 300 \end{cases}, \text{ onde } Q = q_1 + q_2 \quad (19.)$$

O modelo de Cournot fornece uma boa aproximação do comportamento de consumidores e geradores em um duopólio. Com base nesse modelo, o gerador da área 1 irá produzir $q_1^{(D)} = 300 \text{ MWh}$ enquanto o gerador da área 2 irá produzir $q_2^{(D)} = 100 \text{ MWh}$. O preço resultante seria $P^{(D)} = 25 \text{ \$/MWh}$. No ponto de equilíbrio encontrado os geradores das áreas 1 e 2 terão lucros $\Pi_1^{(D)} = 4500 \text{ \$/h}$ e $\Pi_2^{(D)} = 500 \text{ \$/h}$, respectivamente⁴². O excedente do consumidor será $CS_1^{(D)} = 125 \text{ \$/h}$ e $CS_2^{(D)} = 6125 \text{ \$/h}$.

Neste exemplo, através da realização do investimento conectando as duas áreas, substitui-se parte da geração mais cara da área 2 por uma geração mais barata da área 1, o que gera uma economia para os consumidores da área 2. Infelizmente, esse não é o único efeito de se construir a linha em questão, já que, diante de uma maior demanda propiciada pelo aumento de capacidade, o gerador da área 1 eleva o preço da sua energia, mesmo que o seu custo marginal de produção não se altere. Este fato faz com que o gerador da área 1

⁴² No modelo de Cournot as firmas definem quantidades que igualam o custo marginal da receita marginal, mas assumindo que a quantidade produzida pela outra firma é constante. Se o custo marginal é constante para as duas firmas, dados por c_1 e c_2 respectivamente, e a demanda agregada é linear, dado que $P(Q) = A - B \times Q$, onde $A > c_1$ e $A > c_2$, então a firma i produzirá $q_i^{(D)} = (A - 2c_i + c_j) / (3B)$, com $j \neq i$ e $i \in \{1,2\}$. Sob essas premissas, o preço duopolista será $P^{(D)} = (A + c_1 + c_2) / 3$ e a firma i lucrará $\Pi_i^{(D)} = (A - 2c_i + c_j)^2 / (9B)$, com $j \neq i$ e $i \in \{1,2\}$.

ganhe mais dinheiro, enquanto o consumidor da área 1 gaste mais do que na condição de monopólio. Adicionalmente, o gerador da área 2 reduz o seu lucro, pois tanto a sua produção quanto o preço do mercado são reduzidos, como consequência da competição entre os geradores introduzida pela nova linha de transmissão.

Certamente, uma rápida observação nos resultados numéricos revela que a construção da linha de transmissão possui as seguintes consequências: o excedente dos consumidores da área 1 se reduz de 500 \$/h para 125 \$/h, o lucro do gerador da área 2 se reduz de \$4000/h para 500 \$/h, o excedente dos consumidores da área 2 aumenta de 2000 \$/h para 6125 \$/h, e o lucro do gerador da área 1 aumenta de 1000 \$/h para 4500 \$/h. Com base nestes números fica claro que os consumidores da área 1 (exportadora) e o gerador da área 2 (importadora) serão contrários à construção da linha de transmissão, já que haverá transferência de renda destes para os consumidores da área 2 e o gerador da área 1.

Conseqüentemente, dependendo do poder político dos participantes do mercado, esse projeto de expansão do sistema poderá ser bloqueado, mesmo que seja benéfico do ponto de vista social ou ótimo global (assumindo baixos custos do investimento em transmissão).

Vale destacar que as conclusões (resultados qualitativos) obtidas nesse exemplo são bastante genéricas. Elas são válidas não apenas para os valores de parâmetros utilizados, mas são extensíveis a um universo considerável de valores e as diferentes estruturas de oferta e demanda.

3.2.4 Alterações Recentes da Regulação nos EUA

Os investimentos em transmissão nos EUA reduziram-se, em termos reais (US\$), durante 23 anos (entre 1975 e 1998) [37]. No entanto, a tendência se reverteu a partir de 1999, como mostra o gráfico abaixo [39]. É interessante observar que, comparando o gráfico abaixo com as projeções contidas em [40], conclui-se que os investimentos realizados superaram o previsto em 2004 e 2005⁴³, mostrando uma pequena alteração no quadro descrito anteriormente.

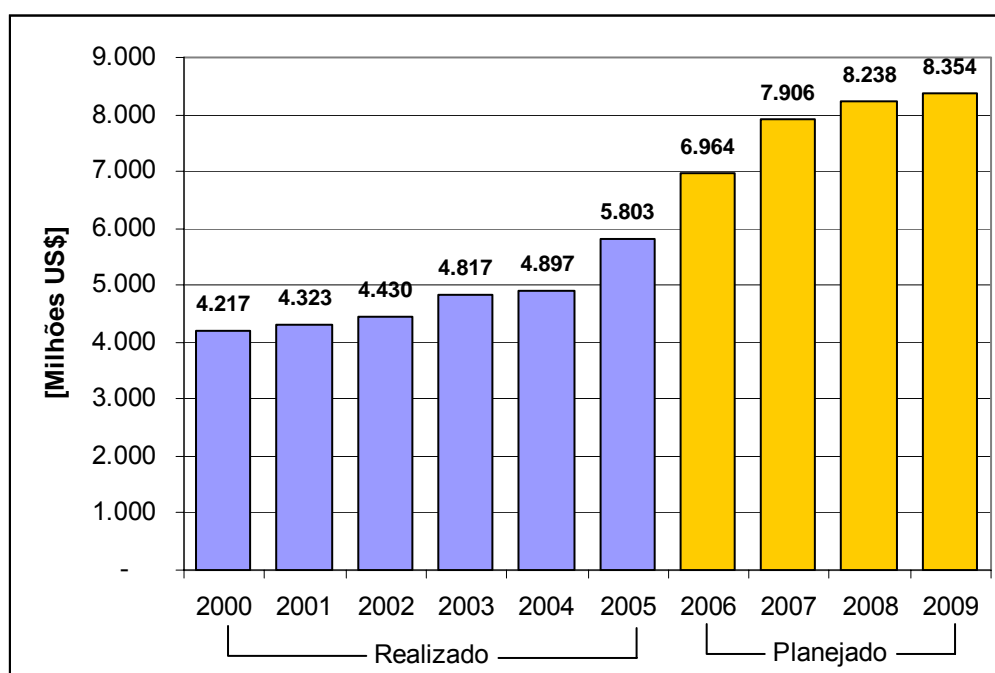


Figura 5 – Investimentos em Transmissão nos EUA (2000 – 2009)

Diante do problema de ausência de investimentos no sistema de transmissão, o governo americano determinou, através do *Energy Act 2005* (que adicionou a

⁴³ O realizado superou o previsto em cerca de 7% no ano de 2004 e 2% no ano de 2005, o que, apesar de positivo não possui grande relevância.

seção 219 ao *Federal Power Act*), que o FERC desenvolvesse mecanismos de regulação por incentivos, para que fosse possível a obtenção de taxas de retorno maiores, e se atraíssem mais investimentos para o sistema [35].

O *Energy Act 2005* também traz incentivos fiscais para novos investimentos em transmissão de energia e remove barreiras à entrada de novos *players* no negócio [36]. Os principais pontos da referida regulamentação são:

- Taxas de retorno sobre o capital próprio (ROE) incentivadas para os novos investimentos das empresas de serviço público (empresas verticalizadas e empresas independentes de transmissão – TransCos⁴⁴);
- Recuperação integral dos investimentos prudentes cujas obras estavam em andamento na data da sua publicação;
- Recuperação integral dos custos pré-operacionais dos investimentos prudentes;
- Recuperação integral dos custos dos investimentos prudentes que foram desativados;
- Uso de estruturas de capital hipotéticas (de referência, o que permite que as empresas tenham uma performance superior à referência);
- Diferimento⁴⁵ do imposto de renda para as TransCos;

⁴⁴ Enquanto as empresas verticalizadas possuem ativos de distribuição e transmissão, ou geração e transmissão, as TransCos são dedicadas exclusivamente ao negócio de transmissão.

⁴⁵ Postergação do início do pagamento, permitindo um ganho financeiro sobre o dinheiro no período no qual ocorre o diferimento.

- Ajustes para os valores históricos contábeis para as compras e vendas das TransCos;
- Depreciação acelerada;
- Postergação do período de recuperação dos custos para as empresas verticalizadas com taxas de crescimento do mercado estagnadas;
- Uma ROE maior para as estatais que sejam ou se convertam em membros de organizações de transmissão, como (mas não limitado à) os ISOs/RTOs.

É interessante observar que a regulamentação emitida pelo FERC garante também a recuperação dos investimentos prudentes realizados para atendimentos de critérios de confiabilidade [38]. Esses investimentos são bastante parecidos com os que as transmissoras brasileiras executam na RBSE, a pedido do ONS, e para os quais não há remuneração.

Outro ponto de destaque é a clara opção americana pelo modelo das TransCos. O FERC, inclusive, destaca que o foco exclusivo em transmissão, a eliminação da competição entre investimento em transmissão e geração e o acesso ao mercado de capitais fazem com que as TransCos estejam mais aptas a implementar as ampliações necessárias no sistema.

Em relação à opção americana pelas TransCos, uma comparação com o sistema brasileiro, mais uma vez, se torna inevitável. Nos últimos três anos, tem-se observado uma tendência das empresas brasileiras verticalizadas (ativos de geração e transmissão) optarem por realizar investimentos em geração, em detrimento da transmissão, o que talvez esteja associado às taxas de retorno mais atrativas na geração. Furnas, por exemplo, no ano de 2005 foi a grande vencedora do leilão de novos empreendimentos de geração, enquanto não venceu nenhum lote no leilão de empreendimentos de transmissão. Tal fato corrobora com a tese de que as TransCos são mais desejáveis do que as empresas verticalizadas para um bom desenvolvimento da transmissão.

A Figura 6, obtida de uma apresentação de uma TransCo americana [41], mostra as principais diferenças entre uma TransCo e uma empresa verticalizada:

	TransCo	Empresa Verticalizada
Regulação	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulado apenas pelo FERC (nível federal) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulado pelo FERC e pelo estado(s)
Processo de Definição das Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ FERC aprova mecanismo de definição das tarifas ▪ Ajustes anuais nas tarifas com base no histórico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tarifas fixas entre os períodos de revisão ▪ O processo de definição das tarifas é controverso e pode postergar a recuperação dos custos
Taxa de Retorno	<ul style="list-style-type: none"> ▪ FERC define a taxa (13,88%) ▪ 60% <i>equity</i> na estrutura 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A taxa de retorno típica é de 11%

Figura 6 – TransCo *versus* Empresa Verticalizada

A figura nos remete a mais um ponto em que as TransCos apresentam um menor risco: a regulação. Enquanto as TransCos respondem apenas ao FERC, as empresas verticalizadas estão sujeita à regulação federal e à dos estados, gerando uma grande incerteza regulatória. No Brasil tal problema, apesar de não existir no ambiente da eletricidade (regulado somente pelo poder federal), traz reflexos para o mesmo, já que existe esse conflito de competências na legislação ambiental⁴⁶ e do gás natural⁴⁷.

⁴⁶ O artigo 23 da Constituição Federal delega competência para os poderes federal, estadual e municipal procederem ao licenciamento ambiental, o que tem causado imensos problemas para o setor elétrico já que, em algumas situações, a competência é alterada durante o processo de licenciamento, provocando atrasos irreparáveis.

3.3 O Modelo Inglês

O Reino Unido (UK) foi uma das primeiras nações a passar pelo processo de reestruturação do setor elétrico. Além disso, a reforma inglesa foi uma das mais audaciosas do mundo, quebrando vários paradigmas.

O processo de privatização ocorreu na maior parte das empresas controladas pelo estado, aliado à redução do papel central do governo na economia nacional. A privatização foi sacramentada com o *UK Electricity Act* de 1989, o qual teve, como um dos principais elementos, a reestruturação da indústria antes da venda, o que não ocorreu no Brasil, onde as primeiras privatizações foram realizadas até mesmo antes da criação de um órgão regulador.

Dentro do processo de reestruturação da indústria, o *Central Electricity Generating Board* (CEGB), que usualmente controlava todo o setor elétrico, foi segregado em quatro organizações: dois produtores de energia, uma empresa de transmissão e doze empresas de distribuição de energia (DisCos). A empresa transmissora ficou responsável por operar a rede, mas todos os ativos de transmissão pertenciam às distribuidoras, o que mudou apenas em 1995, quando as DisCos foram obrigadas a vender seus ativos de transmissão.

Finalmente, em 2001, a introdução do *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) criou talvez o mais sofisticado e liberalizado mercado de energia elétrica do mundo. O NETA substituiu efetivamente o *England and Wales Electricity Pool* (que havia sido criado com o *UK Electricity Act*) e introduziu maiores reformas no

⁴⁷ De acordo com o artigo 25, § 2º da Constituição Federal, com redação dada pela Emenda Constitucional n. 5, de 16 de agosto de 1995, compete aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado.

setor de transmissão. O *National Grid Company Plc.* (NGC) foi criado como independente, com fins lucrativos e responsável pela propriedade dos ativos, manutenção e operação da rede de transmissão, estando sujeito a regulação por incentivos (PBR⁴⁸) através do mecanismo de *Price Cap* (RPI-X⁴⁹).

3.3.1 A Operação do Sistema de Transmissão

O NGC é o único agente de transmissão e possui um papel fundamental na indústria de energia do Reino Unido, sendo suas atividades sujeitas à PBR conduzida pelo *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM). O NGC gerencia a operação de todo o sistema de transmissão e faz o balanço de oferta de demanda 24 horas por dia, 365 dias por ano. Outras funções do NCG são a de promover o livre acesso de forma não discriminatória e facilitar a competição na geração e na comercialização de eletricidade.

Adicionalmente, o NGC tem total responsabilidade pelo planejamento da transmissão e, como parte dessa responsabilidade, publica (sujeito a aprovação do OFGEM⁵⁰) anualmente o *Seven Year Statement* (GB SYS), que traz a projeção de oferta, demanda e os planos da transmissão. Obviamente o NGC é

⁴⁸ Do inglês *Performance Based Regulation*

⁴⁹ “RPI” vem do inglês *Retail Price Index* e o “X” se refere ao Fator X (*X Factor*).

⁵⁰ A necessidade de aprovação por parte do OFGEM garante que os investimentos serão considerados prudentes.

também responsável por todos os investimentos em expansão e melhorias do sistema de transmissão.

No novo mercado de energia, os comercializadores⁵¹ adquirem dos geradores contratos futuros de energia definindo assim a energia necessária de forma antecipada. Com uma hora de antecedência o mercado de contratos futuros é encerrado e os agentes informam ao NCG os montantes de energia que pretendem gerar ou consumir para atingir suas obrigações contratuais.

Como a energia no mercado futuro é comercializada em intervalos de meia-hora, o NGC necessita fazer ajuste em tempo real para garantir que o equilíbrio entre oferta e demanda a cada segundo. Para fazer isso o NGC recebe lances e ofertas de geradores e comercializadores cuja capacidade excede 100 MW, que indicam a que preços estariam dispostos a alterar sua geração ou consumo. Com isso o NGC pode não só operar o sistema buscando o mínimo custo, mas também garantir que os fluxos de energia e a frequência do sistema sejam mantidos dentro dos parâmetros estabelecidos. Assim como no sistema dos EUA, este mecanismo de balanço é uma tentativa de se chegar ao custo marginal de geração.

Como já dito anteriormente, o NGC é regulado via PBR baseado em um *price cap* com revisões tarifárias periódicas. Essa forma de regulação, conhecida como “RPI-X”, essencialmente impõe um processo de correção das tarifas ou da receita com base na taxa de inflação menos o Fator X, que reflete os ganhos de produtividade esperados.

⁵¹ A palavra comercializador é utilizada no sentido amplo, o que inclui também as distribuidoras.

Sendo t o ano base e p_t o vetor das tarifas aplicáveis no ano base⁵². O “RPI” representa a variação do índice de preços do varejo no Reino Unido, que é similar ao Índice de Preços ao Consumidor nos EUA (CPI⁵³) e no Brasil (IPCA). Já o “X” é, genericamente um fator de produtividade (conhecido como Fator X), que é positivo quando se espera que a empresa seja mais eficiente no futuro ou negativo se uma queda de eficiência é esperada. O Fator X é calculado com base na performance passada e na projeção dos ganhos de produtividade⁵⁴.

Com a aplicação do Fator X, cria-se um incentivo para que as empresas reguladas gerenciem de forma mais eficiente seus recursos, já que parte desse ganho é retido pelas mesmas durante certo período.

Uma terceira variável, K, pode ser adicionada à equação para contabilizar os custos não-gerenciáveis (*pass through*), permitindo, por exemplo, que as transmissoras repassem diretamente para as tarifas variações de custos com encargos setoriais. Assim, as tarifas máximas para os próximos 12 meses (ano $t + 1$) seriam:

$$p_{t+1} = p_t \times (1 + RPI_t - X_t + K_t) \quad (20.)$$

O RPI-X emprega ciclos tarifários multi-anuais, tipicamente entre 3 e 5 anos no Reino Unido, assim como no Brasil. Isto permite que as empresas desfrutem dos ganhos com a redução de custos durante certo período de tempo, ou até o início do próximo ciclo tarifário. Ao final de cada ciclo tarifário, o regulador realiza um

⁵² As tarifas de transmissão aplicadas pelo NGC são baseadas nos custos marginais zonais (14 zonas do sistema de transmissão) mais uma tarifa fixa, pró-rata entre todos os usuários da rede.

⁵³ Do inglês *Consumer Price Index*

⁵⁴ No Brasil se utiliza uma metodologia de fluxo de caixa descontado (FCD) para se estimar os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica. Para transmissão de energia no Brasil não há aplicação de Fator X.

novo processo de revisão tarifária e determina novos *benchmarks*, tanto para as novas tarifas quanto para as projeções de ganhos futuros. É nesse momento que o regulador repassa os ganhos de produtividade obtidos para os consumidores finais.

O RPI-X tem sido um claro sucesso em termos de incentivo à eficiência econômica. No Reino Unido essa abordagem regulatória tem induzido reduções de custos superiores ao esperado. No entanto, o RPI-X possui algumas limitações;

- Dificuldades no cálculo do nível tarifário ideal para o início de um ciclo tarifário, assim como na projeção futura dos ganhos de produtividade;
- Possível saturação na recompensa pelos esforços de redução dos custos;
- Assimetria da informação.

3.3.2 Alterações Recentes da Regulação na União Européia (UE)

Nos últimos anos, a União Européia (UE) tem realizado um grande esforço no sentido da criação de um mercado único Europeu de eletricidade e gás. O dia 01 de julho de 2007 foi um marco nesse sentido, pois tornou 100% dos consumidores da UE elegíveis, ou seja, aptos a escolher o seu fornecedor de gás e eletricidade [42].

Recentemente, na direção do objetivo supracitado, a Comissão Européia publicou o terceiro pacote legislativo para o setor elétrico e de gás [43]. Dentre as medidas trazidas pelo pacote destacam-se as relativas à transmissão, já que um

dos grandes empecilhos à efetividade de um mercado de eletricidade comum europeu são as restrições de transmissão entre os países, causadas pela ausência de investimentos [44].

Talvez a medida mais importante do pacote tenha sido a diretiva para a desverticalização efetiva, separando-se a transmissão da geração e comercialização. Segundo o Parlamento Europeu, “a separação da propriedade dos ativos de transmissão é a ferramenta mais efetiva para promover os investimentos em infra-estrutura de uma forma não discriminatória, o livre acesso à rede para novos usuários e a transparência do mercado”.

Apesar de a Comissão Europeia ter focado o debate entre o modelo do ITSO (descrito no item 2.6.2) e um modelo que prega apenas a desverticalização legal e contábil (mantendo os acionista e, conseqüentemente os interesses), alguns especialistas vêm defendendo o modelo do ISO, e argumentando que sua eficiência é maior até mesmo se comparado ao modelo inglês, já que o segundo resulta em certos conflitos de interesse devido à operação e propriedade dos ativos pertencerem a uma mesma empresa [57].

3.4 Conclusões

Após a análise do sistema americano, observa-se uma necessidade de estabelecer FTRs que dêem incentivos no longo prazo, propiciando a realização de investimentos *merchant* em transmissão, o que não se tem efetivado dada a incerteza dos fluxos e congestionamentos futuros do sistema.

A não efetividade dos FTRs no contexto americano, aliada à ausência de incentivos trazida pela regulação por custo de serviço aplicada até 2005

causaram uma estagnação dos investimentos em transmissão, resultando em altos custos de congestionamento e uma menor competitividade entre os geradores, o que resultou em elevação dos preços da energia elétrica.

Com o EAct 2005 foi determinado ao FERC que procedesse a regulação por incentivo para atração de novos investimentos em transmissão, o que se entende ser positivo. O EAct também explicita, através de medidas específicas, a preferência pelas TransCos em detrimento das empresas verticalizadas tradicionais, por entender que a verticalização das atividades cria ineficiência e traz incentivos perversos para as empresas (em especial relativos ao poder de mercado).

Já no Reino Unido, apesar de um modelo de regulação por incentivo bastante efetivo e com excelentes resultados em relação à redução de custos, têm-se a propriedade dos ativos e a operação da rede pertencentes à mesma empresa, diferentemente dos EUA, onde a operação é delegada a um operador independente (ISO/RTO).

O recente pacote legislativo apresentado pela Comissão Europeia traz medidas para a efetivação de um mercado interno europeu de eletricidade. No bojo da proposta está a necessidade de separação da propriedade da transmissão e geração, buscando assim a atração dos investimentos, em especial na transmissão entre os países da UE. Debate-se ainda qual o modelo ideal, se o ISO ou o ITSO.

4 A TRANSMISSÃO NO BRASIL

4.1 Introdução

O presente capítulo tem como objetivo apresentar e discutir a regulação do serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil, enfocando mais especificamente a regulação econômica das concessões de instalações de transmissão de energia elétrica e as tarifas de uso pagas pelos usuários da rede.

São abordados inicialmente os aspectos de composição da Rede Básica, assim como as formas de outorga do serviço, já que no Brasil convivem empreendimentos de transmissão sob diferentes modelos de outorga e conseqüente regulação econômica.

O penúltimo item foca no processo de definição do nível tarifário, que dá origem à Receita Anual Permitida (RAP) e que, também, traz consigo mecanismos de incentivo à qualidade, especialmente através da Parcela Variável (PV). Por fim, detalha-se a forma em que a metodologia Nodal é aplicada hoje no Brasil, para que se estabeleça a estrutura tarifária da transmissão.

4.2 A Rede Básica

Como é detalhada mais adiante, a tarifa de transmissão baseia-se, entre outras coisas, na Receita Anual Permitida (RAP) das empresas de transmissão. Somente fazem jus à receita permitida dos serviços de transmissão, no entanto, aquelas instalações que compõem a Rede Básica. Os critérios para a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados estão presentes na Resolução ANEEL nº 433/2000. De acordo com essa resolução, integram a Rede Básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, com as seguintes exceções: (i) instalações de transmissão destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores; (ii) instalações de transmissão de interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de exportação ou importação de energia elétrica e; (iii) transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

A composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro para o ano de 1999 foi definida pela Resolução ANEEL nº 66/1999. A composição definida por esta resolução referia-se às instalações de transmissão em operação na data da sua publicação ou com previsão de operação até 31 de dezembro de 1999, e substituiu a composição da Rede Básica para os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul.

A Resolução ANEEL nº 166/2000 atualizou a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, incluindo as instalações de transmissão em operação até 31 de dezembro de 1999, e as instalações de transmissão não integrantes da Rede Básica. Desta maneira, foram estabelecidas claramente as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e outros equipamentos que compõem os ativos remuneráveis das empresas de transmissão ou das

unidades de negócio de transmissão das concessionárias (uma vez que a desverticalização empresarial ainda não é completa no setor).

Entretanto, nos anos que se passaram após a publicação da Resolução nº 433/2000, verificou-se que a rede reclassificada – subestações rebaixadoras⁵⁵ da Rede Básica – não foi expandida o suficiente para permitir a adequada prestação do serviço aos usuários, de modo que a Agência editou Resolução nº 067/2004 propondo uma nova forma de classificação das instalações de transmissão: as referidas subestações voltam a integrar a Rede Básica, ou seja, passam a ter sua expansão determinada pelo planejamento setorial e feita sob responsabilidade das concessionárias de transmissão.

Em decorrência do citado aprimoramento da regulamentação, surgiu a necessidade de se calcular a RAP das transmissoras para o ciclo 2004/2005 e, conseqüentemente, a compatibilização dos valores dos pagamentos Base – PB⁵⁶ dos Anexos dos Contratos de Prestação dos Serviços de Transmissão (CPST) com os valores destas receitas. Sendo assim, originaram-se as receitas e respectivas instalações, classificadas como Rede Básica – RB, Rede Básica Fronteira – RBF e Demais Instalações de Transmissão – DIT, citadas na Resolução nº 070/2004⁵⁷.

A Figura 7 apresenta o sistema de transmissão considerando o horizonte 2007-2009. Interessante observar que, por conectar bacias com diferentes regimes

⁵⁵ São subestações que possuem transformadores de potência, os quais alteram os níveis de tensão para entrega da energia para as empresas de distribuição.

⁵⁶ Parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP) da transmissora, associado à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma função transmissão.

⁵⁷ Estabeleceu as receitas anuais permitidas (2004/2005) para as concessionárias de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica, e das demais instalações de transmissão.

hidrológicos e com isso ter uma função de intercâmbio energético, o sistema de transmissão brasileiro tem um baixo nível de carregamento médio, da ordem de 30% (trinta por cento). O reflexo do baixo nível de carregamento médio é a intensificação da inadequação de receita resultante da aplicação das metodologias de tarifação apresentadas no item 2.3, o que requer a aplicação de um fator de ajuste que pode ser um fator aditivo fixo, fator multiplicador fixo, fator aditivo em função da confiabilidade, e fator aditivo em função da elasticidade (preços de Ramsey), sendo essa última a alternativa que resulta em um maior bem estar social [45].

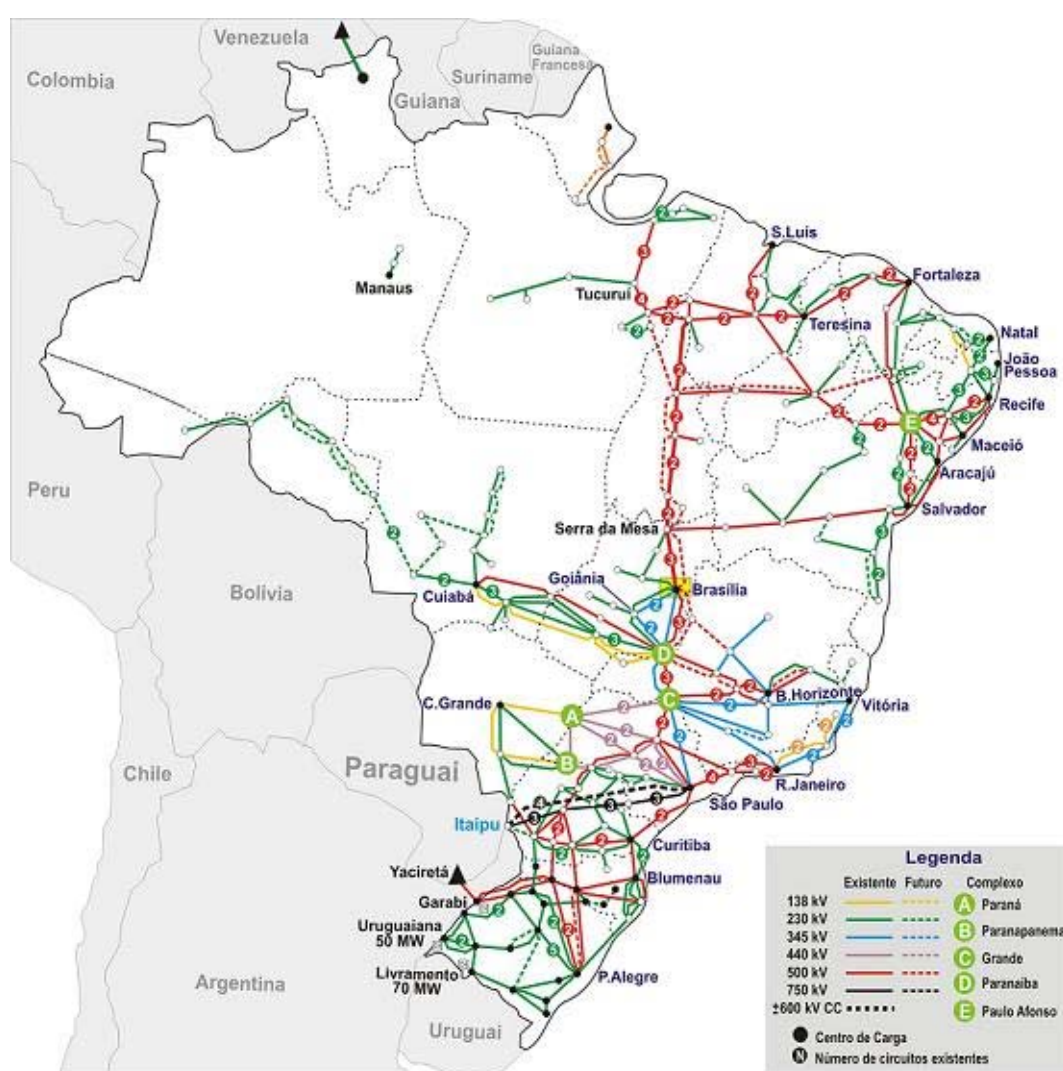


Figura 7 – Sistema de Transmissão 2007-2009 (fonte: ONS)

4.3 Outorga do Serviço

A outorga do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil, segundo o Artigo 21 da Constituição Federal, pode ser feita através de concessão, permissão ou autorização. No caso da transmissão no Brasil coexistem os institutos da concessão e da autorização.

A concessão foi outorgada às transmissoras estatais existentes na época do processo de reforma do setor, e hoje em dia é outorgada aos novos empreendimentos que são licitados. Contudo, quando a concessão já foi outorgada, as alterações necessárias para que seja garantido o princípio da continuidade do serviço serão autorizadas, demonstrando que o Poder Público reconhece a necessidade daquela melhoria e propiciará o ajuste na receita da concessão já existente.

A Tabela 3 relaciona os procedimentos com respeito ao tipo de instalação de transmissão, tendo em vista a implantação da mesma.

Tabela 3 – Regime de Outorga das Instalações de Transmissão

Instalação	Regime de Outorga
Nova instalação de transmissão da Rede Básica ⁵⁸	Concessão mediante processo de Leilão.
Ampliação das instalações da Rede Básica ⁵⁹	Concessão mediante processo de Leilão.
Reforço das instalações da Rede Básica ⁶⁰	Autorização à concessionária que já explora o serviço de transmissão mediante concessão.

⁵⁸ Exemplo: Linha de Transmissão Taquaruçu – Assis – Sumaré.

⁵⁹ Exemplo: Linha de Transmissão Norte-Sul II.

4.4 Nível Tarifário

O processo de regulação econômica pode ser estratificado em duas grandes etapas: a definição do nível tarifário e da estrutura tarifária, sendo o primeiro abordado no presente item. O estabelecimento do nível tarifário das instalações de transmissão difere de acordo com a condição na qual se encontra o ativo, as quais são:

- Instalações Licitadas (IL): ativos licitados através de leilões de menor receita requerida, e que constituem novas concessões de serviço público de transmissão;
- Rede Básica do Sistema Existente (RBSE): ativos com tensão de 230 kV e acima, de uso compartilhado por todos os agentes, definidos no anexo da Resolução nº 166/2000, e que compunham os contratos de concessão firmados em junho de 2001;
- Rede Básica Novas Instalações (RBNI): ativos instalados através de reforços e ampliações de menor porte nas instalações da RBSE, autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica.

A Figura 8 apresenta a participação de cada um dos três tipos de ativos na composição da RAP total do sistema para o período 2007/2008. Ressalta-se que

⁶⁰ Considerando o descrito na alínea (e) do art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo art. 6º do Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998, onde é definido que o reforço das instalações existentes são de responsabilidade da concessionária mediante autorização da ANEEL.

não foram consideradas as receitas de empreendimentos com previsão de entrada em operação no período.

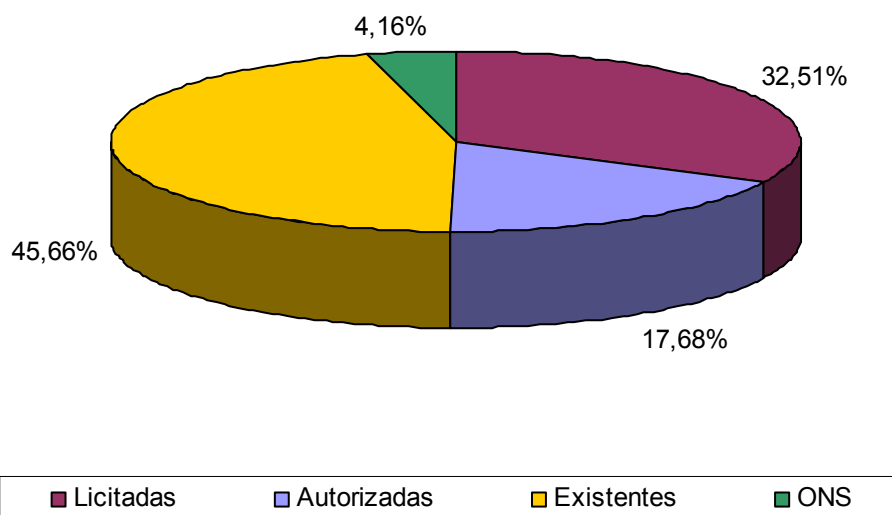


Figura 8 – Participação dos Ativos na RAP 2007/2008 (fonte: ANEEL)

4.4.1 Instalações Licitadas

As instalações licitadas (LIs) são ofertadas através de leilões promovidos pela ANEEL, com base em determinação do Ministério de Minas e Energia – MME e mediante publicação de Decreto Presidencial inserindo as obras no PND, como mencionado no item 2.4.2.

A ANEEL também define a receita máxima anual a ser auferida pelo proponente que vencer o leilão. Dessa forma, vence o certame o proponente que oferta o menor valor de RAP (maior deságio sobre a receita máxima) pela contratação do serviço de transmissão de um determinado lote.

A primeira rodada de ofertas é feita através da entrega de envelopes lacrados com as respectivas propostas financeiras. O processo se encerra na primeira fase se os demais valores ofertados forem, no mínimo, 5% (cinco por cento) superiores ao menor valor ofertado. Caso existam lances com diferenças inferiores aos 5%, os proponentes em questão partem para uma fase de lances sucessivos efetuados a viva-voz, até que se sagre um vencedor.

O modelo de expansão através de licitações vem funcionando bem. Na Figura 9 pode-se observar que a extensão de linhas licitadas foi bastante significativa, perfazendo mais de 21.000 km (vinte e um mil quilômetros) outorgados nos últimos nove anos, com aumento dos deságios a cada leilão.

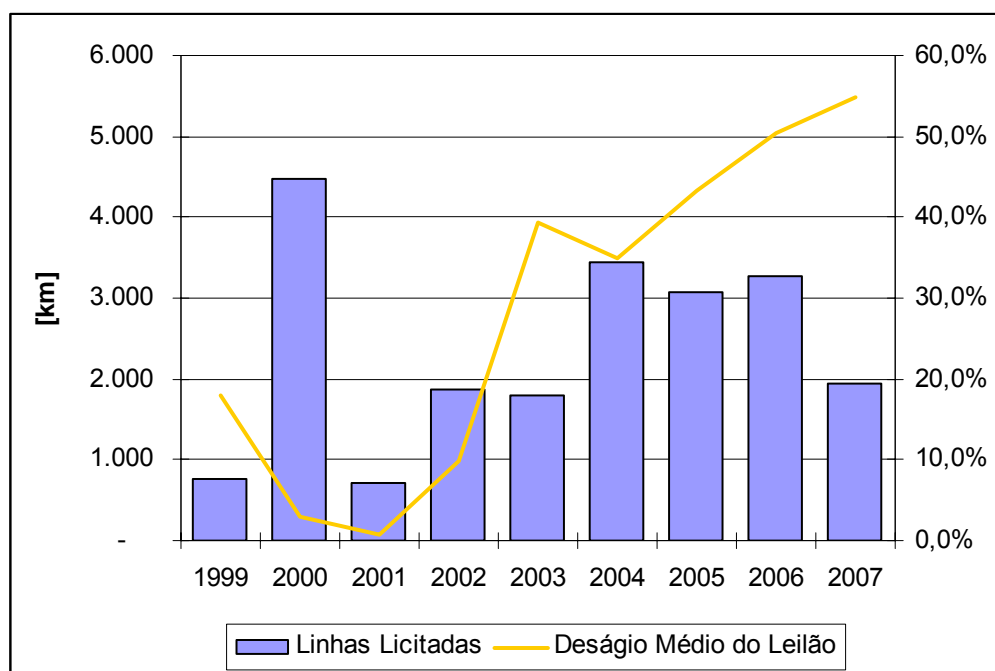


Figura 9 – Análise dos Leilões de Transmissão no Brasil (fonte: ANEEL)

As receitas permitidas são reajustadas anualmente, com vistas à correção monetária, pela aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Além disso, tem-se a aplicação de uma parcela de ajuste (PA) de modo a compensar excesso ou déficit de arrecadação do período anterior. Esse modelo de regulação por incentivos, onde a empresa não assume o risco de variação do

mercado, é conhecido como *Revenue Cap*⁶¹. No caso da transmissão, como já mencionado anteriormente, não há a aplicação do Fator X.

O modelo de *Revenue Cap*, em sua concepção original, prevê a realização de um processo de revisão da receita, geralmente de 5 em 5 anos, com vistas à definição de um novo equilíbrio econômico-financeiro. No entanto, como as LIs passam por um processo de leilão para a definição da receita inicial, o processo alcançaria a eficiência econômica.

A questão apresentada foi alvo de grandes discussões entre a ANEEL, MME e os agentes setoriais. Por fim, a ANEEL decidiu pela pertinência de se aplicar um processo de revisão periódica na receita dos empreendimentos de transmissão licitados a partir de 2006.

A cláusula de revisão tarifária constante nos contratos de concessão dos empreendimentos leiloados prevê apenas a revisão do custo de capital de terceiros através da aplicação da fórmula abaixo:

$$r_D = [\alpha \times (TJLP + s_1) + (1 - \alpha) \times (TRM + s_2)] \quad (21.)$$

Onde

TJLP: Média dos últimos 60 meses da Taxa de Juros de Longo Prazo deflacionada pelo IPCA, também calculado a partir da média dos últimos 60 meses;

TRM: Taxa indicativa das Notas do Tesouro Nacional do Tipo B – NTN -B, indexadas ao IPCA, com vencimento para cinco anos;

⁶¹ O *Revenue Cap* difere do *Price Cap* exatamente pelo fato do segundo modelo imputar a empresa regulada o risco de mercado.

α : Parâmetro estabelecido no contrato de concessão e mantido constante durante sua vigência;

s_1, s_2 : Prêmios adicionais de risco estabelecidos no contrato de concessão e mantidos constantes durante sua vigência.

Por fim, a ANEEL passou a publicar anualmente resolução específica para o estabelecimento da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados na definição da receita teto das licitações para contratação das concessões de transmissão, na modalidade de leilão. Os valores estabelecidos para os anos de 2007 e 2008 podem ser observados na Tabela abaixo:

Tabela 4 – Custo de Capital dos Ativos Licitados 2007 e 2008

Índice	Valor 2007	Valor 2008
WACC ⁶² real depois de Impostos	7,50%	7,05%

No caso das Lis, a regulação da qualidade está expressamente prevista no CPST, através de cláusula específica que dispõe sobre penalidades por indisponibilidade das instalações de transmissão. De acordo com essa cláusula, a Transmissora poderá ter sua receita anual reduzida de uma parcela variável (PV), deduzida mensalmente do Pagamento Base (PB)⁶³, de maneira a refletir a efetiva disponibilidade das instalações de transmissão.

A fórmula de cálculo da parcela variável é a seguinte:

$$PV = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \left(- \sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(- \sum_{i=1}^{NO} Ko_i \times DOD_i \right) \quad (22.)$$

⁶² Do inglês *Weighted Average Cost Of Capital*: Custo Médio Ponderado de Capital.

⁶³ Parcela mensal da receita anual permitida referente à Rede Básica da Transmissora e concernente à prestação de serviços de transmissão.

Onde:

DDP : Duração, em minutos, de cada desligamento programado;

DOD: duração, em minutos, de cada um dos outros desligamentos;

PB : Pagamento Base;

K_p : Fator para desligamentos programados ($= K_o/15$);

K_o : Fator para outros desligamentos de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator é reduzido para $K_o/15$ após o 301º minuto)⁶⁴;

NP : número de desligamentos programados ao longo do mês;

NO : número de outros desligamentos ao longo do mês; e

DD: número de dias do mês.

4.4.2 Instalações Existentes

As Instalações Existentes (RBSE) eram àquelas que formavam a malha de transmissão, na época do processo de assinatura dos contratos de concessão das empresas estatais que operavam tais ativos. Sendo assim, a ANEEL estabeleceu, através da Resolução nº 142/1999, os valores das receitas anuais permitidas, vinculadas a instalações de transmissão citadas. Esta resolução veio

⁶⁴ $K_o = 150$.

atender a necessidade de substituir os antigos contratos de suprimento de energia elétrica por contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, contratos de uso dos sistemas de transmissão e contratos de conexão.

Após a atualização da composição da Rede Básica instituída pela Resolução ANEEL nº 166/2000, houve a necessidade de reajustar as receitas permitidas de transmissão estabelecidas pela Resolução nº 142/99, o que foi feito através da Resolução ANEEL nº 167/2000.

Os contratos de concessão de transmissão das transmissoras existentes à época⁶⁵ foram então assinados no ano de 2001. Os mesmos contratos definem a correção da receita, referente à RBSE, através da aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM), e exime essa parcela da aplicação do mecanismo de revisão tarifária periódica, a chamada cláusula de “blindagem” da RBSE.

Como mencionado no item anterior, para as concessões de transmissão licitadas, a metodologia de desconto de uma Parcela Variável da receita de uma instalação associada à indisponibilidade está estabelecida nos respectivos CPST, de acordo com o edital de licitação. Já para as concessões não licitadas os respectivos CPST estabelecem alguns requisitos sobre a metodologia e remetem o assunto para regulamentação específica a ser emitida pela ANEEL.

A ANEEL regulamentou o assunto através da Resolução nº 270/2007. O documento estabelece que as instalações sejam consideradas indisponíveis sempre que estiverem fora de operação, em consequência de desligamentos programados e não programados e de atrasos na entrada em operação comercial do empreendimento. Para medir a eficiência do serviço prestado foram definidas metas por tipo de instalação para os indicadores Padrão de Duração de

⁶⁵ Tal grupo de transmissoras é formado hoje pelas seguintes empresas: Furnas, Chesf, Eletronorte, CTEEP, Eletrosul, Cemig, CEEE, Copel Transmissão, Celg, Castelo, Light, Afluente.

Desligamento e Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, além de outros requisitos de qualidade.

O descumprimento das metas estabelecidas resulta em redução do Pagamento Base, o qual será implementado por meio de descontos da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO). Para o cálculo da PVI aplica-se a mesma Equação (21.) constante no CPST das licitadas.

Em caso de atraso na entrada em operação do empreendimento, o desconto no Pagamento Base estará limitado a um período máximo de 90 dias. Outro ponto do regulamento diz respeito ao adicional à Receita Anual Permitida (RAP) que as concessionárias existentes terão caso a duração dos desligamentos não programados seja igual ou inferior às metas de desempenho estabelecidas.

4.4.3 Instalações Autorizadas

Os reforços e adequações nas instalações licitadas e, principalmente, na RBSE vêm sendo implementados pelas transmissoras através de autorizações específicas expedidas pela ANEEL. As RAP's associadas a esses reforços ficaram caracterizadas pela parcela denominada RBNI (Rede Básica Novas Instalações).

A receita de referência calculada pela ANEEL para os ativos a serem autorizados segue o mesmo rito daqueles que serão licitados. No entanto, como nesse caso não há o processo de leilão, o ativo é autorizado com base na receita de referência, sem sofrer qualquer deságio, o que configura uma ineficiência no

processo e cria incentivos para que as empresas estatais atuem junto ao governo para que certo empreendimento seja autorizado ao invés de ser leiloado⁶⁶.

Mesmo havendo o incentivo perverso supracitado, tem-se observado uma tendência do governo em, salvo os casos que caracterizem reforços no sistema, licitar os novos empreendimentos de transmissão. A Figura 10, que apresenta a entrada em operação dos empreendimentos licitados e autorizados, reflete a intensificação dessa tendência.

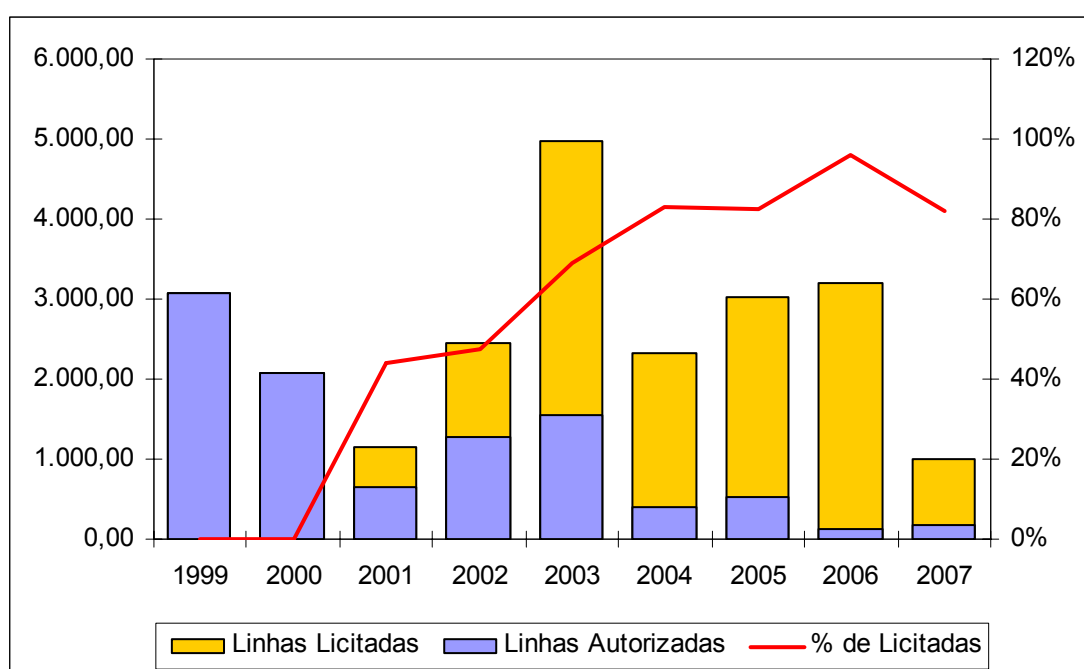


Figura 10 – Entrada de Empreendimentos em Operação (fonte: ANEEL)

Depois de autorizadas, as receitas referentes à RBNI são reajustadas anualmente pela aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM), passando pelo processo de revisão tarifária a cada quatro anos. A primeira revisão tarifária das transmissoras deveria ter sido aplicada para o período de julho/2005 a junho/2006. Por ausência de uma metodologia, a ANEEL acabou por

⁶⁶ A Resolução nº. 03/2008 do Conselho Nacional de Desestatização retirou duas linhas do PND, as quais iriam ser licitadas, mas que acabaram sendo autorizadas à ELETROSUL.

aplicar o processo apenas no ciclo que vai de julho/2007 a junho/2008. O resultado pode ser observado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultado da Primeira Revisão Tarifária das Transmissoras

Empresa	Participação das NI's	Índice (2007/2008)	Impacto (RBSE+RBNI)
Furnas	23,21%	-26,17%	-8,04%
Eletrosul	31,06%	-4,05%	-1,36%
Eletronorte	15,09%	-7,99%	-1,38%
CTEEP	6,81%	-26,15%	-2,53%
Copel T	25,05%	-15,08%	-4,50%
Chesf	16,66%	-8,12%	-1,55%
CESA	54,98%	-6,67%	-1,21%
Cemig T	9,36%	-24,58%	-3,17%
Celg T	3,55%	-22,19%	-1,08%
CEEE T	18,23%	-12,74%	-2,76%

O fato dos índices terem sido todos negativos, reflete, em parte, a captura da eficiência que não pode ser alcançada devido os empreendimentos não terem passado por um processo competitivo (leilão) para a definição da receita requerida. Outro fato que contribuiu para os índices foi a premissa, adotada pelo regulador, de que os custos administrativos já estão contemplados na receita da RBSE.

Antes de apresentar a metodologia de revisão da RBNI é necessário definir o conceito de melhorias e reformas, já que as melhorias são implementadas com o objetivo de manter o serviço adequado, e por isso não resultam em adicional imediato na RAP⁶⁷, e os reforços necessitam de autorização, e possuem uma contrapartida na RAP.

⁶⁷ No momento de avaliação da base de remuneração, durante o processo de revisão, tais ativos podem ser incorporados.

4.4.4 Processo de Revisão Tarifária

Como mencionado anteriormente, a RBSE está “blindada” e por isso não sofre revisão tarifária, enquanto as licitadas, apesar de passarem por um processo de revisão, o mesmo é bastante simples por se restringir a redefinição do custo de capital de terceiros. Dessa forma, o presente item foca o processo de revisão da RBNI, o qual possui um grau de complexidade considerável, resultando em um alto risco regulatório, que influi diretamente nas decisões do investidor.

O processo de revisão tarifária da RBNI está definido na Resolução nº. 257/2007. O índice de reposicionamento tarifário é definido como resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o próximo período e a Receita Vigente (em R\$) da concessionária no período anterior. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades, conforme apresentado abaixo:

$$RT = \left(\frac{RR - ROA}{RV} - 1 \right) \times 100\% \quad (23.)$$

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário;

RR: Receita Requerida, calculada na Revisão para o próximo período tarifário;

ROA: Receita de Outras Atividades;

RV: Receita Vigente, do período tarifário anterior.

A Receita Requerida (RR) ou Receita Anual Permitida (RAP) de uma determinada concessionária é dada pela composição da receita anual líquida, acrescida dos encargos e da parcela de ajuste, ou seja:

$$RAP = CAE + ENC + PA \quad (24.)$$

Onde:

CAE : Custo anual equivalente (receita líquida);

ENC : Parcela de encargos (PIS/COFINS, RGR, TFSEE, P&D);

PA : Parcela de ajuste.

Sendo assim, para a obtenção da Receita Requerida (RR) torna-se necessário o estabelecimento de dois processos: Cálculo dos Custos Operacionais e da Remuneração do Capital.

4.4.4.1 Custos Operacionais Eficientes

Segundo a metodologia estabelecida pela ANEEL, a determinação dos custos operacionais associados às novas instalações se dá a partir da avaliação dos custos de operação e manutenção (variáveis) associados a essas instalações

bem como o possível incremento nos custos administrativos⁶⁸ (fixos). A construção dos custos pode ser ilustrada pela figura abaixo:

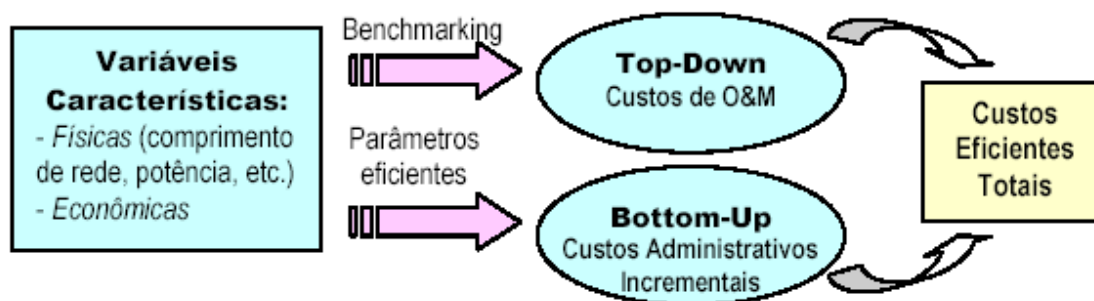


Figura 11 – Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais

Para os custos de operação e manutenção será utilizada a abordagem *Top-Down*, que parte dos custos realizados pela empresa nos últimos exercícios, anteriores ao novo período tarifário, eliminam-se todos aqueles custos que não correspondem ao negócio regulado e se efetua uma análise de eficiência histórica e comparativa com outras empresas. Adicionalmente, nos casos em que houver incremento nos custos administrativos em virtude de uma maior participação das NI's na base total de ativos da empresa, os mesmos deverão ser calculados a partir de parâmetros que reflitam custos eficientes.

⁶⁸ A consideração de um incremento nos custos administrativos está atrelada a uma participação significativa das NI's frente à RBSE.

4.4.4.2 Remuneração do Capital

Para a determinação da remuneração do capital devem ser considerados três itens: a) Estrutura de Capital; b) Taxa de Retorno do Capital Próprio e de Terceiros; c) Base de Remuneração.

Estrutura Ótima de Capital

A estrutura ótima de capital considera o ponto onde o benefício da alavancagem se equilibra com o risco de falência. No caso brasileiro, a ANEEL considera uma banda para a estrutura de capital, na qual se encontram as empresas existentes no extremo inferior de alavancagem e as novas licitadas no extremo superior.

Taxa de Retorno do Capital Próprio e de Terceiros

Para o cálculo do custo de capital, a ANEEL utiliza a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Assim, o método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \times r_P + \frac{D}{P+D} \times r_D \times (1-T) \quad (25.)$$

Onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

Com base na fórmula apresentada, a ANEEL calculou a taxa de retorno adequada para os serviços de transmissão de energia elétrica no Brasil, a qual foi aplicada no primeiro ciclo de revisão das transmissoras:

Tabela 6 – Custo de Capital dos Ativos Existentes

Índice	Valor
WACC ⁶⁹ real depois de Impostos	9,18%

Base de Remuneração

O conceito chave para avaliação da base de remuneração é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. São os investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de transmissão cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de referência” da ANEEL.

Quando da realização da revisão tarifária periódica, é avaliado o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. Para valoração desse conjunto de ativos é utilizada a metodologia do custo de reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado. Adicionalmente é realizada a verificação da aderência entre arquivos de controle patrimonial e de engenharia e a realidade física, como ilustrado na figura abaixo:

⁶⁹ Do inglês *Weighted Average Cost Of Capital*: Custo Médio Ponderado de Capital.

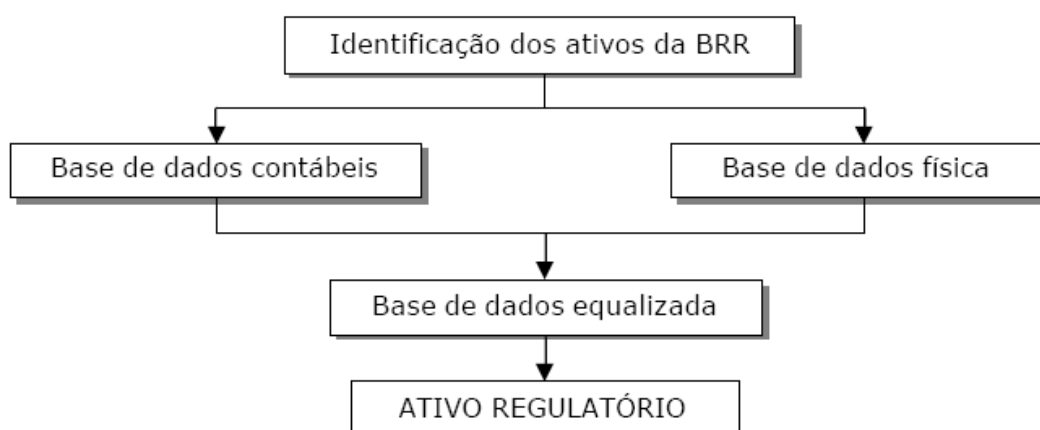


Figura 12 – Processo de Definição do Ativo Regulatório (fonte: ANEEL)

De forma a refletir na valoração da base de remuneração das novas instalações apenas os investimentos prudentes, a ANEEL considera as condições de compra e logística da concessionária, definindo-se o preço médio ponderado praticado pela mesma, comparando-o com os Custos de Referência, adotando-se uma faixa de tolerância, dentro da qual um equipamento ou unidade modular poderá ser aceito.

4.4.4.3 Receita de Outras Atividades

A Receita de Outras Atividades (*ROA*) a ser descontada da RAP para o cálculo do Reposicionamento Tarifário advém da aplicação de um critério de distribuição dos ganhos do prestador do serviço na exploração das atividades complementares ao serviço público regulado. A ANEEL considera três tipos de atividades: i) Compartilhamento de Infra-Estrutura; ii) Serviços de Consultoria; iii) Serviços de O&M de Linhas e Subestações. O detalhamento do critério não será abordado no presente trabalho.

4.5 Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária, segunda etapa da regulação econômica, visa definir um critério de rateio do nível tarifário pactuado, estabelecendo, para isto, as tarifas de uso do sistema de transmissão. No caso brasileiro a TUST é composta por duas parcelas: TUST Fronteira ($TUST_{FR}$), que remunera as DITs e os transformadores de 230kV para tensões inferiores, incidindo da forma de selo postal apenas nos usuários que estão conectados diretamente naqueles ativos e a TUST Rede Básica ($TUST_{RB}$), que remunera as instalações da Rede Básica, incidindo de forma locacional, com base na aplicação da metodologia nodal, cujos parâmetros estão estabelecidos na Resolução 117/2004.

A receita a ser alocada pela metodologia nodal inclui ativos dos três tipos citados anteriormente: Licitadas, Sistema Existente e Novas Instalações. E, apesar do ciclo tarifário se estender por quatro anos, a estrutura se altera anualmente, vigorando até o dia 30 de junho de cada ano, quando uma nova simulação do Programa Nodal⁷⁰ – baseada na RAP a ser arrecadada, configuração da rede, demanda e geração no período considerado – dá origem às novas TUSTs.

⁷⁰ O Programa Nodal é disponibilizado gratuitamente no site da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=94&idPerfil=2>.

4.5.1 Tarifa Nodal Não Ajustada – $TUST_{RB}$

No programa nodal existe uma diferenciação entre as tarifas para geração e para carga. Dentro da filosofia da tarifa locacional, existiria sempre uma simetria, ou seja, a tarifa para os geradores em um determinado barramento seria o simétrico do estabelecido para a carga. Assim para cada nó do sistema é definida uma tarifa para geração e outra para carga de acordo com as Eqs. (35.) e (36.).

O pagamento das tarifas também é diferenciado entre geradores e cargas. No caso da Resolução 282/99 ficou estabelecido que 50% da receita permitida para transmissão é paga pelos geradores e outros 50% pelos consumidores.

$$\pi_i^{g'} = \sum_{j=1}^{N_l} (\beta_{ji} \times c_j \times fp_j) \quad (26.)$$

$$\pi_i^{c'} = -\pi_i^{g'} = -\sum_{j=1}^{N_l} (\beta_{ji} \times c_j \times fp_j) \quad (27.)$$

Onde:

$\pi_i^{g'}$: $TUST_{RB}$ sem ajuste para geração na barra i ;

$\pi_i^{c'}$: $TUST_{RB}$ sem ajuste para carga na barra i ;

N_l : Número total de circuitos da Rede Básica;

β_{ji} : Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu na barra i ;

c_j : Custo unitário do circuito j ;

fp_j : Fator de ponderação sobre a utilização do circuito j .

O custo unitário do circuito é dado pela razão entre os custos individuais e a capacidade do circuito. Os custos individuais de cada ramo ou circuito são custos padrões e não são alterados freqüentemente. As capacidades dos circuitos são fornecidas a priori e dependem do limite térmico, ou do limite de estabilidade ou do limite de tensão. Caso venham a se adotar padrões menores para as capacidades dos circuitos, como por exemplo, o fluxo real do circuito, o sinal locacional se intensifica.

O fator de ponderação calculado conforme Eq (37.) pode variar entre 0 (zero) e 1 (um) como foi estabelecido pela Resolução 117/04 e tende a amortecer a intensidade do sinal locacional. Este fator foi criado para minimizar o problema das linhas de transmissão com baixo carregamento ou que servem de otimização energética, que, conceitualmente, deveriam ser pagas por todos os agentes, independente da localização.

$$fp_j = \begin{cases} 0; & r_j < r^{\min} \\ \frac{r_j - r^{\min}}{r^{\max} - r^{\min}}; & r^{\min} \leq r_j \leq r^{\max} \\ 1; & r_j > r^{\max} \end{cases} \quad (28.)$$

$$r_j = \frac{|f_j|}{cap_j} \quad (29.)$$

Onde:

r_j : Fator de Carregamento do circuito j ;

r^{\min} : Fator de carregamento mínimo;

r^{\max} : Fator de carregamento máximo;

f_j : Fluxo de Potência Ativa no circuito j ;

cap_j : Capacidade do circuito j .

4.5.2 Tarifa Nodal de Carga Ajustada – TUST_{RB}

Como mencionado anteriormente, o cálculo dos custos marginais apresentados nas equações (35.) e (36.) resultam em receita inferior à RAP, sendo necessária a adequação de receita. Assim, uma parcela adicional é calculada para satisfazer o requisito de receita:

$$\pi_i^c = \pi_i^{c'} + \Delta_c \quad (30.)$$

$$\Delta_c = \frac{RAP^C - \sum_{j=1}^{NB} (\pi_j^{c'} \times d_j)}{\sum_{j=1}^{NB} d_j} \quad (31.)$$

$$RAP^C = RAP \times (1 - P^G) \quad (32.)$$

Onde:

π_i^c : TUST_{RB} ajustada para carga na barra i ;

$\pi_i^{c'}$: TUST_{RB} sem ajuste para carga na barra i ;

Δ_c : Parcela de ajuste das tarifas nodais de carga;

RAP^C : Total dos encargos a serem pagos pelos consumidores;

NB : Número de barras;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j .

P^G : Parcela da RAP paga pelos geradores.

De acordo com a Eq. (39.), esta complementação é feita distribuindo a mesma parcela para todas as barras do sistema, caracterizando um rateio via selo postal, ou seja, uma parcela aditiva fixa, que reduz a intensidade do sinal locacional. Como descrito no item 4.2, existem várias formas de se realizar o ajuste, que poderiam ser avaliadas para o caso em questão, mas não fazem parte do objeto do presente trabalho.

4.5.3 Tarifa Nodal de Geração Ajustada – $TUST_{RB}$

Conforme a Resolução 281/99, a tarifa nodal de geração ajustada é calculada da mesma forma que foi mostrada para carga. Porém, a partir da Resolução 117/04, criou-se uma diferenciação no cálculo dessa tarifa ajustada para usinas novas e usinas existentes⁷¹.

As equações utilizadas no cálculo da tarifa nodal de geração da barra i , para as usinas novas ou que tenham sua capacidade instalada alterada em relação ao ciclo anterior, são as seguintes:

⁷¹ Alteração similar proposta para a TUST de novas usinas de geração foi estabelecida na Resolução 267/2007, mas não é considerada no presente trabalho.

$$\pi_i^g = \pi_i^{g'} + \Delta_g \quad (33.)$$

$$\Delta_g = \frac{RAP^G - \sum_{j=1}^{NB} (\pi_j^{g'} \times g_j)}{\sum_{j=1}^{NB} g_j} \quad (34.)$$

$$RAP^G = RAP \times P^G \quad (35.)$$

Onde:

π_i^g : TUST_{RB} ajustada para geração na barra i ;

$\pi_i^{g'}$: TUST_{RB} sem ajuste para geração na barra i ;

Δ_g : Parcela de ajuste das tarifas nodais de geração;

RAP^G : Total dos encargos a serem pagos pelos geradores;

NB = Número de barras;

g_j : Capacidade disponível na barra j no ciclo atual;

P^G : Parcela da RAP paga pelos geradores.

As usinas que não alteraram sua capacidade instalada em relação ao ciclo anterior, conforme a Resolução 117/04, terão sua tarifa do ciclo anterior mantida, e ajustada por um fator de atualização:

$$\pi_i^g = \pi_i^{g''} \times fator \quad (36.)$$

$$fator = \frac{RAP^G - \sum_{j=1}^{NB^N} (\pi_j^g \times g_j)}{\sum_{j=1}^{NB^E} (\pi_j^{g''} \times g_j)} \quad (37.)$$

Onde:

π_i^g : TUST_{RB} para geração na barra i;

$\pi_i^{g''}$: TUST_{RB} para geração na barra i, do ciclo tarifário anterior;

RAP^G : Total dos encargos a serem pagos pelos geradores;

g_j : Capacidade disponível na barra j;

NB^E : Numero de barras de usinas existentes sem alteração da capacidade instalada;

NB^N : Número de barras de usinas novas ou com alteração da capacidade instalada.

4.5.4 Tarifa de Centrais Geradoras – TUST_{RB}

O cálculo da tarifa para uma central geradora é feito através de uma média ponderada das tarifas por barra da usina:

$$\pi_i^U = \frac{\sum_{j=1}^{NBU_i} (\pi_j^g \times g_j)}{\sum_{j=1}^{NBU_i} g_j} \quad (38.)$$

Onde:

π_i^U : TUST_{RB} da usina i ;

π_j^g : TUST_{RB} para geração na barra j ;

NBU_i = Número de barras pertencentes à usina i ;

g_j : Demanda máxima contratada na barra j .

Portanto o encargo total de uso (ET^U) a ser pago pela usina i é dado conforme Eq (48.).

$$ET_i^U = \pi_i^U \times \sum_{j=1}^{NBU_i} g_j \quad (39.)$$

4.5.5 Tarifas das Distribuidoras – TUST_{RB}

Da mesma forma como é feito para as centrais geradoras, o cálculo da TUST_{RB} para distribuidoras é feito através da média ponderada das tarifas por barra utilizada pela distribuidora:

$$\pi_D^{RB} = \frac{\sum_{j=1}^{NBD_D} (\pi_j^c \times d_j \times pc_j^D)}{\sum_{j=1}^{NBD_D} (d_j \times pc_j^D)} \quad (40.)$$

Onde:

π_D^{RB} : TUST_{RB} média da distribuidora D;

π_j^c : TUST_{RB} para carga na barra i;

NBD_D : Número de barras da distribuidora D;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j;

pc_j^D : Percentual da carga devida à distribuidora D na barra j, quando a carga total nesta barra for compartilhada entre outras distribuidoras.

4.5.6 Cálculo da TUST_{FR}

As equações utilizadas no cálculo da TUST_{FR} da barra i são as seguintes:

1. Barras com carga, localizadas no lado de baixa de transformadores de fronteira:

$$\pi_{FR}^D = \frac{\left(\frac{RAP_j^{DIT}}{\sum_{m=1}^{NB_j^1} (d_m + g_m)} \right) \times \sum_{j=1}^{NB_j^1} (d_j \times pc_j^D \times G_j^D)}{\sum_{j=1}^{NB_j^1} (d_j \times pc_j^D)} \quad (41.)$$

2. Barras com cargas, localizadas em redes compartilhadas:

$$\pi_{FR_j}^D = \sum_{k=1}^{NF} \left[\frac{\left(\frac{RAP_j^{DIT}}{\sum_{m=1}^{NB_j^1} (d_m + g_m)} \right) \times \sum_{j=1}^{NB_j^1} (d_j \times pc_j^D \times G_j^D)}{\sum_{j=1}^{NB_j^1} (d_j \times pc_j^D)} \right] \quad (42.)$$

$$+ \left[\frac{\left(\frac{\sum_{k=1}^{NL} RAP_k^{DIT}}{\sum_{m=1}^{NB_j^2} (d_m + g_m)} \right) \times \sum_{m=1}^{NB_j^2} (d_m \times pc_m^D \times G_m^D)}{\sum_{m=1}^{NB_j^2} (d_m \times pc_m^D)} \right]$$

Onde:

$\pi_{FR_j}^D$: TUST_{FR} da distribuidora D na barra i ;

RAP_j^{DIT} : Receita anual atribuída a cada elemento DIT j ;

d_m : Demanda máxima na barra m ;

pc_m^D : Porcentagem de carga contratada pela distribuidora D na barra m ;

G_m^D : Capacidade de geração na barra m , na área da distribuidora D;

NB_j^1 : Número de barras com cargas em barras derivadas a partir do lado de baixa do transformador de fronteira j ;

NB_j^2 : Número de barras com cargas em barras derivadas a partir do lado de baixa do transformador de fronteira j , excluindo as cargas localizadas no lado de baixa dos transformadores de fronteira;

NF : Número de transformadores de fronteira associados à barra j ;

NL : Número de elementos da rede compartilhada, exceto os transformadores de fronteira.

4.5.7 Tarifas das Distribuidoras – $TUST_{FR}$

O cálculo da $TUST_{FR}$ média da distribuidora também é feito através de uma média ponderada das tarifas de fronteira por barra utilizada pela distribuidora:

$$\pi_D^{FR} = \frac{\sum_{j=1}^{NBD_D} (\pi_{FR_j}^D \times d_j \times pc_j^D)}{\sum_{j=1}^{NBD_D} (d_j \times pc_j^D)} \quad (43.)$$

Onde:

π_D^{FR} : TUST_{FR} média da distribuidora D;

$\pi_{FR_i}^D$: TUST_{FR} para a distribuidora D na barra i ;

NBD_D : Número de barras da distribuidora D;

d_j : Demanda máxima contratada na barra j .

4.6 Conclusões

O presente capítulo apresentou uma análise detalhada dos dois processos da regulação econômica da transmissão de energia elétrica no Brasil: A regulação do nível e da estrutura tarifária. Apesar de não se ter buscado realizar uma crítica profunda dos processos, é possível chegar a algumas conclusões relevantes na continuação da presente dissertação.

Primeiramente, o modelo de definição de receitas (para fins de autorização ou licitação) e de reposicionamento do nível tarifário ao final de cada ciclo, apesar de diferir no que diz respeito aos ativos autorizados e aos licitados, vem promovendo a atratividade de investimentos na expansão do sistema, e que, apesar de incorrer em riscos de sobreinvestimentos (devido ao fato do operador independente participar do planejamento), não é tão crítico, já que o custo transmissão tem uma baixa participação na tarifa do consumidor final.

Outro ponto que vale destaque é a aplicação de mecanismos que incentivam a manutenção e operação adequada dos ativos. Tal incentivo vem, principalmente, da Parcela Variável, que penaliza a RAP caso os índices de qualidade não sejam atingidos. Tal conceito é de fundamental importância para o presente trabalho, já

que demonstra não ser adequado expor o concessionário de transmissão ao risco da inadequação de receita, como é feito pelo NY-ISO, por exemplo.

Ressalta-se também que, uma proposta de criação de FTRs no Brasil não teria como preocupação a promoção da expansão da transmissão, sendo apenas um mecanismo de melhoria na alocação dos custos das interligações e um mecanismo de proteção que resultaria em maior competição entre os geradores e comercializadores.

Em relação à estrutura tarifária, apresentou-se o modelo atual materializado no Programa Nodal. Em relação à opção pela metodologia nodal, justifica-se pelas vantagens em relação às demais, como apresentado no capítulo 2. No entanto, apesar de não ter sido alvo do presente capítulo, algumas premissas na sua aplicação necessitam aperfeiçoamento, como analisado em [46], e que são explicitados no capítulo seguinte.

5 METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 Introdução

Considerando a eficácia do modelo atual de transmissão no Brasil no que tange à atração de investimentos para a implantação de novos empreendimentos e da definição do nível tarifário, seja nos processos de leilão ou nos mecanismos de revisão e reajuste tarifários, resta-se analisar as questões de alocação dos custos (estrutura tarifária) e o gerenciamento dos congestionamentos entre os submercados, já que os mesmos, como apresentado anteriormente, geram descolamentos entre os preços e criam um risco adicional à contratação entre submercados, como analisado em [10].

Como já analisado em [46], existem problemas na metodologia nodal aplicada hoje no Brasil, o que vem resultando na emissão de sinais econômicos inadequados para agentes de consumo e geração. Tais problemas podem ser classificados nos seguintes itens:

- Limite mínimo de zero e máximo de cem por cento para os fatores de ponderação dos carregamentos nas linhas de transmissão e transformadores do Sistema Interligado Nacional – SIN⁷²;

⁷² O que se pode verificar é que essa mudança resultou em uma melhoria do sinal locacional nos ramos onde os carregamentos estão baixos e uma piora para os ramos onde os carregamentos estão elevados. Esta sinalização está totalmente contrária ao que deveria ocorrer, pois é nos

- Despacho das usinas termelétricas e hidroelétricas de forma proporcional às capacidades instaladas das mesmas⁷³;

Como solução, em [46] apresenta-se uma proposta que, além de corrigir os dois problemas citados, propõe a regionalização da aplicação da metodologia nodal aplicando-a para cada um dos submercados. A mesma, apesar de melhorar consideravelmente os sinais econômicos, não apresenta uma tratativa definitiva para a alocação dos custos das interligações, como também não aborda o problema dos congestionamentos entre submercados e seus conseqüentes descolamentos de preços.

Por outro lado, em [47] é apresentada uma proposta de gerenciamento do congestionamento da transmissão para o sistema brasileiro, baseada em leilões de FTRs, e considerando a existência do MRE. Assim, cria-se um mecanismo de gerenciamento do risco de contratação entre submercados, e cuja receita gerada com os leilões pode ser utilizada para remunerar as interligações entre submercados.

Sendo assim, a metodologia aqui proposta visa apresentar uma solução conjunta de alocação dos custos de transmissão internos aos submercados e de alocação dos custos de interligação que proporciona também uma ferramenta de gestão dos congestionamentos entre submercados. Parte-se das propostas apresentadas em [46] e [47], promovendo alterações nas mesmas para que possam ser aplicadas concomitantemente.

elementos com carregamentos altos onde deveria estar o sinal mais forte visto que são estes carregamentos que sinalizam para uma expansão da rede.

⁷³ O despacho proporcional não reflete a realidade da operação do sistema, não atende ao critério de disponibilidade de capacidade e não atende ao aspecto de uso médio dos ativos pelos agentes. Um exemplo clássico do problema é o submercado Nordeste, no qual as tarifas de carga são inferiores às de geração, apesar da região ser importadora.

Além disso, o trabalho aqui apresentado parte da premissa de que existe um *trade-off* entre arcar com os custos gerados pelos congestionamentos e realizar novos investimentos na expansão do sistema, sendo o ponto ótimo estabelecido pelo planejador, já que no Brasil, como citado anteriormente, o planejamento é realizado de forma centralizada, além de não haver possibilidade de se realizar investimentos *merchant* na transmissão⁷⁴. Com isso, o mecanismo proposto permite que a Receita Anual Permitida (RAP) – reflexo dos investimentos realizados na rede de transmissão – absorva o saldo positivo ou negativo do Excedente Financeiro (*surplus*)⁷⁵ após a remuneração dos FTRs e das receitas com a venda dos mesmos – reflexos das diferenças de preços causadas pelos congestionamentos.

Ressalta-se que, como explicitado na experiência internacional, existe uma grande preocupação de que os FTRs cumpram a função de promover a expansão da transmissão e/ou sejam capazes de incentivar os proprietários dos ativos existentes a melhorar sua performance. No caso brasileiro, a regulação econômica do nível tarifário (seja ao longo da concessão ou no estabelecimento do teto para o leilão), somada à regulação técnica (em especial a Parcela Variável já citada anteriormente), já cumprem esse papel.

Dessa forma, o resultado da proposta dessa dissertação é um mecanismo de alocação dos custos de transmissão mais eficiente, somado ao estabelecimento de um mecanismo de *hedge* que permite uma maior competição dos geradores, e uma maximização do valor da capacidade de transmissão das interligações.

⁷⁴ Como citado anteriormente nessa dissertação, novos investimentos são autorizados às empresas existentes ou concedidos através de leilões, sempre com base no planejamento.

⁷⁵ O detalhamento do cálculo e da alocação atual do Excedente Financeiro encontra-se no Módulo 5 das Regras de Contabilização da CCEE.

5.2 Metodologia de Cálculo da Tarifa de Transmissão

A Receita Anual Permitida (RAP) representa a soma das receitas permitidas de cada um dos submercados (RP_N), acrescida das receitas relativas às linhas de interligação ($RP_{LI(N-N')}$).

$$RAP = \sum RP_N + \sum RP_{LI(N-N')} \quad (44.)$$

Primeiramente, com intuito de desmembrar as parcelas da RAP a ser alocada para cada um dos submercados e para as interligações, calculam-se as receitas referentes aos ativos em cada submercado e nas interligações:

$$RP'_N = \sum_{l \in \Omega_N} C_l \quad (45.)$$

$$RP'_{LI(N-N')} = \sum_{l \in \Omega_{LI(N-N')}} C_l \quad (46.)$$

Onde:

C_l : custo do circuito l ;

Ω_N : conjunto dos circuitos pertencentes ao submercado N ;

$\Omega_{LI(N-N')}$: conjunto das interligações entre os submercados N e N' .

Assim, aplica-se a proporcionalidade obtida em termos de ativos à RAP , obtendo assim a parcela da receita total referente a cada submercado e às interligações:

$$RP_N = RAP \times \frac{RP'_N}{\sum RP'_N + \sum RP'_{LI(N-N')}} \quad (47.)$$

$$RP_{LI(N-N')} = Fef_{N-N'}^j \times \left(RAP \times \frac{RP'_{LI(N-N')}}{\sum RP'_N + \sum RP'_{LI(N-N')}} \right) \quad (48.)$$

Onde $Fef_{N-N'}^j$ é o Fator de Ajuste do Excedente Financeiro, que representa a inadequação de receita do processo de alocação dos FTRs que será descrito, a posteriori. O cálculo do Fator de Ajuste se dá com a aplicação da equação abaixo:

$$Fef_{N-N'}^j = \frac{\left(RAP \times \frac{RP'_{LI(N-N')}}{\sum RP'_N + \sum RP'_{LI(N-N')}} \right) - \sum INR_{N-N'}^j - \sum RV_{N-N'}^j}{\left(RAP \times \frac{RP'_{LI(N-N')}}{\sum RP'_N + \sum RP'_{LI(N-N')}} \right)} \quad (49.)$$

Onde:

$\sum INR_{N-N'}^j$: Somatório dos valores de Inadequação de Receita entre os submercados N e N' , resultante do processo de liquidação dos FTRs, para os j períodos de comercialização dos últimos 12 meses que antecedem a data de estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);

$\sum RV_{N-N'}^j$: Somatório dos valores arrecadados com a venda dos FTRs entre os submercados N e N' , para os j períodos de comercialização dos últimos 12 meses que antecedem a data de estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Observa-se que a inadequação de receita é distribuída de forma proporcional à RAP associada a cada interligação. O critério, apesar de sabidamente arbitrário, foi a solução encontrada frente à dificuldade de se relacionar montantes de inadequação de transações financeiras com os ativos físicos das interligações.

Com isso, o que resulta de receita para as interligações – que pode ser inclusive negativo se ocorrer significativo excedente de receita com a venda dos FTRs e seus respectivos pagamentos e recebimentos – deve então ser alocados nos submercados, através dos ajustes que, no caso do sistema brasileiro com as interligações apresentadas na Figura 13, passa a ser:

$$RP_S (ajustada) = RP_S + RP_{LI(S-SE)} \times \frac{RP_S}{RP_S + RP_{SE}} \quad (50.)$$

$$RP_{SE} (ajustada) = RP_{SE} + RP_{LI(S-SE)} \times \frac{RP_{SE}}{RP_{SE} + RP_S} + \\ + RP_{LI(N-SE)} \times \frac{RP_{SE}}{RP_{SE} + RP_N} + RP_{LI(NE-SE)} \times \frac{RP_{SE}}{RP_{SE} + RP_{NE}} \quad (51.)$$

$$RP_N (ajustada) = RP_N + RP_{LI(N-SE)} \times \frac{RP_N}{RP_N + RP_{SE}} + \\ + RP_{LI(N-NE)} \times \frac{RP_N}{RP_N + RP_{NE}} \quad (52.)$$

$$RP_{NE} (ajustada) = RP_{NE} + RP_{LI(NE-SE)} \times \frac{RP_{NE}}{RP_{NE} + RP_{SE}} + \\ + RP_{LI(N-NE)} \times \frac{RP_{NE}}{RP_{NE} + RP_N} \quad (53.)$$

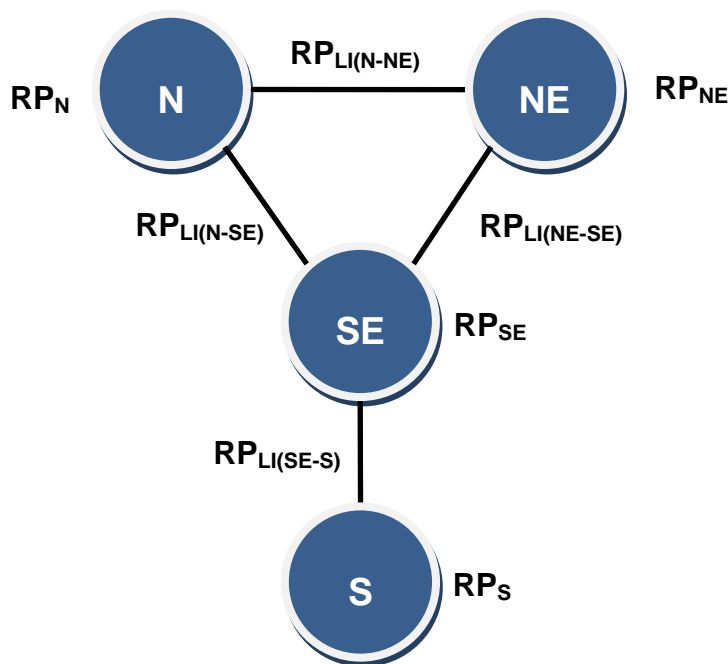


Figura 13 – Sistema elétrico brasileiro dividido em quatro submercados

A partir da segregação da receita aqui apresentada, parte-se a aplicação integral da metodologia proposta em [46] que, basicamente, propõe três alterações na metodologia atualmente empregada e descrita no capítulo anterior:

- Segregação do cálculo por submercado, através da consideração das interligações como barras de geração ou de carga quando o submercado for importador ou exportador, respectivamente. Para isso zeram-se os custos das interligações e dos circuitos dos demais submercados⁷⁶;
- Consideração dos fatores de ponderação de todos os circuitos iguais a um. Assim, todas as linhas contribuem com sinal locacional máximo independente do seu carregamento.

⁷⁶ Este procedimento é similar ao que é hoje utilizado para uma geração fora da rede básica. É calculada uma tarifa de uso da rede básica zerando os custos dos circuitos não pertencentes a esta rede. Entretanto, é calculada uma tarifa para a barra do gerador fora da rede básica.

- Consideração do despacho real das centrais geradoras e não proporcional às capacidades instaladas como na metodologia atual⁷⁷. Tal medida, além de ser mais realista, permite que o somatório dos fluxos que entram e saem de um submercado seja diferente de zero, permitindo uma melhor identificação dos submercados importadores e exportadores.

5.3 Metodologia de Gerenciamento do Congestionamento

A proposta apresentada para o gerenciamento do congestionamento entre os submercados se utiliza de Contratos de Congestionamento da Transmissão (FTRs), já descritos no item 2.5.3. Adaptando a fórmula (15.) para o sistema brasileiro, a receita ($R_FTR_{N-N'}$) obtida por um proprietário de FTR entre submercados seria:

$$R_FTR_{N-N'}^j = Q_{N-N'}^j \times h \times (PLD_{N'}^j - PLD_N^j) \quad (54.)$$

Onde:

$Q_{N-N'}$: Quantidade contratada no FTR, para o período de comercialização j , entre os submercados N e N' (MW);

⁷⁷ Como o cálculo da TUST se baseia na configuração do PAR do mês anterior ao mês de cálculo (usualmente junho), propõe-se a utilização do despacho e demanda reais, considerados pelo mesmo, no patamar de carga pesada.

h : número de horas de vigência do período de comercialização j ;

PLD_{N^r} : Preço de Liquidação das Diferenças do submercado de retirada (consumo) no período de comercialização j (R\$/MWh);

PLD_N : Preço de Liquidação das Diferenças do submercado de injeção (geração) no período de comercialização j (R\$/MWh).

Com a realização de leilões para aquisição de FTRs entre os submercados no Brasil, cria-se um mecanismo de gestão dos congestionamentos nas interligações, incentivando assim as contratações entre submercados, com o conseqüente aumento da competição entre os agentes vendedores e eliminando alguns monopólios de fato, como acontece nos submercados Norte e Nordeste do país.

Dentro deste contexto, propõe-se nesse trabalho um mecanismo que, seguindo o já estabelecido na legislação atual, defina uma etapa de alocação automática e sem custos de FTRs para os agentes do MRE e outros que também possuam direitos de alívio de exposição e uma segunda etapa, onde a capacidade remanescente é leiloadada de forma competitiva. Como já mencionado, toma-se como base o proposto em [47], mas com substanciais alterações.

Ressalta-se o fato de que a presente proposta de contratos de direitos de transmissão não visa promover qualquer expansão da transmissão, já que se considera essa questão atendida pelo modelo brasileiro. Assim, não existe a preocupação em se prover FTRs de longo prazo.

5.3.1 Aplicação do Excedente Financeiro

Como mencionado no item 5.1, as Regras de Comercialização estabelecem os critérios para o cálculo e alocação do Excedente Financeiro (EF). Na referida regra são definidas as transações que possuem direito de alívio de exposições [49]:

- Realocações de Energia Asseguradas no MRE;
- Agente Comercializador da Energia de Itaipu relativamente às quotas partes de Itaipu comercializadas no Submercado Sul;
- Os direitos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993, ou em concessões outorgadas até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou prorrogadas com base no art. 20º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; e
- Contratos do PROINFA.

Se o EF total for insuficiente para cobrir as exposições negativas, o alívio é proporcional às exposições de cada gerador, o que deixa exposições residuais para cada participante do rateio. As exposições residuais dos geradores que participam do MRE são então rateadas entre eles, na proporção de suas Energias Asseguradas mensais, para que ninguém fique com exposição residual incompatível com seu porte (ou seja, faz-se o rateio do prejuízo).

Se o EF total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Se ainda assim restar recursos, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições do mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este passo, ela é utilizada para aliviar despesas dos perfis de consumo dos

Agentes com encargos de serviços de sistema (ESS). E finalmente, se ainda sobrar excedente após o alívio dos ESS, este deverá ser usado para compensação das exposições negativas residuais e de ESS dos 12 meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês 'm-12' ao mês 'm-2', finalizando com pagamento de ESS do mês 'm-1' e, ainda restando saldo positivo, este deverá ser utilizado para formação de fundo de reserva para redução dos ESS de meses futuros.

A proposta do presente trabalho, assim como o proposto em [47], visa criar a possibilidade de se realizar uma proteção contra as exposições provenientes de diferenças de preços entre submercados, criando um mecanismo competitivo (leilão) através do qual os agentes interessados disputam os montantes factíveis de direitos de transmissão. Para isso, definem-se duas fases distintas de operacionalização do mesmo:

- Fase I: Estima-se os montantes de FTRs que serão necessários, no período de comercialização em questão, para realizar o alívio de exposições das usinas citadas anteriormente (MRE, direitos especiais, autoprodução, PROINFA e Itaipu) e aloca-se os contratos sem ônus para as mesmas⁷⁸;
- Fase II: Realiza-se leilões para oferta de FTRs para o período de comercialização em questão, respeitando as capacidades já comprometidas na Fase I;

⁷⁸ Ao se estipular quais contratos possuem o direito à alocação do Excedente Financeiro se procurou mitigar os riscos não controláveis dos Agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, minimizar riscos adicionais aos Agentes com contratos pré-existentes devido à criação de Submercados com o advento da CCEE. Destes Agentes, aqueles que se beneficiarem da diferença de preços entre submercados, ou seja, que tiverem uma exposição positiva relativa ao preço, deverão abrir mão desses benefícios, que serão somados ao Excedente Financeiro normal [49].

5.3.2 Definição das Capacidades Máximas das Interligações

Antes de se estabelecer as regras para alocação e leilão dos FTRs, é necessário que se defina as capacidades máximas de cada interligação. Para isso, propõe-se nessa dissertação utilizar os limites utilizados no Programa Mensal de Operação – PMO, constantes o “deck” de entrada de dados do sistema NEWAVE, o qual gera a função de custo futuro a ser considerada no sistema DECOMP. Este por sua vez, define o despacho ótimo do sistema e, com algumas adaptações, gera o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Algumas adaptações são necessárias para se obter os limites citados, as quais estão detalhadas no ANEXO III. De posse dos limites máximos das interligações, pode-se então estabelecer regras de alocação para cada uma das fases, respeitando as restrições estabelecidas por esses limites.

Vale ressaltar que, apesar de tal medida constituir-se em um Teste de Viabilidade Simultânea Preliminar⁷⁹ (TVSP), visando à máxima relação entre a realidade física e o ambiente comercial, não há garantia total de adequação de receita, como é mostrado mais adiante.

⁷⁹ O critério para a definição dos limites de interligação pelo ONS são baseados em estudos de fluxo de potência, considerando o critério de confiabilidade “N-1”.

5.3.3 Alocação de FTRs – Fase I

Como mencionado anteriormente, a Fase I tem o objetivo alocar, sem ônus, os FTRs para os agentes com contratos pré-existentes à época de criação dos submercados. Para isso, são necessárias as seguintes informações:

- A simulação da operação eletro-energética para o período de comercialização obtida através do PMO;
- Os contratos de venda de Itaipu no Sul, definidos em resolução específica da ANEEL, que publica as cotas referentes a cada uma das distribuidoras que compram essa energia;
- As energias asseguradas sazonalizadas fornecidas pelos agentes do MRE à CCEE;
- A alocação da energia de autoprodução, dos contratos dos concessionários com direitos especiais e das usinas do PROINFA;

Após a consideração destes contratos, a CCEE aloca os FTRs necessários para evitar o risco de exposição financeira desses agentes.

Para fins do presente trabalho, considerando o baixo volume de transações líquidas entre submercados do PROINFA, são contempladas na presente etapa apenas as transações no MRE, de Itaipu e das usinas com direitos especiais, com base em algumas premissas. Sendo assim, as capacidades comprometidas com essa etapa, são resultantes das diferenças entre a energia alocada e a gerada em cada submercado, no caso do MRE, dos montantes de Itaipu destinados às distribuidoras no Sul, e dos contratos bilaterais das usinas com direitos especiais.

Dessa forma, para cada interligação, e em cada um dos períodos de comercialização, as capacidades alocadas nos FTRs da Fase I ($T_I - A_{N-N'}^j$) podem ser assim representadas:

$$T_I - A_{N-N'}^j = \max\left(0; \left(T_I - MRE_{N-N'}^j + \sum T_I - ITAIPU_{N-N'}^j + \sum T_I - DESP_{N-N'}^j\right)\right) \quad (55.)$$

Onde:

$T_I - MRE_{N-N'}^j$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida com as transferências de energia do MRE (MW);

$\sum T_I - ITAIPU_{N-N'}^j$: capacidade comprometida com os contratos entre Itaipu e as distribuidoras, tendo como ponto de injeção o submercado N e retirada o submercado N' (MW)⁸⁰;

$\sum T_I - DESP_{N-N'}^j$: capacidade comprometida com os contratos das usinas com direitos especiais, tendo como ponto de injeção o submercado N e retirada o submercado N' (MW).

Como o objetivo da presente proposta é garantir que os agentes mencionados estejam completamente protegidos e, devido à alocação da Fase I se basear em uma previsão da operação, faz-se um ajuste *ex-post* nos FTRs alocados para os agentes do MRE⁸¹ de forma a evitar qualquer ganho ou prejuízo econômico. Tal ajuste é detalhado no item 5.3.5.

⁸⁰ Na prática, esse somatório será diferente de zero apenas quando se tratar da interligação entre os submercados Sul e Sudeste.

⁸¹ Tal ajuste não é necessário para os demais agentes contemplados na Fase 1, já que os montantes cobertos pelo FTR não se altera *ex-post*, ao contrário das transações do MRE que podem ocorrer de forma distinta da programação da operação.

Ressalta-se que na Fase I não há preocupação com a viabilidade simultânea dos FTRs alocados. Isso se dá por dois motivos: primeiro que, na prática, dificilmente a capacidade alocada nessa fase irá superar os fluxos máximos estabelecidos no TVSP; segundo que, seguindo a premissa de fornecer um “*hedge* perfeito” para os agentes envolvidos nessa fase, qualquer inadequação de receita proveniente irá compor o montante a ser somado ou subtraído da RAP das interligações através do fator ($Fef_{N-N'}^j$) estabelecido na Eq. (59.).

5.3.4 Leilão de FTRs – Fase II

Encerrada a alocação de FTRs proposta na Fase I, a CCEE pode então submeter as capacidades remanescentes ao processo de leilão, cuja a função objetivo é maximizar a arrecadação com a venda dos contratos⁸². No entanto, antes que se execute o leilão é necessário que se defina os produtos que serão leiloados, etapa a ser realizada com muita cautela já que uma definição equivocada dos produtos pode resultar no insucesso do certame [53].

Um FTR pode possuir diversas especificações. No entanto, as mais comuns são: ponto de injeção e retirada, o período de comercialização e o montante em MW. Considerando o objetivo da presente proposta de prover um instrumento de proteção contra o descolamento de preços entre os submercados, os períodos e

⁸² A utilização de leilões competitivos para outorga de FTRs foi introduzida inicialmente no estado de Nova Iorque (NYISO) em 1999, e hoje está sendo praticada nos EUA no PJM, NY-ISO, ISO-NE e CAISO, cada um com suas particularidades.

pontos de injeção e retirada devem estar alinhados com os considerados para a formação do PLD. Com isso em mente, e, considerando a importância das variações hidrológicas e de carga ao longo do ano, procedeu-se a uma análise mais detalhada no ANEXO IV para a definição dos produtos.

Sendo assim, os seguintes produtos seriam disponibilizados:

Tabela 7 – Produtos para Leilão

Injeção – Retirada / Retirada - Injeção	Período
S – SE/CO	Mensal
SE/CO – N	Mensal
SE/CO – NE	Mensal
N – NE	Mensal

A metodologia aqui proposta, apesar de ser apresentada para leilões mensais, com produtos com a duração de um mês, poderia ser automaticamente estendida para leilões de mais longo prazo com produtos de maior duração⁸³. No entanto, como a realidade brasileira atual não permite uma grande previsibilidade em relação à operação, leilões de mais longo prazo podem resultar em grandes

⁸³ No ISO-NE, por exemplo, 50% da capacidade é leiloadada em base anual, enquanto o restante em leilões de mais curto prazo. Já o leilão anual do PJM possui 4 etapas, sendo leiloadado 25% da capacidade em cada uma delas. A utilização de etapas está se tornando cada vez mais comum, fazendo com que o leilão seja mais flexível e competitivo, e dando a oportunidade aos vencedores e perdedores de rever suas ofertas com base no resultado de uma etapa.

inadequações de receita. Para reduzir tal problema, é recomendável que, paralelamente aos leilões de FTR de mais longo prazo, sejam estabelecidas métricas e mecanismos de incentivos para operação, como em prática na Inglaterra [23], por exemplo.

A realização de leilões anuais que comprometam apenas parte da capacidade, como é o caso do ISO-NE, pode minimizar significativamente o problema levantado. Apesar de não ter sido testada essa possibilidade no presente trabalho, recomenda-se fortemente uma implementação que considere tal possibilidade.

Assim, para cada um dos produtos definidos é realizado um leilão independente, como recomendado em [48]. Todos os produtos são FTRs do tipo obrigação, considerando as vantagens que possuem em relação aos do tipo opção⁸⁴.

Vale ressaltar que, no caso de um agente que deseja obter um FTR entre o submercado Sul e Norte, por exemplo, é necessário, para uma proteção integral, que o agente adquira dois produtos: S – SE/CO e SE/CO – N. Isso se deve ao fato de ter-se adotado aqui um leilão de produto único, por questões de simplicidade. No entanto, é possível, como bastante recomendável, a adoção de um mecanismo de leilão combinatório [52], que permita o recebimento de solicitações por pacotes, contendo mais de um dos produtos acima⁸⁵.

Além dos produtos, é necessário que se estabeleça a oferta disponível para a Fase II ($T_{II} - TOT_{N-N'}^j$). Para isso, descontam-se da capacidade máxima estabelecida no TVSP (item 5.3.2) os montantes alocados na Fase I:

⁸⁴ A adoção de FTRs do tipo obrigação permite a realização da Compensação de Fluxos, descrita mais adiante.

⁸⁵ Em uma pesquisa inicial o modelo de leilão do tipo *clock-proxy* pareceu ser o ideal para o presente caso (*The Clock-Proxy Auction: A Practical Combinatorial Auction Design*, Capítulo 5 da referência [52]).

$$T_{II_TOT_{N-N'}^j} = \max(0, (T_{N-N'}^j - T_{I_A_{N-N'}^j})) \quad (56.)$$

Onde:

$T_{N-N'}^j$: capacidade de transmissão máxima, obtida no TVSP, da interligação entre o ponto de injeção N e retirada N' , no período de comercialização j (MW);

$T_{I_A_{N-N'}^j}$: capacidade alocada nos FTRs da Fase I, para o período de comercialização j , entre o ponto de injeção N e retirada N' (MW).

A utilização da função “máximo” visa garantir que, caso os FTRs da primeira fase excedam o limite do TVSP, nenhuma capacidade é leiloada na Fase II ($T_{I_TOT_{N-N'}^j} = 0$).

Assim, estabelecidos os produtos a serem leiloados e suas respectivas quantidades, a CCEE dá publicidade ao certame, e os agentes interessados podem então submeter suas solicitações contendo os pontos de injeção e retirada, patamar de carga, capacidade requerida e o preço que estão dispostos a pagar pelo FTR.

Após o envio das solicitações, parte-se então para a etapa de Compensação de Fluxos. Nessa etapa, para cada um dos produtos, compensam-se os fluxos equivalentes das solicitações de intercâmbios com sentidos contrários.

Por exemplo, a solicitação para compra de um contrato financeiro que requer transferir 100MW do submercado Sul para o Sudeste pode ser compensada totalmente por uma solicitação que requer transferir 120MW do submercado Sudeste para o Sul. Neste caso, a capacidade de transmissão predominante entre as solicitações para compra de FTRs é de 120MW do Sudeste para o Sul e os 100MW solicitados do Sul para o Sudeste é o contra-fluxo. Ao compensar o contra-fluxo Sul-Sudeste, o mecanismo aprova 100MW em cada um dos dois sentidos e resta apenas uma solicitação para transferir 20MW do submercado

Sudeste para o Sul que será encaminhada para participação no processo de leilão⁸⁶.

O mecanismo para aprovação das solicitações vencedoras da etapa de Compensação de Fluxos é definido matematicamente de acordo com o seguinte problema:

$$\begin{aligned} & \text{Se} \\ & \sum Q_{N-N'}^j \geq \sum Q_{N'-N}^j \end{aligned} \quad (57.)$$

$$\begin{aligned} & \text{Então:} \\ & T_{II} - 1_{N-N'}^j = \sum Q_{N'-N}^j \end{aligned} \quad (58.)$$

$$T_{II} - 1_{N'-N}^j = \sum Q_{N'-N}^j \quad (59.)$$

$$\begin{aligned} & \text{Senão:} \\ & T_{II} - 1_{N-N'}^j = \sum Q_{N-N'}^j \end{aligned} \quad (60.)$$

$$T_{II} - 1_{N'-N}^j = \sum Q_{N-N'}^j \quad (61.)$$

Onde:

$\sum Q_{N-N'}^j$: somatório das solicitações para compra de FTRs, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N e retirada N' (MW);

$\sum Q_{N'-N}^j$: somatório das solicitações para compra de FTRs, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N' e retirada N (MW);

⁸⁶ O processo de Compensação de Fluxos produz um efeito análogo a um contrato de *swap* de energia entre dois vendedores, quando cada um deles possui a carga no submercado do outro.

$T_{II-1}^j_{N-N'}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N e retirada N' (MW);

$T_{II-1}^j_{N'-N}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Compensação de Fluxos, com vigência durante o período de comercialização j , com ponto de injeção N' e retirada N (MW).

A segunda etapa da Fase de Leilão recebe a identificação de Alocação Competitiva e tem início após a definição da Compensação de Fluxos. As solicitações participantes deste processo competitivo para compra de FTRs são aquelas que não foram atendidas pela Compensação de Fluxos, ou seja, as solicitações pendentes após realização da primeira etapa para aprovação de FTRs na Fase II.

A Alocação Competitiva é uma disputa entre as solicitações para compra de FTRs em cada intercâmbio, que busca definir os compradores da capacidade total disponível na Fase II ($T_{II-TOT}^j_{N-N'}$). Os vencedores são definidos com base na solução do seguinte problema matemático:

$$Max \sum_{(N-N') \in B} (P_{N-N'}^j \times T_{II-2}^j_{N-N'}) \quad (62.)$$

Sujeito a:

$$0 \leq T_{II-2}^j_{N-N'} \leq \min(T_{II-TOT}^j_{N-N'}, Z_{II-2}^j_{N-N'}) \quad (63.)$$

Onde:

$P_{N-N'}^j$: preço das solicitações propostas para aquisição de FTRs no leilão, com vigência durante o período de comercialização j , e cujo ponto de injeção é o submercado N e o de retirada o submercado N' (R\$/MW);

$T_{II-2_{N-N'}^j}$: capacidade dos FTRs para aprovação na Fase II, etapa de Alocação Competitiva, com vigência durante o período de comercialização j , e cujo ponto de injeção é o submercado N e o de retirada o submercado N' (MW);

B : conjunto de intercâmbios possíveis entre os submercados para outorga dos FTRs⁸⁷;

$Z_{II-2_{N-N'}^j}$: quantidade total de solicitações para compra de FTRs na Fase II, etapa de Alocação Competitiva, para o período de comercialização j , e cujo ponto de injeção é o submercado N e o de retirada o submercado N' (MW)⁸⁸.

A Eq. (72.) apresenta a função objetivo do problema, que maximiza a receita obtida pela venda dos FTRs no leilão de cada um dos produtos. Já a Eq. (73.) apresenta as restrições do problema, garantindo a manutenção do TVSP, já que limita a outorga de FTRs à capacidade máxima disponível para a Fase II ($T_{II-TOT_{N-N'}^j}$), que, por sua vez, foi calculada na Eq. (66.) através da diferença entre a capacidade estabelecida no TVSP e aquela alocada na Fase I.

O mecanismo que define o preço de fechamento para compra de FTRs no Leilão é do tipo uniforme, e desta forma, cada agente vencedor paga o valor da última proposta a ser contemplada no certame. Em tal mecanismo é necessário que se estabeleça um preço de reserva, a fim de se evitar que o preço de liquidação do leilão seja muito baixo.

O efeito do mecanismo proposto para a definição das solicitações contempladas no leilão pode ser observado na Figura 14:

⁸⁷ No caso específico, como apresentado no item 5.3.2, os oito elementos do conjunto seriam: S-SE/CO, SE/CO-S, SE/CO-NE, NE-SE/CO, SE/CO-N, N-SE/CO, N-NE e NE-N.

⁸⁸ Solicitações remanescentes após aprovação da etapa de Compensação de Fluxos.

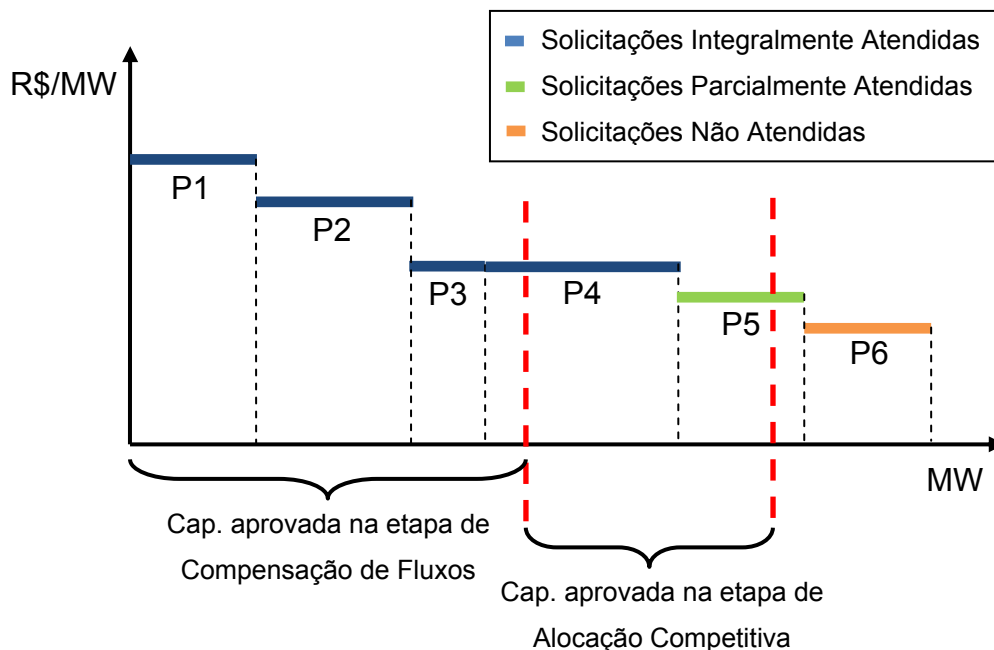


Figura 14 – Curva das Solicitações para a Fase II

Observa-se a indicação das capacidades referentes às duas etapas da Fase II. Ressalta-se que, no exemplo ilustrado, o limitador da capacidade aprovada na etapa de Alocação Competitiva foi a capacidade máxima disponível para a Fase II ($T_{II} - TOT_{N-N'}^j$), já que houve solicitações não atendidas⁸⁹.

Vale ressaltar que, caso não houvesse a etapa de Compensação de Fluxos, a capacidade aprovada por Alocação Competitiva seria a própria capacidade total para oferta no leilão. Isso mostra que, a disponibilidade de FTRs por Compensação de Fluxos aumenta a capacidade de oferta no leilão sem prejuízos para a liquidação financeira dos contratos.

⁸⁹ Caso no exemplo não existissem as solicitações P5 e P6, a capacidade aprovada na etapa de alocação competitiva se estenderia apenas ao final da solicitação P4. Dessa forma, tal capacidade teria sido limitada pela quantidade de solicitações para compra de FTRs na Fase II.

5.3.5 Contabilização e Liquidação dos FTRs

Após o encerramento da alocação sem ônus (Fase I) e dos leilões para cada um dos produtos (Fase II), a CCEE procede à contabilização dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada agente. Tal processo apura, não só as posições relativas aos FTRs, mas também exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, MRE e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados. No caso específico desse trabalho, vamos nos restringir aos FTRs.

Nessa etapa, como mencionado no item 5.3.3, é feito um ajuste nos FTRs alocados na Fase I para o MRE. O objetivo, como já mencionado, é evitar que tais agentes incorram em lucros ou prejuízos em decorrência da operação real divergir da previsão sobre a qual foram definidas as capacidades alocadas nos contratos. Dessa forma, garante-se que os perfis de tais agentes sejam livres de riscos.

O referido ajuste se dá com base no seguinte Fator de Ajuste ($FA_MRE_{N-N'}^j$):

$$FA_MRE_{N-N'}^j = \frac{T_I_MRE_{N-N'}^j}{TR_MRE_{N-N'}^j} \quad (64.)$$

Onde:

$T_I_MRE_{N-N'}^j$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida com as transferências de energia do MRE na Fase I (MW);

$TR_MRE_{N-N'}^j$: capacidade da interligação entre os submercados N e N' , comprometida, na operação real, com as transferências de energia do MRE (MW);

Com base no Fator de Ajuste, calculam-se então as capacidades ajustadas dos FTRs alocados ao MRE na Fase I ($T_I_MRE_{N-N'}^j(aj)$), as quais serão utilizadas na contabilização e liquidação:

$$T_I_MRE_{N-N'}^j(aj) = FA_MRE_{N-N'}^j \times T_I_MRE_{N-N'}^j \quad (65.)$$

Assim, pode-se então passar a contabilização e liquidação dos FTRs. Como já mencionado, o resultado financeiro de um FTR se dá pela energia contratada (capacidade integralizada no período de tempo) multiplicada pela diferença de preços, como apresentado na Eq (64.). Assim teríamos, para cada uma das fases, a contabilização abaixo⁹⁰:

$$R_I_FTR_{N-N'}^j = (T_I_MRE_{N-N'}^j(aj) + \sum T_I_ITAIPU_{N-N'}^j + \sum T_I_DESP_{N-N'}^j) \times h \times (PLD_{N'}^j - PLD_N^j) \quad (66.)$$

$$R_{II}_FTR_{N-N'}^j = (T_{II}_1_{N-N'}^j + T_{II}_2_{N-N'}^j) \times h \times (PLD_{N'}^j - PLD_N^j) \quad (67.)$$

Onde:

$R_I_FTR_{N-N'}^j$: resultado financeiro dos FTRs alocados na Fase I, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$);

⁹⁰ A contabilização e liquidação são feitas, obviamente, individualmente para cada agente. Explicitou-se a formulação para o conjunto de FTRs já que o objetivo aqui não é verificar a posição de cada agente individualmente, mas sim encontrar a inadequação de receita.

$R_{II_FTR_{N-N'}}$: resultado financeiro dos FTRs alocados na Fase II, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$).

A princípio, o Excedente Financeiro deveria ser capaz de cobrir os custos resultantes dos resultados financeiros acima, já que toda a metodologia proposta considerou os limites de intercâmbio estabelecidos no item 5.3.2. Durante todas as etapas descritas, buscou-se satisfazer a seguinte condição:

$$T_{I_A_{N-N'}}^j + T_{II_2_{N-N'}}^j \leq T_{N-N'}^j \quad (68.)$$

No entanto, dois fatores podem gerar um déficit de receita:

- O ajuste *ex-post* realizado nos FTRs que foram alocados ao MRE, descrito na Eq. (75.): Tal ajuste pode fazer com que a capacidade total alocada *ex-post* na Fase I supere a alocada *ex-ante* ($T_{I_A_{N-N'}}^j$), e com isso, a inequação acima pode não se verificar;
- A ocorrência de falha de um elemento da Rede Básica: Tal ocorrência pode comprometer os fluxos máximos entre os submercados estabelecidos *ex-ante* ($T_{N-N'}^j$), e com isso, a inequação acima pode não se verificar.

Assim, a diferença entre o excedente financeiro e os recursos devidos aos proprietários dos FTRs, que poderá ser positiva ou negativa, é então calculada:

$$\sum INR_{N-N'}^j = \sum EF^j - \sum_{(N-N') \in B} (R_{I_FTR_{N-N'}}^j + R_{II_FTR_{N-N'}}^j) \quad (69.)$$

Onde:

$\sum INR_{N-N'}^j$: somatório das inadequações (déficit ou superávit) de receita, no período de comercialização j , correspondente a todos os FTRs outorgados aos agentes;

$\sum EF^j$: somatório de recursos que compõem o Excedente Financeiro, disponível ao final do período de comercialização j (R\$).

Calculada a inadequação total de receita parte-se para a compensação da mesma através das RAPs das interligações, como mencionado no item 5.2. Para isso, é necessário alocar a inadequação de receita total para cada uma das interligações, o que é feito através do Fator de Distribuição ($FD_{N-N'}^j$):

$$FD_{N-N'}^j = \frac{RIN_{N-N'}^j(r)}{\sum_{(N-N') \in B} RIN_{N-N'}^j(r)} \quad (70.)$$

$$RIN_{N-N'}^j(r) = \left[(T_{I-N}^j - MRE_{N-N'}^j(aj) - T_{I-N'}^j - MRE_{N-N'}^j) - (T_{N-N'}^j - T_{N-N'}^j(real)) \right] \times (PLD_{N'}^j - PLD_N^j) \quad (71.)$$

Onde:

$RIN_{N-N'}^j$: receita de inadequação de referência, referente à interligação entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (R\$);

$T_{N-N'}^j(real)$: capacidade de intercâmbio, durante a operação real, entre os submercados N e N' , no período de comercialização j (MW);

Com base nos Fatores de Distribuição calculam-se as parcelas de inadequação a serem somadas ou subtraídas da RAP de cada interligação:

$$INR_{N-N'}^j = FD_{N-N'}^j \times \sum INR_{N-N'}^j \quad (72.)$$

Assim, conclui-se o processo, garantindo a reconciliação de receita através de um aumento ou redução da TUST. O processo tem uma aderência com a regulação econômica da transmissão, já que, caso haja indisponibilidades significativas, a transmissora é penalizada com uma redução da RAP através da

aplicação da Parcela Variável, como mostrado no item 4.4⁹¹. Tal indisponibilidade causa um déficit de receita na liquidação dos FTRs, que irá ser somada às RAPs das interligações. Assim, são processos que tendem, de certa forma, a ser compensados.

Em uma análise, o que se propõe é: utilizar um recurso que pertence ao consumidor (Excedente Financeiro Líquido) para lastrear um contrato de *hedge* a ser vendido aos geradores e comercializadores, e que, além da receita auferida com a venda, resultará em um aumento da competitividade e conseqüente redução dos preços para os consumidores.

5.4 Conclusões

O presente capítulo apresentou a proposta central dessa dissertação, na qual se propõe a criação de um mecanismo de gerência dos congestionamentos entre submercados no Brasil, baseada nos FTRs, e tarifação da transmissão, baseada em adaptações do atual modelo nodal de cálculo da TUST hoje vigente no país.

As adaptações do modelo de cálculo da TUST são baseadas no trabalho desenvolvido em [46], o qual apresenta três alterações na metodologia atual, visando corrigir os sinais econômicos gerados pela mesma: segregação do cálculo por submercado; utilização de fatores de utilização unitários; consideração do despacho real das centrais geradoras.

⁹¹ Na realidade o valor da PV definido atualmente deve ser adaptado para incluir esta nova funcionalidade para as linhas de interligação.

Já a metodologia de gerência dos congestionamentos apresentada, a qual partiu das idéias iniciais desenvolvidas em [47], visa potencializar a utilização do Excedente Financeiro Líquido, através da venda de direitos de transmissão (FTRs) que permitam o *hedge* de geradores e comercializadores, que possuam contratos de venda de energia em submercados distintos do local de compra, resultando em uma maior competitividade entre esses agentes, e conseqüente redução nos preços da energia negociada.

A metodologia de outorgas de FTRs é composta de duas fases. Na primeira são alocados, sem custo, FTRs para as usinas do MRE, usinas com direitos especiais e Itaipu, mantendo-se assim a coerência com as regras vigentes no Brasil. Já na segunda, submete-se a capacidade remanescente ao processo de leilão competitivo, com liquidação ao preço da última solicitação atendida.

As inadequações de receita, assim como a receita com a venda dos FTRs são adicionadas ou subtraídas das RAPs das interligações, resultando assim em um aumento ou redução dos custos de transmissão dos agentes.

6 APLICAÇÃO NUMÉRICA

6.1 Introdução

A aplicação numérica aqui considerada é com base em um período de 12 meses, que se inicia no mês de julho de 2007 e termina no mês de junho de 2008. O objetivo é, além de exemplificar a metodologia proposta para os FTRs, simular o seu impacto financeiro nas RAPs das interligações, e conseqüentemente na TUST dos usuários do SIN.

Como já mencionado anteriormente, a implantação de leilões de mais longo prazo, e que comprometam apenas parte da capacidade, é de grande importância para a promoção de um *hedge* de mais longo prazo. Complementarmente, os leilões mensais das capacidades remanescentes atualizadas são necessários para que se possa minimizar a inadequação de receita frente à incerteza das capacidades disponíveis e da operação do sistema. No entanto, o exemplo se restringe aos leilões mensais.

6.2 Definição das Capacidades Máximas das Interligações

Com base no que foi estabelecido anteriormente, e, baseando-se nos dados utilizados no PMO de julho de 2007, obtivemos as seguintes capacidades máximas para cada um dos produtos:

Tabela 8 – Capacidades Máximas (PMO Julho/2007)

Mês	Produtos							
	N-NE	NE-N	N-SE/CO	SE/CO-N	SE/CO-NE	NE-SE/CO	SE/CO-S	S-SE/CO
jul/07	2951	1386	1796	1700	363	63	5479	4718
ago/07	2958	1378	1796	1700	364	64	5478	4702
set/07	2943	1396	1796	1700	361	61	5480	4737
out/07	2951	1386	1796	1700	363	63	5479	4717
nov/07	2943	1396	1796	1700	361	61	5480	4737
dez/07	2945	1394	1442	1700	361	61	5480	4734
jan/08	2951	1386	1442	1948	652	115	5479	5287
fev/08	2949	1389	1442	1948	652	114	5479	5287
mar/08	2945	1394	1442	1949	651	112	5480	5288
abr/08	2950	1388	1442	1948	652	115	5479	5287
mai/08	3125	1829	2923	2771	761	200	5480	5288
jun/08	3131	1827	3277	2773	763	200	5479	5287

6.3 Alocação de FTRs – Fase I

Definidas as capacidades máximas para cada produto, passamos então a alocação dos FTRs, sem custos, para os agentes do MRE e os contratos de Itaipu no submercado Sul. A Tabela 9 apresenta os FTRs alocados para o MRE,

com base nas expectativas de despacho das usinas ao longo do período pelo ONS e da energia assegurada sazonalizada, por submercado, de posse da CCEE:

Tabela 9 – FTRs Alocados para o MRE

Mês	Produtos							
	N-NE	NE-N	N-SE/CO	SE/CO-N	SE/CO-NE	NE-SE/CO	SE/CO-S	S-SE/CO
jul/07	0	0	9	0	0	538	0	583
ago/07	0	0	81	0	0	225	0	746
set/07	0	239	0	165	0	0	0	106
out/07	0	639	0	623	0	30	0	652
nov/07	0	604	0	685	0	372	0	1.106
dez/07	0	293	0	730	0	0	0	569
jan/08	198	0	13	0	0	1.172	0	1.252
fev/08	506	0	0	0	500	0	0	396
mar/08	812	0	301	0	402	0	450	0
abr/08	35	0	515	0	28	0	929	0
mai/08	261	0	0	0	50	0	0	40
jun/08	0	0	0	0	0	0	0	0

Adicionalmente, com base em resoluções específicas da ANEEL que estabelecem as cotas de Itaipu para cada distribuidora, alocamos os montantes necessários para cobertura de exposições de Itaipu:

Tabela 10 – FTRs Alocados para ITAIPU (SE/CO - S)

Mês	Distribuidoras Cotistas					
	COPEL	CELESC	CEEE	AES SUL	RGE	TOTAL
jul/07	545	374	217	245	179	1.560
ago/07	545	374	217	245	179	1.560
set/07	527	362	210	237	173	1.509
out/07	545	374	217	245	179	1.560
nov/07	527	361	210	237	173	1.509
dez/07	542	372	216	244	178	1.552
jan/08	632	560	232	266	237	1.927
fev/08	590	523	216	248	222	1.799
mar/08	632	561	232	266	238	1.929
abr/08	615	546	226	259	231	1.877
mai/08	636	564	233	268	239	1.941
jun/08	615	546	226	259	231	1.877

Também se considera para as usinas com direitos especiais de Machadinho (529MWm) e Itá (720MWm) FTRs, sem sazonalização, com submercado de injeção no Sul e de retirada no Sudeste. Ressalta-se que são premissas adotadas, já que não se conhece a real destinação dessa energia, apesar de se ter conhecimento que a parcela dos autoprodutores nessas usinas é usualmente alocada no Sudeste.

Assim, aplicando a Eq. (65.), calcula-se então a capacidade alocada na Fase I para cada um dos produtos ($T_I - A_{N-N'}^j$):

Tabela 11 – Capacidade Comprometida na Fase I

Mês	Produtos							
	N-NE	NE-N	N-SE/CO	SE/CO-N	SE/CO-NE	NE-SE/CO	SE/CO-S	S-SE/CO
jul/07	0	0	9	0	0	538	0	271
ago/07	0	0	81	0	0	225	0	435
set/07	0	239	0	165	0	0	154	0
out/07	0	639	0	623	0	30	0	342
nov/07	0	604	0	685	0	372	0	847
dez/07	0	293	0	730	0	0	0	266
jan/08	198	0	13	0	0	1172	0	574
fev/08	506	0	0	0	500	0	154	0
mar/08	812	0	301	0	402	0	1130	0
abr/08	35	0	515	0	28	0	1557	0
mai/08	261	0	0	0	50	0	651	0
jun/08	0	0	0	0	0	0	628	0

Vale ressaltar que a Eq (65.) já promove, na Fase I, um processo implícito de compensação dos FTRs, quando em sentidos opostos. Dessa forma, os FTRs alocados para o MRE no sentido S-SE/CO foram compensados totalmente pelos FTRs alocados para Itaipu no sentido SE/CO-S, e por isso não aparecem na capacidade comprometida na Fase I.

6.4 Leilão de FTRs – Fase II

Primeiramente, calcula-se a oferta disponível para a Fase II ($T_{II} - TOT_{N-N'}^j$), como estabelecido pela Eq. (66.):

Tabela 12 – Capacidades Disponíveis para a Fase II

Mês	Produtos							
	N-NE	NE-N	N-SE/CO	SE/CO-N	SE/CO-NE	NE-SE/CO	SE/CO-S	S-SE/CO
jul/07	2.951	1.386	1.787	1.700	363	0	5.479	4.447
ago/07	2.958	1.378	1.715	1.700	364	0	5.478	4.267
set/07	2.943	1.157	1.796	1.535	361	61	5.326	4.737
out/07	2.951	747	1.796	1.077	363	33	5.479	4.375
nov/07	2.943	792	1.796	1.015	361	0	5.480	3.890
dez/07	2.945	1.101	1.442	970	361	61	5.480	4.468
jan/08	2.753	1.386	1.429	1.948	652	0	5.479	4.713
fev/08	2.443	1.389	1.442	1.948	152	114	5.325	5.287
mar/08	2.133	1.394	1.141	1.949	249	112	4.350	5.288
abr/08	2.915	1.388	927	1.948	624	115	3.922	5.287
mai/08	2.864	1.829	2.923	2.771	711	200	4.829	5.288
jun/08	3.131	1.827	3.277	2.773	763	200	4.851	5.287

É possível observar que em alguns meses as transações de energia assegurada do Nordeste para o Sudeste irão causar déficit de receita. Apesar disso, como mencionado anteriormente, a Fase I não impõe restrições de capacidade com intuito de manter os agentes envolvidos nessa fase livre de riscos de exposição, como já ocorre atualmente. Nesse caso específico, os volumes não são significativos e serão compensados com tranquilidade ao longo do processo.

Nesse momento, é dada publicidade ao leilão, disponibilizando, no caso, todos os produtos, inclusive aqueles em que não existe mais capacidade disponível, pois poderão ocorrer ofertas que se compensem, e com isso não necessitem de capacidade disponível.

Para modelar as ofertas para cada um dos produtos, utilizou-se o modelo descrito no ANEXO V. Como o intuito é apenas ilustrar a aplicação da metodologia, definiu-se uma modelagem bastante simples, mas que seja capaz de fornecer resultados dentro da faixa possível e esperada, para avaliar a ordem de grandeza do impacto do proposto nas TUSTs.

Daqui em diante, vamos detalhar os dados apenas para o mês de julho de 2007, com o intuito de tornar o documento mais objetivo. No entanto, toda a simulação foi feita para o período de 12 meses, cujo resultado será apresentado ao final desse item.

O total solicitado para cada produto pode ser visto na tabela abaixo:

Tabela 13 – Total de Solicitações Apresentadas na Fase II (julho/2007)

Injeção – Retirada	Total Solicitado
N – NE	0
NE – N	1034
N – SE/CO	1413
SE/CO – N	0
SE/CO – NE	0
NE – SE/CO	36
SE/CO – S	75
S – SE/CO	1794

Para a simulação em questão, não houve solicitações para os intercâmbios SE/CO-NE- e N-NE, já que o modelo se baseia no passado⁹² e os descolamentos históricos foram, de forma geral, benéficos as transações de energia nesses sentidos. O mesmo ocorre para o intercâmbio SE/CO-N. Vale destacar que, mesmo não havendo capacidade disponível para o produto NE-SE/CO foram

⁹² Como já mencionado no ANEXO V, optou-se por utilizar os dados dos últimos 4 anos. Isso teve como objetivo precificar de forma realística os contratos de FTR. Tal mecanismo pode ser aperfeiçoado, através da utilização de projeções de preços, o que não está no escopo do presente trabalho.

aceitas propostas, pois poderiam ser compensadas na etapa de Compensação de Fluxo.

Aplicando-se as regras estabelecidas na etapa de Compensação de Fluxos, obtemos, com base no estabelecido na Eqs. (67.) a (71.), as seguintes capacidades para essa etapa ($T_{II} - 1_{N-N'}$):

Tabela 14 – Capacidades da Etapa de Compensação de Fluxo (julho/2007)

Injeção – Retirada	Capacidade
N – NE / NE – N	0
N – SE/CO / SE/CO – N	0
SE/CO – NE / NE – SE/CO	0
SE/CO – S / S – SE/CO	75

Na tabela abaixo são apresentadas as propostas submetidas para os intercâmbios SE/CO – S e S – SE/CO, contendo os preços ($P_{N-N'}^j$) e quantidades ($Q_{N-N'}^j$), destacando as que foram contempladas na etapa de Compensação de Fluxos:

Tabela 15 – Propostas e FTRs da Etapa de Compensação (julho/2007)

SE/CO – S			S – SE/CO		
Preço	Q (MW)	FTR_ETA_1	Preço	Q(MW)	FTR_ETA_1
R\$ 0,10	75	75	R\$ 0,09	470	75
R\$ -	0	0	R\$ 0,07	219	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,07	160	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,06	289	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,02	204	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,01	45	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,01	212	0
R\$ -	0	0	R\$ 0,01	271	0

Obviamente, quando ocorre a compensação, um dos produtos tem toda sua demanda atendida, que no caso acontece com o produto SE/CO-S.

Como resultado da etapa competitiva, com base na solução do problema matemático expresso na Eq. (72.), são atendidas as capacidades ($T_{II} - 2_{N-N'}$)

apresentadas na Tabela 16, que consideram também as capacidades alocadas na primeira etapa:

Tabela 16 – Total de Capacidade Outorgada na Fase II (julho/2007)

Injeção – Retirada	Capacidade
N – NE	0
NE – N	1034
N – SE/CO	1413
SE/CO – N	0
SE/CO – NE	0
NE – SE/CO	0
SE/CO – S	75
S – SE/CO	1869

Comparando os dados da Tabela 16 com as solicitações apresentadas na Tabela 13, é possível observar que, para o mês de julho de 2007 todas as solicitações da Fase I e da Fase II foram atendidas sem violar a capacidade máxima definida, com exceção das solicitações para NE-SE/CO, onde já não havia capacidade disponível e não foi possível atender na etapa de compensação. No ANEXO VI podem ser analisadas as solicitações e alocações de capacidade de forma individualizada para cada um dos agentes participantes.

6.5 Contabilização e Liquidação dos FTRs

Findo o processo de venda dos FTRs, e, considerando os preços verificados durante o mês de junho/2007, parte-se então para a etapa de contabilização e liquidação dos FTRs. Nesse caso específico não será feito o ajuste do MRE, partindo da premissa de que se realizaram as expectativas que deram origem ao FTRs da Fase I.

Para a contabilização utilizou-se os preços realizados para o mês de julho de 2007, constantes na tabela abaixo. Ressalta-se que, como os contratos são fixos durante o mês e não é considerada a possibilidade de modulação nos patamares, podem ser considerados os preços médios mensais.

Tabela 17 – Preços de Liquidação das Diferenças – PLD (julho/2007)

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
Jul	122,59	122,19	118,94	122,87

Com isso, aplicando as Eqs. (76.) e (77.), obtemos as receitas líquidas a serem auferidas pelos detentores dos FTRs ($R_I - FTR_{N-N'}^j$ e $R_{II} - FTR_{N-N'}^j$):

Tabela 18 – Receitas dos Detentores de FTR – Fase I (julho/2007)

Injeção – Retirada	Receita (R\$)
N – NE	R\$ -
NE – N	R\$ -
N – SE/CO	R\$ (1.887,63)
SE/CO – N	R\$ -
SE/CO – NE	R\$ -
NE – SE/CO	R\$ 1.460.439,57
SE/CO – S	R\$ -
S – SE/CO	R\$ 80.784,27
TOTAL	R\$ 1.539.336,21

Tabela 19 – Receitas aos Detentores de FTR – Fase II (julho/2007)

Injeção – Retirada	Receita (R\$)
N – NE	R\$ -
NE – N	R\$ 3.024.358,87
N – SE/CO	R\$ (294.344,98)
SE/CO – N	R\$ -
SE/CO – NE	R\$ -
NE – SE/CO	R\$ -
SE/CO – S	R\$ (22.381,22)
S – SE/CO	R\$ 556.203,54
TOTAL	R\$ 3.263.836,21

Observe que, para o mês em questão, o montante a ser coberto pelo Excedente Financeiro seria de 4,8 milhões de reais.

O Excedente Financeiro para o mês de julho/2007 foi obtido diretamente na CCEE, considerando os preços semanais por patamar (os quais geraram os preços da Tabela 17). O valor a ser utilizado não será o Excedente Financeiro em si, mas o que chamamos Excedente Financeiro Líquido, descrito no capítulo 2, e que resulta da diferença entre o Excedente Financeiro total e as exposições realizadas (*ex-post*) dos agentes contemplados na Fase I.

A utilização do Excedente Financeiro Líquido se deve ao fato de que, ao simplificarmos o cálculo das alocações de FTRs na Fase I (desconsideração do PROINFA, previsão do MRE e premissas relativas aos contratos de direitos especiais), existe uma perda de informação considerável. Como o objetivo é ter valores mais próximos do real, com o intuito de avaliar o impacto da negociação dos FTRs na RAP das interligações, utiliza-se tal valor, que nada mais é do que a sobra de ESS após cobrir todas as exposições dos agentes da Fase I⁹³.

O valor do Excedente Financeiro Líquido (EFL) no mês de julho/2007 foi de cerca de R\$ 1,150 milhões. Ou seja, houve um déficit de receita no mês de julho/2007 da ordem de R\$ 2,1 milhões, que é a parte da receita dos agentes da Fase II que o EFL não foi capaz de cobrir. Como já mencionado, tal déficit, aqui chamado de Inadequação de Receita ($\sum INR_{N-N'}^j$), passa a compor uma conta que será compensada por um aumento ou redução das RAPs das interligações ao final do período.

⁹³ De posse de todos os dados necessários e considerando o PROINFA, o processo proposto na Fase I deve gerar um resultado bem próximo ao da CCEE. Para se ter uma idéia, para todo o período em análise (jul/2007-jun/2008) as exposições negativas dos agentes considerados na Fase I foi, de fato, cerca de R\$ 50 milhões, enquanto a contabilização da nossa liquidação para a Fase I resultou, para o mesmo período, em cerca de R\$ 34 milhões. A diferença é fruto da ausência das informações citadas.

6.6 Cálculo das Tarifas de Transmissão

Aplicando o procedimento descrito no item anterior, para todos os meses do período, é possível então estabelecer a inadequação de receita, assim como os valores arrecadados com a venda dos FTRs. De posse de tais valores e das RAPs para o período 2007/2008, segregada com base na metodologia apresentada no item 5.2, procedemos então ao cálculo da $TUST_{FR}$. Ao final do presente item, é também realizada uma análise de sensibilidade do caso.

6.6.1 Segregação das RAPs

Primeiramente, com base nos dados disponibilizados pela ANEEL, obtemos as RAPs para cada um dos submercados, assim como para as interligações:

Tabela 20 – Receita Anual Permitida Segregada (fonte: ANEEL)

Tipo de Ativos		RAP
Submercados	S	R\$ 1.197.570.432,00
	SE/CO	R\$ 3.476.747.776,00
	NE	R\$ 1.476.823.936,00
	N	R\$ 730.973.760,00
Interligações	N – NE	R\$ 114.585.960,00
	N – SE/CO	R\$ 53.668.176,00
	SE/CO – NE	R\$ 25.404.764,00
	SE/CO – S	R\$ 128.301.872,00
RAP Total (ciclo 2007/2008)		R\$ 7.204.090.273,64

No caso das interligações, os valores apresentados são preliminares, dado que os finais são obtidos com a aplicação do Fator de Ajuste do EF calculado no item seguinte.

6.6.2 Inadequação de Receita e Receita de Venda dos FTRs

Com base na Eq. (69.) (utilizando o EFL no lugar do EF e, por consequência, considerando nulas as receitas para os agentes da Etapa I) calcula-se as inadequações de receita ($\sum INR_{N-N'}^j$) apresentadas na Tabela 21:

Tabela 21 – Inadequação de Receita

Período		Excedente Financeiro Líquido	Liquidação dos FTRs	Inadequação de Receita
2007	jul/07	R\$ 1.150.027,90	R\$ 3.263.836,21	R\$ 2.113.808,31
	ago/07	R\$ 4.032.028,88	R\$ (3.342.016,01)	R\$ (7.374.044,89)
	set/07	R\$ (7.985,30)	R\$ 145.949,16	R\$ 153.934,46
	out/07	R\$ (70.465,53)	R\$ 394.127,06	R\$ 464.592,59
	nov/07	R\$ (14,51)	R\$ -	R\$ 14,51
	dez/07	R\$ 6,81	R\$ -	R\$ (6,81)
2008	jan/08	R\$ 2.528.907,66	R\$ 2.791.370,83	R\$ 262.463,17
	fev/08	R\$ 1.910.673,68	R\$ (9.591.241,02)	R\$ (11.501.914,70)
	mar/08	R\$ 14.068.324,42	R\$ (3.521.747,75)	R\$ (17.590.072,17)
	abr/08	R\$ 28.608.708,46	R\$ (6.084.870,21)	R\$ (34.693.578,67)
	mai/08	R\$ 10.357.061,76	R\$ 2.338.661,37	R\$ (8.018.400,39)
	jun/08	R\$ 442.246,06	R\$ 1.030.928,92	R\$ 588.682,86
Total do Período		R\$ 63.019.520,29	R\$ (12.575.001,45)	R\$ 75.594.521,74

Observa-se que, para o período em questão, os detentores dos FTRs pagaram ligeiramente mais do que receberam pelos mesmos. Sendo assim, ao invés de gerarem um custo a ser coberto pelo EFL, geraram uma receita a ser somada ao

mesmo, para abatimento da $TUST_{FR}$. A justificativa para esse resultado é o fato de os descolamentos para o período terem sido, preponderantemente, contrários à média utilizada para definição da estratégia dos lances no leilão.

Calculada a inadequação total de receita parte-se para o cálculo dos Fatores de Distribuição ($FD_{N-N'}^j$). Novamente, por ausência de dados disponíveis⁹⁴, distribuiu-se a inadequação de receita de forma proporcional às RAPs das Interligações. Assim, as inadequações a serem subtraídas das RAPs, para o cálculo dos Fatores de Ajuste do Excedente Financeiro ($Fef_{N-N'}^j$), estabelecido pela Eq. (49.), são:

Tabela 22 – Inadequação de Receita por Interligação

Interligações	Inadequação de Receita
N – NE	R\$ 26.904.118,75
N – SE/CO	R\$ 12.600.976,42
SE/CO – NE	R\$ 5.964.891,23
SE/CO – S	R\$ 30.124.535,33

A Receita de Venda dos FTRs para cada interligação ($\sum RV_{N-N'}^j$), obtidas das simulações baseadas nas premissas do ANEXO V, são:

Tabela 23 – Receita de Venda dos FTRs por Interligação

Interligações	Receita de Venda
N – NE	R\$ 18.150.750,17
N – SE/CO	R\$ 11.018.747,81
SE/CO – NE	R\$ 1.407.462,82
SE/CO – S	R\$ 2.841.170,97

Assim, calculamos os Fatores de Ajuste do EF ($Fef_{N-N'}^j$) e aplicamos às RAPs das interligações ajustadas, como apresentado abaixo:

⁹⁴ Nesse caso são necessários os fluxos realizados, entre cada uma das interligações, em períodos semanais e por patamar de carga.

Tabela 24 – Fatores de Ajuste do EF e RAPs das Interligações

Interligações	Fator de Ajuste do EF	RAPs das Interligações
N – NE	0,61	R\$ 69.531.176,11
N – SE/CO	0,56	R\$ 30.048.496,35
SE/CO – NE	0,71	R\$ 18.032.423,87
SE/CO – S	0,74	R\$ 95.336.227,92

6.6.3 Cálculo da $TUST_{FR}$

Com base nas RAPs das interligações ajustadas (Tabela 24), e nas RAPs de cada submercado (Tabela 20), aplicamos a metodologia integral apresentada no item 5.2. Ressalta-se o fato de que, optou-se em aplicar o ajuste, realizado nas RAPs das interligações por conta do processo dos FTRs, apenas nas tarifas das cargas. O resultado, para o ciclo 2007/2008 pode ser observado abaixo:

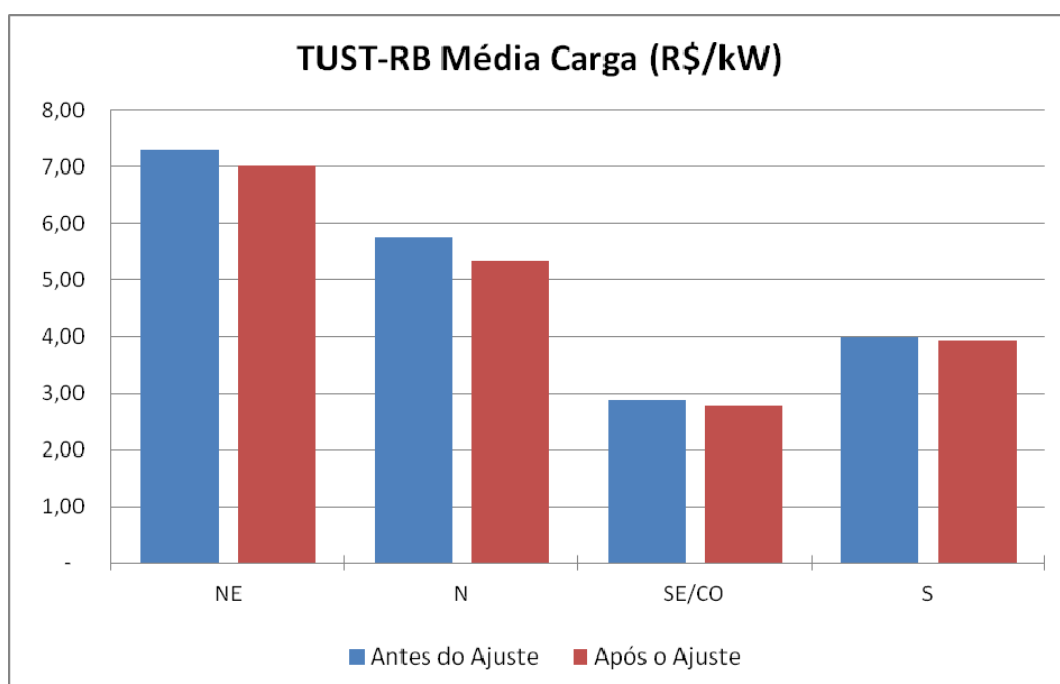


Figura 15 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (ciclo 2007/2008)

No caso específico, como já mencionado anteriormente, o efeito final da venda dos FTRs, além da redução dos preços da energia comercializada (não mensurado no presente trabalho), resultou em uma redução da $TUST_{FR}$ dos consumidores finais. Tal redução foi de 1% nas tarifas das cargas localizadas no submercado Sul, de 4% para o Sudeste e Nordeste, e 7% para as cargas do Norte.

Como mencionado, o ajuste decorrente da comercialização dos FTRs é realizado apenas para os consumidores. Dessa forma, a $TUST_{FR}$ média dos geradores não se altera, como pode ser observado na Figura 16:

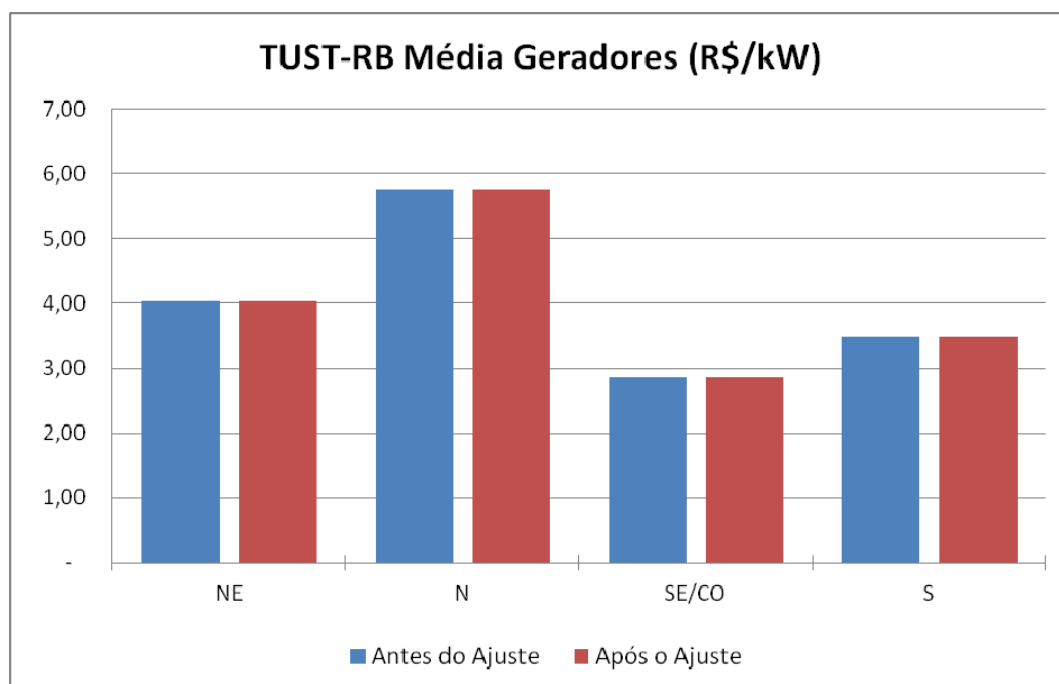
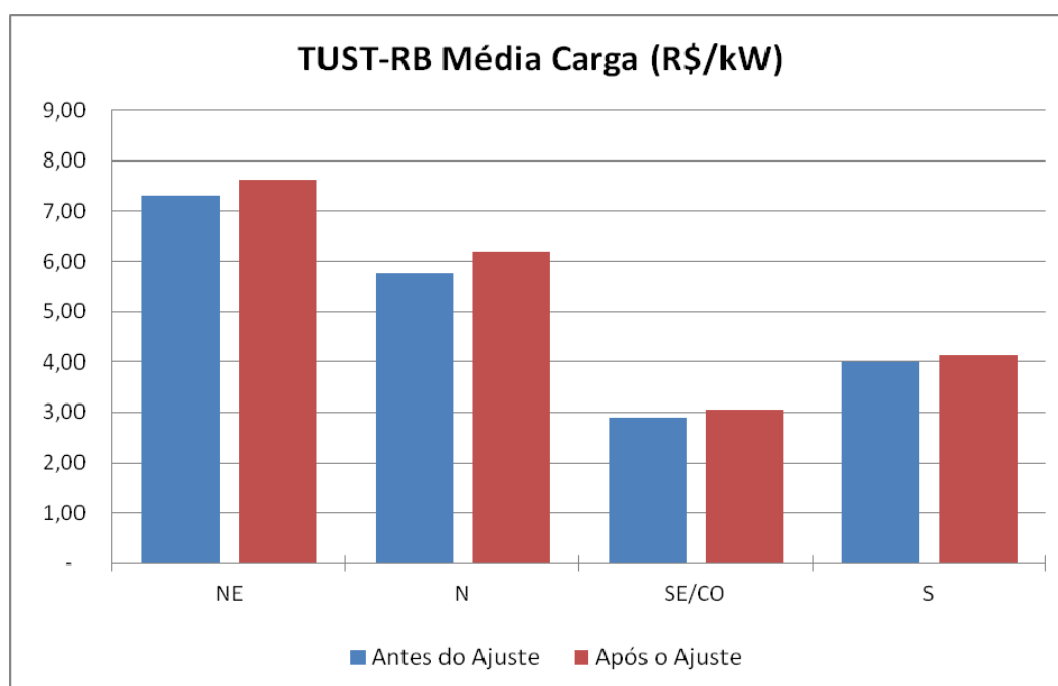


Figura 16 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ dos Geradores (ciclo 2007/2008)

6.6.1 Análise de Sensibilidade da $TUST_{FR}$

Devido ao fato do caso analisado no presente capítulo ter resultado em uma receita adicional para os consumidores, optou-se por analisar, desde 2004, qual teria sido o período com maior aumento da RAP em decorrência de a utilizarmos para realizar a adequação de receita dos FTRs. Dessa forma, identificamos que, para a mesma combinação de contratos utilizada no exemplo numérico apresentado, o maior déficit a ser coberto pela RAP ocorreria caso utilizássemos os PLDs ocorridos no ciclo 2006/2007.

Assim, simulando-se o que se entende, nas circunstâncias analisadas, ser o pior caso possível para o consumidor⁹⁵, em termos de impacto na $TUST_{FR}$, obtém-se os resultados apresentados na Figuras 17:



⁹⁵ A inadequação de receita nesse caso foi de cerca de R\$ 190 milhões.

Figura 17 – Impacto dos FTRs na $TUST_{FR}$ das Cargas (caso sensibilidade)

Nesse caso, o aumento na $TUST_{FR}$ para os consumidores do Sul é de 3%, para os do Nordeste 4%, para o Sudeste 6% e, por fim, de 7% para os consumidores do Norte.

Lembrado que, como mostrado na Figura 1, a transmissão representa pouco mais de 6% do custo final de energia elétrica. Isso resulta em um impacto médio, no pior cenário da simulação realizada, ou seja, de 0,3% na conta do consumidor final.

6.7 Conclusões

O presente capítulo apresentou a aplicação numérica da proposta conjunta de gerenciamento do congestionamento e tarifação da transmissão para o sistema brasileiro. No período analisado, além do conseqüente benefício da redução dos preços de energia comercializado, que não foi objeto de quantificação neste trabalho, houve uma pequena redução da $TUST_{FR}$ dos consumidores finais.

Com o intuito de apresentar uma avaliação do que, definidas as premissas da simulação realizada, representa o pior caso em termos de impacto tarifário para o consumidor, realizamos uma análise de sensibilidade utilizando as diferenças de preços verificadas no período de julho/2006 a junho/2007. O impacto não é significativo.

7 CONCLUSÃO GERAL

7.1 Conclusão

A transmissão é um componente fundamental para o bom desenvolvimento do mercado de energia, sendo responsável por fornecer as sinalizações econômicas adequadas para a instalação de novos geradores e cargas, assim como permitir a competição entre os agentes de geração.

Na avaliação realizada nessa dissertação, concluiu-se que os mecanismos para a promoção da expansão e da regulação econômica da transmissão vêm, aparentemente, funcionando de forma adequada no Brasil, onde se adotou um modelo que centraliza o planejamento e a operação da rede. Diferentemente de algumas regiões dos Estados Unidos, aonde a expansão não vem ocorrendo e a regulação por custo de serviço foi recentemente alterada, e da Europa, onde a verticalização e a ausência de investimentos nas interligações entre diferentes países tem se mostrado um obstáculo ao desenvolvimento de um mercado único europeu.

A partir do modelo centralizado, dois aspectos foram identificados como passíveis de aprimoramento no modelo brasileiro, sem alterar a sua estrutura básica. O primeiro deles diz respeito à ausência de um mecanismo para o gerenciamento dos congestionamentos por parte dos agentes que vendem energia em submercados distintos de sua origem. Para isso propõe-se uma metodologia de outorga de direitos de transmissão (FTRs), através da qual se mantém os direitos dos agentes existentes hoje, e se potencializa a utilização do Excedente Financeiro Líquido, o qual hoje alivia o ESS pago pelo consumidor. Estes direitos

propiciam um lastro para justificar instrumentos de *hedge*, tendo como consequência uma maior competitividade, o que resulta em redução de preços da energia comercializada. Esta redução se dá pelo gerenciamento do risco associado às diferenças de preços entre submercados denominado de risco de base locacional.

Apesar da proposta apresentada, na prática, criar uma ligação entre os custos de investimentos da rede de transmissão e os custos causados por congestionamento da mesma, tal prática é passível de ser adotada em um modelo no qual o planejamento centralizado deve sempre equilibrar tais custos, juntamente com os custos de interrupção, no momento de planejar a rede, como é o caso do Brasil.

O mecanismo proposto foi simulado com o intuito de se avaliar o seu potencial impacto nas tarifas de transmissão. Constatou-se o baixo impacto na TUST, tanto para o exemplo numérico principal (caso benéfico ao consumidor), quanto no caso utilizado para a análise de sensibilidade (caso negativo para o consumidor), e menos ainda se considerarmos o impacto do custo total de energia elétrica.

A metodologia proposta para gerenciamento do congestionamento e tarifação conjunta da transmissão, possui aderência com o modelo atual da transmissão no Brasil, trazendo significativas vantagens e buscando suprir as lacunas existentes no que tange à sinalização econômica adequada do uso da transmissão e ao gerenciamento do risco das diferenças de preços entre submercados.

Apesar de não ter sido objeto deste trabalho, a utilização dos FTRs para sinalizar a expansão da transmissão pode representar um novo elemento na descentralização do modelo da transmissão no Brasil. Apesar dos questionamentos atuais sobre as economias de mercado face a crise financeira vigente, acreditamos que não há espaço para um retrocesso sobre os requisitos que nortearam a reestruturação do sistema elétrico brasileiro. Melhorias na

regulação que incentiva a descentralização responsável deve ser sempre objeto de novas pesquisas.

7.2 Trabalhos Futuros

Considerando que o objetivo do presente trabalho foi o de propor um mecanismo abrangente e que permeia duas áreas de grande complexidade – a comercialização de energia e a regulação econômica da transmissão – diversas premissas adotadas podem e devem ser melhor trabalhadas. Sendo assim, sugerem-se como futuros trabalhos:

- A adoção de um mecanismo de leilão combinatório, no qual se possam comparar propostas para apenas um dos produtos estabelecidos, com propostas que considerem combinações de mais de um deles;
- Adoção de modelos mais abrangentes de comportamento dos agentes nos leilões, assim como de projeções de expectativas de diferenças de preços entre submercados;
- Aplicação do conceito conjunto, aqui apresentado, com outros métodos recém-propostos para tarifação do uso das redes de transmissão, como Aumann-Shapley [58], por exemplo.
- Viabilização e conseqüências dos FTRs para a expansão da rede de transmissão criando incentivos para que agentes privados construam redes e auferam receitas em função da venda destes direitos e não através dos valores fixados nos leilões de concessão.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Hunt, ***Making Competition Work in Electricity***, Willey Finance, Ed. John Wiley & Sons, Nova Iorque, 2002.
- [2] D. Kirschen, G. Strbac, ***Fundamentals of Power System Economics***, Ed. John Wiley & Sons, Nova Iorque, 2004.
- [3] J. W. M. Lima, ***Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N.º. 3, pp.1409-1418, Agosto, 1996.
- [4] J. P. T. Saraiva, J. L. P. Silva, M. T. P. Leão, J. M. Magalhães, ***Tarifação do Uso das Redes***, Relatório preparado para a ERSE, INESC Porto, Julho, 2000.
- [5] D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowski, R.E. O'donnell, ***Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N.º. 4, pp. 1405-1413, Outubro, 1989.
- [6] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, ***Spot Pricing of Electricity***, Kluwer Academics Publishers, 1988.
- [7] M. E. P. Maceira, ***Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planeamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Autoregressivos Periódicos***, Relatório Técnico CEPEL, 1994.
- [8] M. C. Calviou, R. M. Dunnet, P. H. Plumtre, ***Charging for use of transmission system by marginal cost methods***, Proceedings Power System Computation Conference, Avignon, França, 1993.

- [9] A. P. M. Lopes, T. G. L. Ferreira, ***O Impacto dos Tributos, Encargos Setoriais e Subsídios nas Tarifas de Energia Elétrica***, Anais do XIII Seminário de Planejamento Econômico–Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF, São Paulo, São Paulo, 2007.
- [10] F. Porrua, ***Metodologia para Precificação e Análise do Risco de Contratação entre Submercados no Setor Elétrico Brasileiro***, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.
- [11] H. Chao, et al, ***Flow Based Transmission Rights and Congestion Management***, The Electricity Journal, v. 13, n. 8, p. 38 – 58, Outubro, 2000.
- [12] K. Lyons, H. Fraser, H. Parmesano, ***An Introduction to Financial Transmission Rights***, The Electricity Journal, v. 13, p. 31 – 37, Dezembro, 2000.
- [13] P. Joskow, J. Tirole, ***Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks***, RAND Journal of Economics, v. 31, n. 3, p. 450 – 487, Agosto, 2000.
- [14] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, ***Power Generation, Operation and Control***, Ed. J. Wiley, Nova Iorque, 1996.
- [15] S. Stoft, ***Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones***, The Electricity Journal, v. 11, n. 4, p. 23 – 31, Maio, 1998.
- [16] W. W. Hogan, ***Contract Networks for Electric Power Transmission***, Technical Reference, Harvard University, Cambridge, Massachusetts, Fevereiro, 1992. Disponível em <http://www.whogan.com/>.
- [17] R. D. Tabors, ***Forward Markets for Transmission that Clear at LMP: a hybrid proposal***, Proceedings of Hawaii International Conference on System Sciences, Hawaii, Janeiro, 2001.

- [18] Brasil, Ministério de Minas e Energia, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, **Documento de Apoio M: congestionamento da transmissão**, Brasília, DF, Janeiro, 2002.
- [19] T. O. Léautier, V. Thelen, **Optimal Expansion of the Power Transmission Grid: Why not?**, IDEI/Bruegel Conference "Regulation, Competition and Investment in Network Industries", Bruxelas, Bélgica, Outubro, 2007.
- [20] M. Pollitt, **The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks**, Cambridge Working Papers in Economics, University of Cambridge, Agosto, 2007.
- [21] P. Joskow, **Alternative System Operator Models**, Cambridge-MIT Electricity Workshop, Londres, Setembro, 2007. Disponível em <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/>.
- [22] P. Joskow, **ISO, ITSO, VISO and so on...**, EU Energy Policy Blog, Outubro, 2007. Disponível em <http://www.energypolicyblog.com/>
- [23] Office of Gas and Electricity Markets, **Review of Electricity and Gas System Operator Role, Functions and Incentives: Initial Thoughts**, Consultation Document, Agosto, 2007.
- [24] Federal Energy Regulatory Commission, www.ferc.gov.
- [25] R. Wilson, **Architecture of Power Markets**, Econometrica (Journal of Econometric Society), v.70, pp. 1299-1340, julho, 2002.
- [26] F. Alvarado e S. Oren, **Transmission System Operation and Interconnection**, National Transmission Grid Study – Issue Paper, U. S. Department of Energy, pp. A1-A35, Maio, 2002.
- [27] Z. Alaywan e J. Allen, **California Electric Restructuring: A Broad Description of the Development of the California ISO**, IEEE Transactions on Power Systems, v.13 (4), Novembro, 1998.

- [28] Z. Alaywan, T. Wu, and A. D. Papalexopoulos, ***Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational Perspective***, Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, Outubro, 2004.
- [29] Federal Energy Regulatory Commission, ***Order On The California Comprehensive Market Redesign Proposal***, Julho, 2002. Disponível em <http://www.caiso.com>
- [30] W. Hogan, ***Contract Networks for Electric Power Transmission***, Journal of Regulatory Economics, 4, 211–242, 1992.
- [31] F. F. Wu, P. Varaiya, P. Spiller e S. Oren, ***Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples***, Journal of Regulatory Economics, 10(1), 5–24, 1996.
- [32] H. P. Chao e S. Peck, ***A Market Mechanism for Electric Power Transmission***, Journal of Regulatory Economics, 10(1), 25–59, 1996.
- [33] J. Bushnell e S. Stoff, ***Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime***, Journal of Regulatory Economics, 10, 61–79, 1996.
- [34] P. Joskow e J. Tirole, ***Merchant Transmission Investment***, working paper, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, Fevereiro, 2003.
- [35] Federal Energy Regulatory Commission, ***Final Rule Promoting Transmission Investment Adopted: Rate Incentives For Two Transmission Proposals Accepted***, News Release, Julho, 2006.
- [36] M. D. Dunn e R. B. Williams, ***Overlooked Transmission Sector Drawing New Investment***, Platts Insight, Abril, 2007.
- [37] Federal Energy Regulatory Commission, ***Promoting Transmission Investment through Pricing Reform***, Notice of Proposed Rulemaking, Novembro, 2005.
- [38] Federal Energy Regulatory Commission, ***Promoting Transmission Investment through Pricing Reform***, Final Rule, Julho, 2006.
- [39] Edison Electric Institute: www.edi.org.

- [40] Edison Electric Institute, ***EEI Survey of Transmission Investment: Historical and Planned Capital Expenditures (1999-2008)***,
- [41] ITC TransCo: www.itctransco.com.
- [42] The European Commission, ***Electricity and gas: You choose!***, Junho, 2007. Disponível em: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/videos/energy/2007_06_electricity_gas_en.htm.
- [43] The European Commission, ***The EU Electricity & Gas markets: third legislative package***, Setembro, 2007. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm.
- [44] L. Meeus, K. Purchala, C. D. Esposti, D. Van Hertem, R. Belmans, ***Regulated Cross-Border Transmission Investments in Europe***, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2005/2006 IEEE PES, Maio, 2006.
- [45] H. B. Kim, M. L. Baughman, ***The Economic Efficiency Impacts of Alternatives for Revenue Reconciliation***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August, 1997.
- [46] L. M. Marangon Lima, ***Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso do Sistema Elétrico de Transmissão***, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Abril, 2007.
- [47] R. V. Sória, ***Proposta de Contratos de Congestionamento da Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos***, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Maio, 2008.
- [48] V. Sakar, S. A. Khaparde, ***A Comprehensive Assessment of the Evolution of Financial Transmission Rights***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 4, November 2008.

- [49] CCEE, **Regras de Comercialização: Módulo 5 – Excedente Financeiro**, Versão 2008. Disponível em: www.ccee.org.br
- [50] S. Stoft, **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**, Willey-IEEE Press, 2002.
- [51] W. Hogan, **Financial Transmission Right Formulations**, Harvard University, 2002. Disponível em: www.whogan.com.
- [52] P. Cramton, Y. Shoham, R. Steinberg, **Combinatorial Auctions**, The MIT Press, 2006.
- [53] G. Gross, M. Negrete-Pincetic, **Management of Uncertainty in Supply Contract Auctions**, IEEE General Meeting 2008, Pittsburgh, 2008.
- [54] R. Baldick, **Border Flow Rights and Contracts for Differences of Differences: Models for Electric Transmission Property Right**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, November 2007.
- [55] P. S. Quintanilha Filho, **Gerenciamento de Risco de Base Locacional em Mercado de Energia**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Novembro, 2002.
- [56] E. Sauma, **Investment Incentives in the U.S. Electricity Transmission System**, Phd Thesis, Industrial Engineering and Operations Research, University of California at Berkeley, Dezembro, 2005.
- [57] J. M. Glachant, **Improving competition in European electricity markets needs more than “Independent” TSOs**, EU Energy Policy Blog, Junho, 2008. Disponível em <http://www.energypolicyblog.com/>
- [58] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, M. V. Pereira, **An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Costs Among Network Users in Electricity Markets**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, November 2007.

9 ANEXO I – CÁLCULO DA RENDA DE CONGESTIONAMENTO

O exemplo apresenta um sistema composto por duas regiões (zonas), três térmicas, uma hidroelétrica e duas demandas:

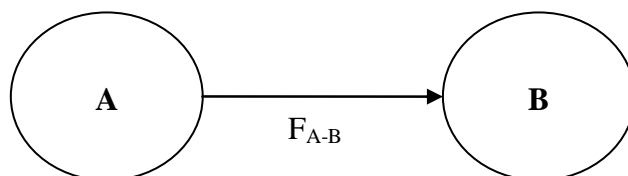


Figura 18 – Sistema Exemplo 1

A Tabela a seguir ilustra um hipotético balanço no operador do mercado do sistema anterior:

Tabela 25 – Balanço do Mercado (sem perdas)

Geradores/Demandas	Produção (MWh)	Preço (\$/MWh)	Total (\$)
<u>Submercado A</u>			
T ₁	10	14	140
T ₂	5	14	70
H ₁	3	14	42
D _A	-6	14	-84
<u>Submercado B</u>			
T ₃	2	15	30
D _B	-14	15	-210
Total A+B	0		-12

Suponha que o gerador T₂, que produz 5MWh, tem a mesma quantidade de energia contratada com a demanda D_B. Se não houvesse congestionamento, o gerador estaria completamente protegido (“*hedged*”) contra o preço “spot”, pois sua produção seria igual ao seu contrato. Entretanto, observa-se na Tabela que os preços “spot” para os submercados A e B são respectivamente \$14/MWh e

\$15/MWh. Isto significa que o gerador tem uma exposição de \$5, como mostrado a seguir:

a) renda no submercado A devido à produção: $\$14/\text{MWh} \times 5\text{MWh} = +\70

b) pagamento no submercado B devido ao contrato: $\$15/\text{MWh} \times 5\text{MWh} = -\75

Assim, apesar da proteção oferecida pelo contrato bilateral, o gerador T_2 ainda está exposto à diferença de preços entre os submercados A e B. Sendo assim, é necessário que o agente possua um contrato de congestionamento da transmissão, que fornecerá a proteção adequada para tal situação. Esse instrumento financeiro, geralmente firmado entre o gerador e o proprietário da interconexão, concede o direito ao comprador de, mediante um pagamento fixo, receber o “*surplus* de transmissão” a cada hora. Este *surplus* corresponde ao produto da diferença de preço pelo fluxo através da interconexão.

É fácil ver que o contrato citado fornece proteção contra o risco de contratação entre submercados. Suponha que T_1 adquiriu um FTR de 5MWh. Neste caso, o balanço seria:

a) renda no submercado A devido à produção: $\$14/\text{MWh} \times 5\text{MWh} = +\70

b) pagamento no submercado B devido ao contrato: $\$15/\text{MWh} \times 5\text{MWh} = -\75

c) renda do FTR: $(\$15/\text{MWh} - \$14/\text{MWh}) \times 5\text{MWh} = +\5

10 ANEXO II – Renda X Custo de Congestionamento

Com o intuito de ilustrar a diferença entre a renda e o custo de congestionamento é utilizado um sistema análogo ao do ANEXO I, de forma a simplificar a demonstração. O raciocínio foi desenvolvido em [30], [31] e [32] e examinado com mais profundidade para casos simples em [33].

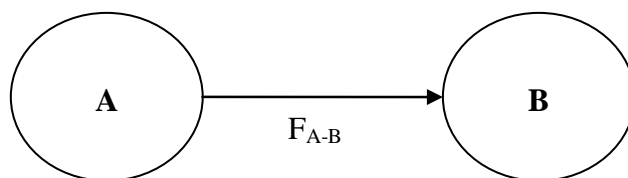


Figura 19 – Sistema Exemplo 2

A Figura 19 mostra uma situação em que as cargas situadas na área B compram sua energia de geradores mais baratos situados na área A e, caso haja necessidade, de geradores mais caros situados na área B. A capacidade de exportação da região A para a região B (F_{A-B}) está limitada ao valor K e, de acordo com as curvas de oferta para exportação em A e demanda por importação em B (S_A e D_B respectivamente), o operador do sistema pode ser obrigado a despachar fora da ordem de mérito.

Por exemplo, o ISO/RTO chama a gerar unidades mais caras na área B enquanto geradores da área A estariam dispostos a suprir essa energia, a um preço inferior, caso houvesse maior capacidade de transmissão. O fato de haver uma limitação de transferência entre as áreas faz com que haja dois preços distintos, P_A e P_B . A diferença ($P_A - P_B$) é o preço-sombra da restrição de capacidade de transmissão. A área ($\Delta P \times K$) é a renda de congestionamento e o triângulo ABC é o custo de congestionamento ou de redespacho. Este último reflete o custo de acionar geradores mais caros na área B já que a importação mais barata proveniente da área A é limitada pelo congestionamento. A renda de

congestionamento e os custos de congestionamento são confundidos algumas vezes, e por isso é importante saber distingui-los e interpretá-los.

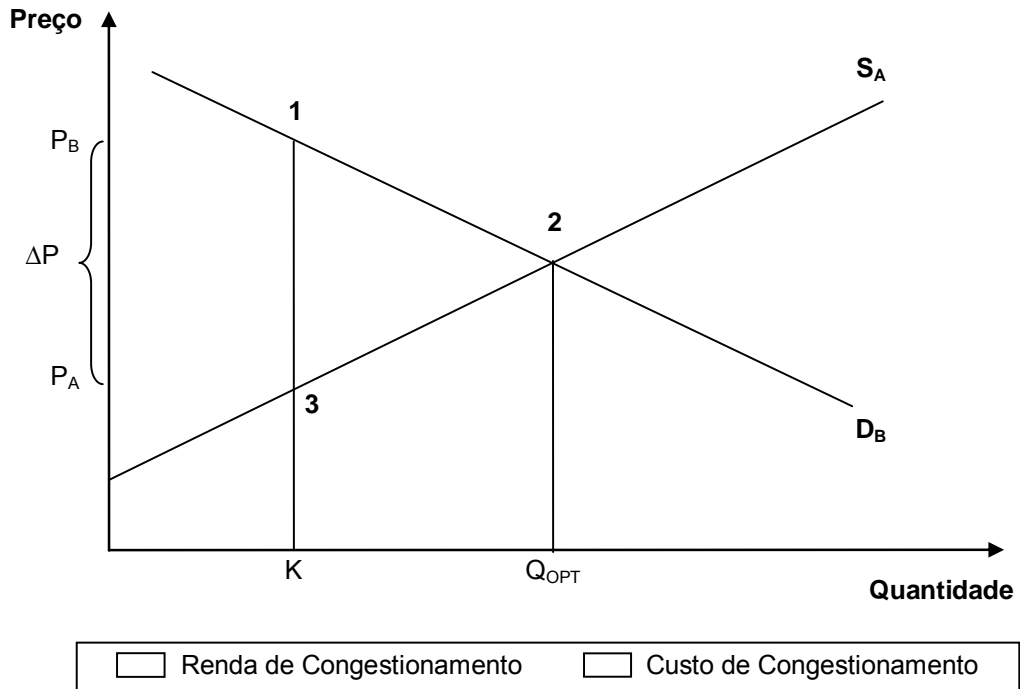


Figura 20 – Renda de Congestionamento X Custo de Congestionamento

11 ANEXO III – DEFINIÇÃO DAS CAPACIDADES MÁXIMAS

Como já foi mencionado, a definição dos limites se baseia nos dados constantes no NEWAVE. Entre o Sul e Sudeste, as capacidades são definidas diretamente. No entanto, devido ao fato de, fisicamente, existir um ponto onde os submercados SE/CO, N e NE se conectam, o qual é usualmente representado por um nó fictício, não é possível utilizar diretamente os dados do deck.

Sendo assim, analisando o comportamento dos fluxos entre esses submercados, pode-se constatar que os fluxos possuem um padrão de comportamento bem definido para o primeiro semestre e outro para o segundo, o que é ilustrado nas figuras abaixo (os dados reais podem ser analisados nos gráficos do ANEXO IV dessa dissertação). A Alteração de padrão possui uma forte correlação com o período chuvoso no Norte.

O objetivo é utilizar os cenários e as limitações reais para que seja possível definir capacidades máximas para as configurações apresentadas na parte direita das figuras:

1º Semestre (Jan-Jun):

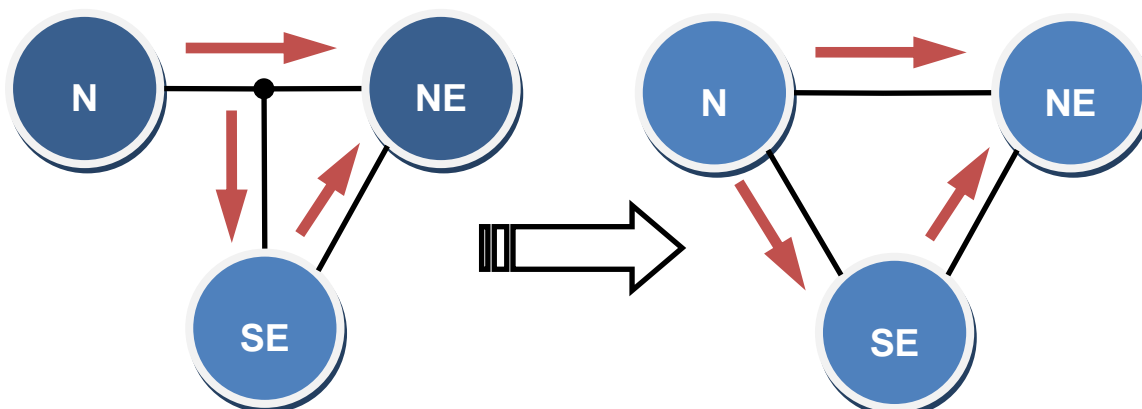
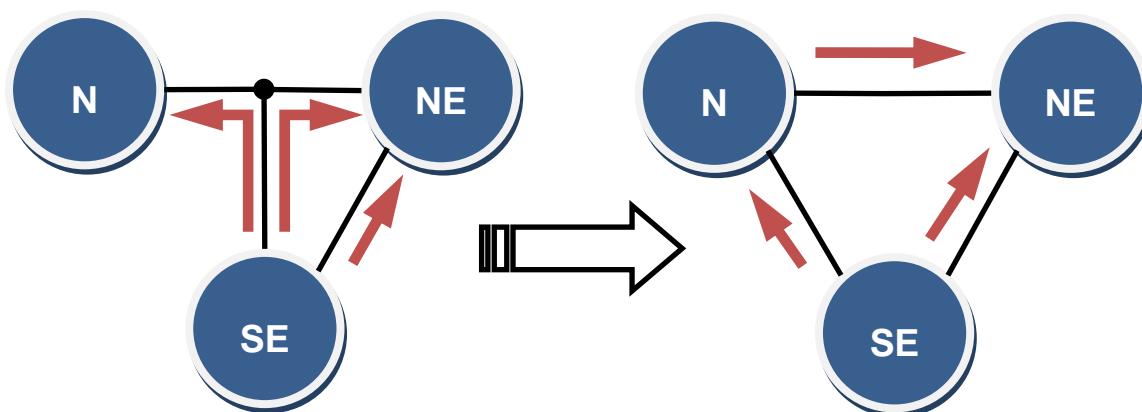


Figura 21 – Fluxos no 1º Semestre do Ano (Sistema Real e Modelo)

2º Semestre (Jul-Dez):



A rigor, deveriam ser calculados os limites e, conseqüentemente, estabelecidos diferentes produtos, para o primeiro e segundo semestre. No entanto, ambos os cenários possuem as mesmas limitações. Dessa forma, considerando as capacidades existentes no sistema hoje, as capacidades máximas a serem consideradas nos leilões de FTRs, para todo o ano, seriam definidas pelos seguintes limites:

Tabela 26 – Limites para Definição das Capacidades Máximas

Injeção – Retirada	Limite (NEWAVE)
N – NE	NF ⁹⁶ → NE
NE – N	NE → NF
N – SE/CO	NF → SE/CO
SE/CO – N	SE/CO → NF
SE/CO – NE	SE/CO → NE
NE – SE/CO	NE → SE/CO
SE/CO – S	SE/CO → S
S – SE/CO	S → SE/CO

⁹⁶ Nó Fictício: denominação dada pelo ONS a SE Imperatriz, onde se encontram os corredores provenientes de Norte, Nordeste e Sudeste. Representado na figura por um ponto negro.

12 ANEXO IV – INTERCÂMBIOS E DIFERENÇAS DE PREÇOS

Para definir de forma correta os produtos a serem leiloados, faz-se necessária uma análise do comportamento dos fluxos nas interligações e das diferenças de preços ao longo do ano. O objetivo desta análise é o estabelecimento de produtos mais aderentes com os riscos em cada período.

Assim, utilizou-se o histórico dos últimos 4 anos, de preços médios mensais e fluxos realizados nas interligações, também estratificado mensalmente, dando origem aos gráficos abaixo:

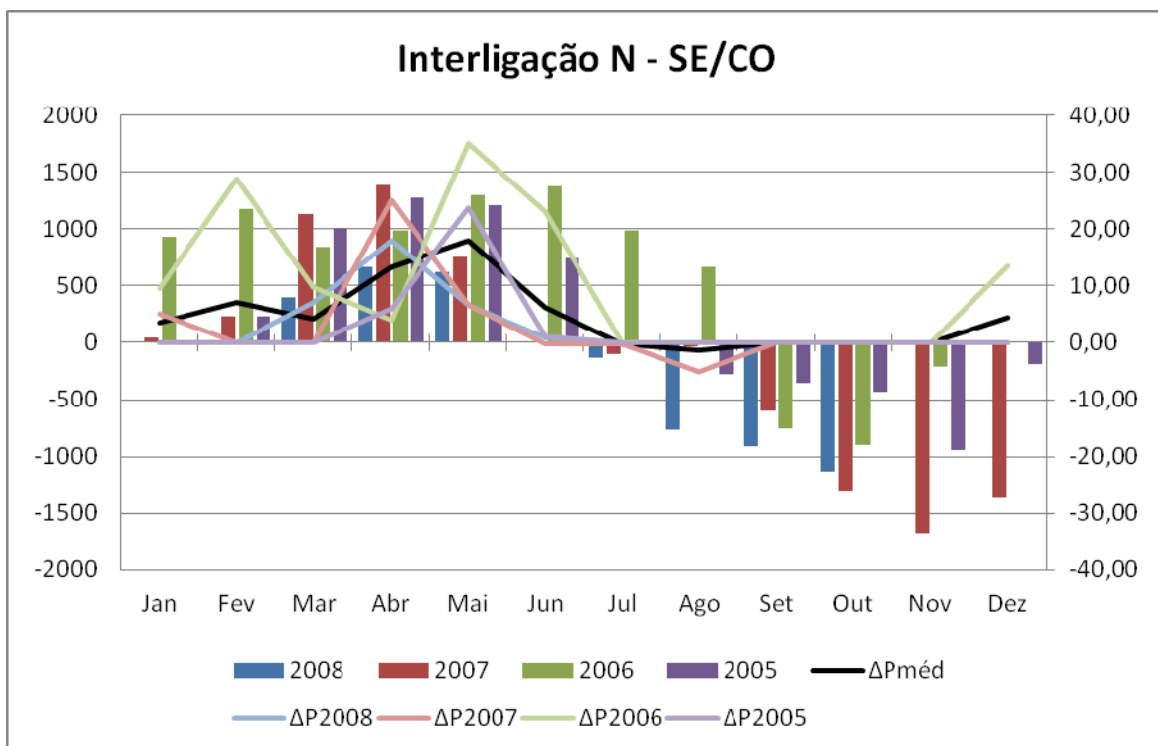


Figura 22 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – SE/CO)

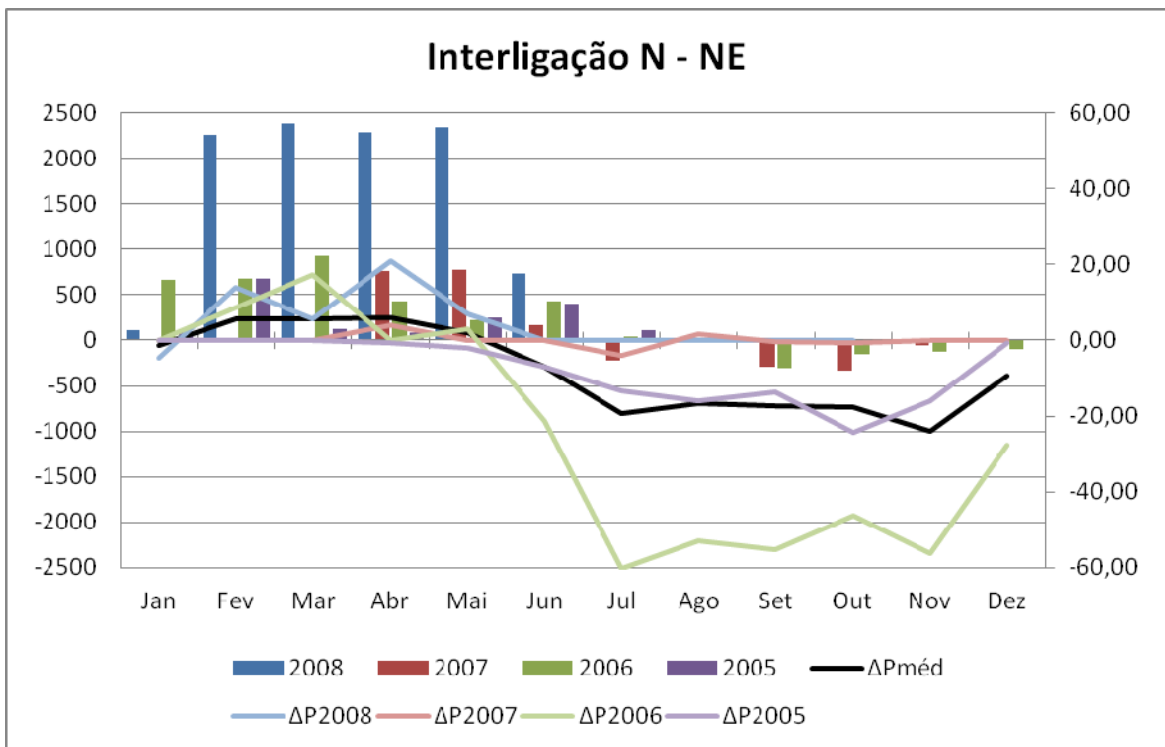


Figura 23 – Fluxos e Diferenças de Preços (N – NE)

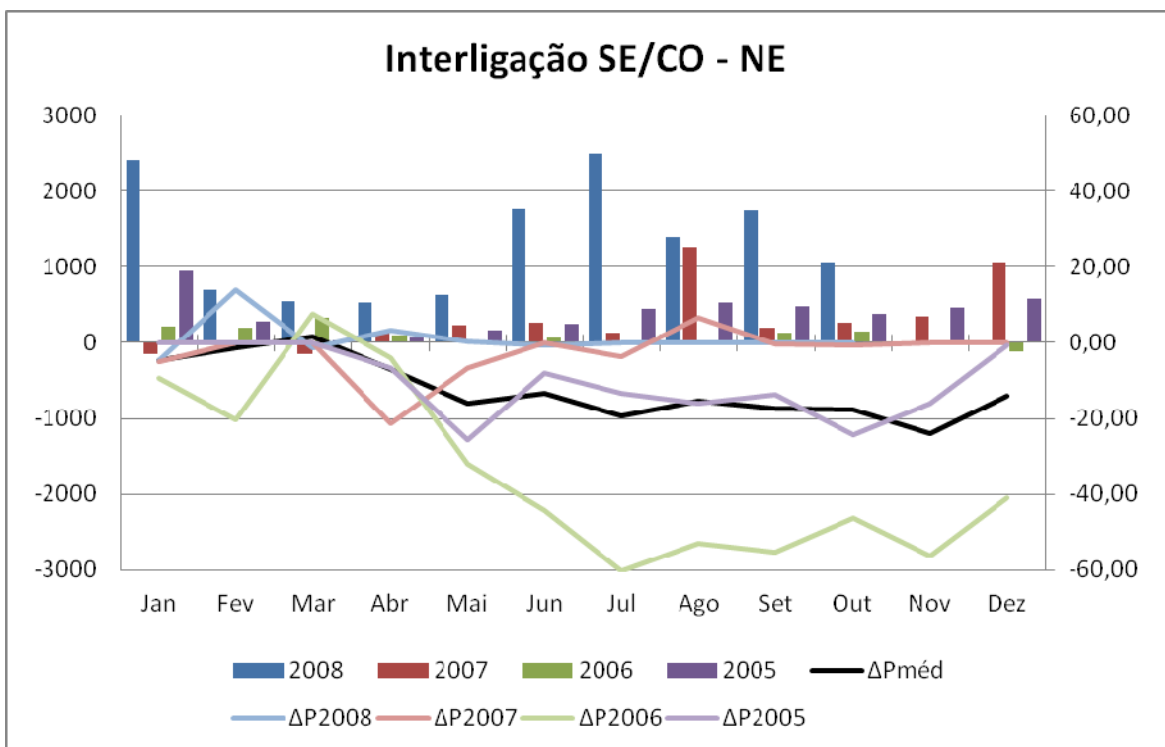


Figura 24 – Fluxos e Diferenças de Preços (SE/CO – NE)

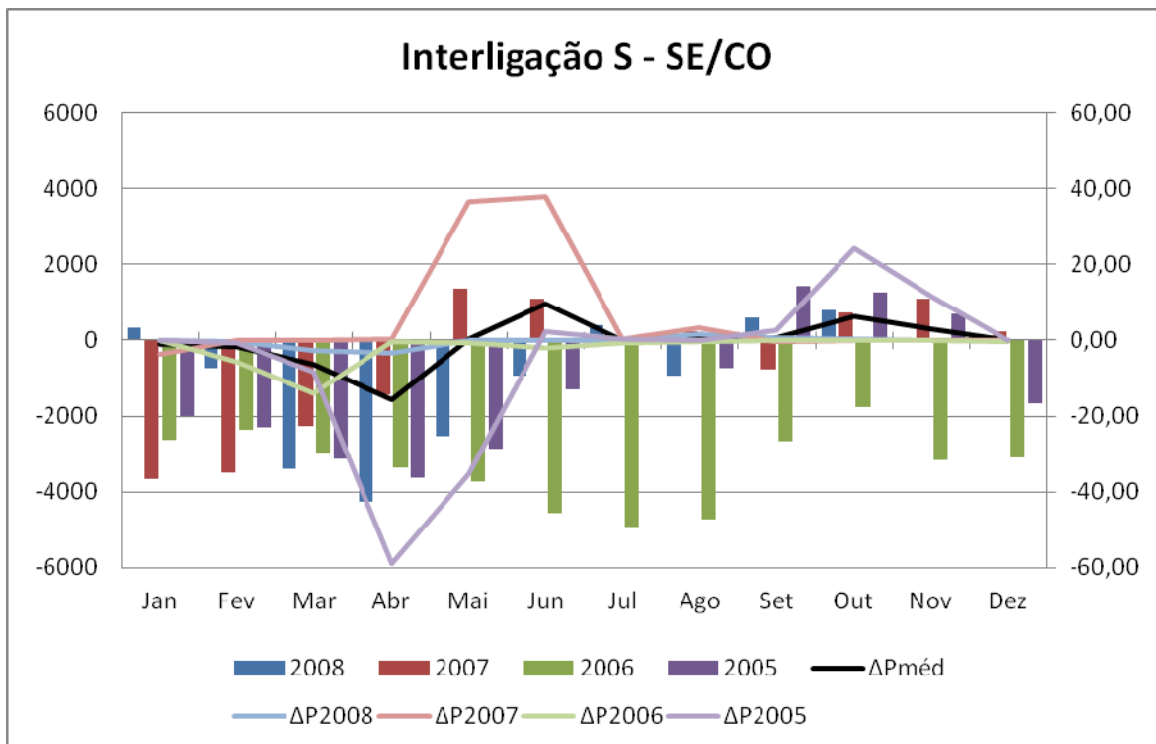


Figura 25 – Fluxos e Diferenças de Preços (S – SE/CO)

Apesar dos descolamentos de preços serem resultado dos fluxos programados e não dos realizados, como mostrado nos gráficos acima, optou-se pela análise híbrida já que, no processo de outorgas dos FTRs, um dos principais objetivos é garantir a cobertura dos custos gerados com os FTRs, o que é função dos preços, calculados com base na programação da operação (no caso brasileiro), e dos fluxos realizados.

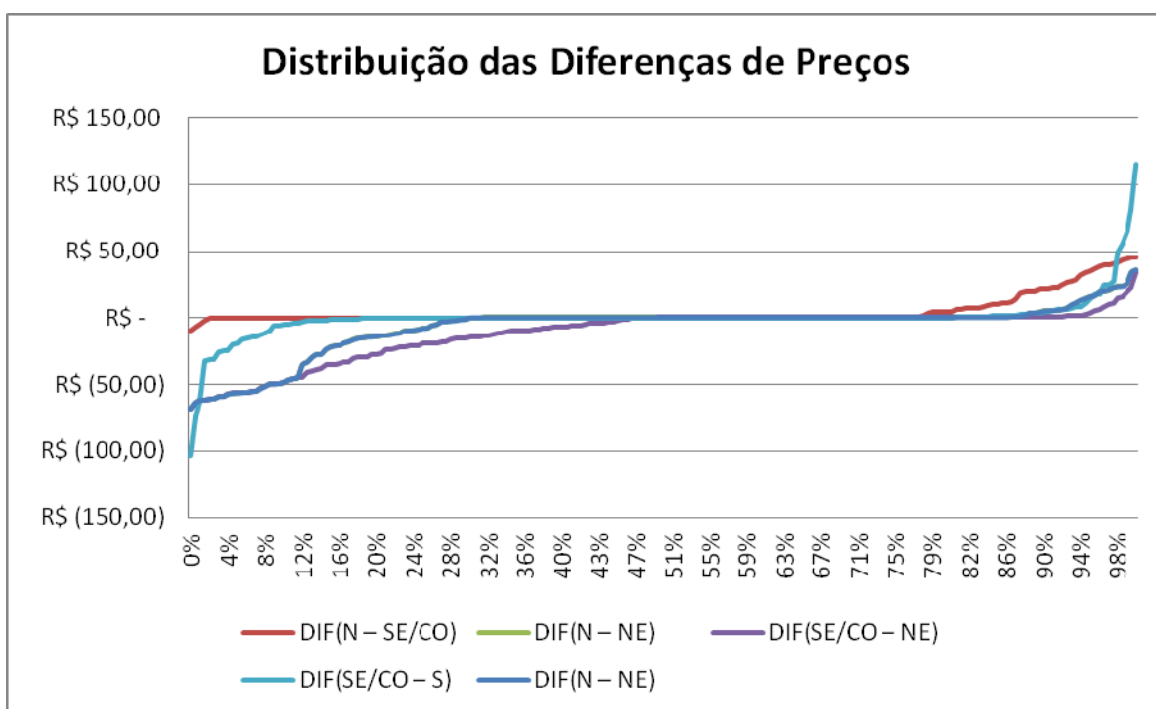
Analisando os gráficos acima, percebe-se que alguns intercâmbios e descolamentos de preços possuem um padrão que perdura durante todo o primeiro semestre do ano (Figuras 19 e 20) enquanto os demais possuem uma maior correlação com o período úmido no Sudeste (Dez-Abr). No entanto, para fins do presente trabalho, com o intuito de contemplar os diferentes comportamentos sazonais, consideraremos produtos mensais.

Ressalta-se que, como os produtos são leiloados de forma independente, poder-se-ia criar períodos diferentes para cada um deles. Além disso, pode-se criar produtos de duração anual, com capacidade constante (leiloa-se apenas parte da

capacidade para tais produtos), e produtos sazonais ou mensais que permitissem aos agentes a realização de ajustes finos na contratação. No entanto, o presente trabalho não considera tais opções.

13 ANEXO V – COMPORTAMENTO DOS AGENTES NO LEILÃO

Para se determinar uma faixa esperada para a formulação das solicitações de compras dos agentes, utilizou-se o histórico dos descolamentos de preços desde janeiro de 2005 até novembro de 2008. O resultado pode ser observado no gráfico abaixo:



Com o intuito de estabelecer um padrão de risco para os participantes do leilão, estabeleceu-se um critério que reflete um certo grau de aversão ao risco dos agentes. Assim, utilizou-se a média dos descolamentos de preços entre cada par de submercados, calculada expurgando-se os 5% piores e os 5% melhores cenários.

De posse dos valores máximos para cada um dos sentidos de intercâmbio, calculados pelo processo descrito, aplica-se então um deságio de 20%, que representa o prêmio adicional que o agente espera quando adquire um FTR.

Como preço de reserva dos leilões definiu-se um valor correspondente a 40% da média após a aplicação do deságio. Com isso estabeleceu-se uma banda, apresentada abaixo, dentro da qual faz-se sorteios aleatórios dos lances:

Tabela 27 – Bandas para os Lances

N – NE	NE – N	N – SE/CO	SE/CO – N	SE/CO – NE	NE – SE/CO	SE/CO – S	S – SE/CO
0,00	1,93	0,95	0,00	0,00	3,40	0,02	0,08
0,00	4,82	2,37	0,00	0,00	8,50	0,05	0,20

Para cada leilão estabeleceu-se o número de oitos ofertas, as quais são combinações do sorteio de um valor da faixa determinada pela tabela acima, com o sorteio de uma capacidade, que pode variar entre 0% e 120% das capacidade máximas, divididas por oito.

Sabe-se que, apesar do esforço em nos aproximarmos de números reais, os critérios escolhidos são razoavelmente arbitrários, e estudos mais profundos podem ser feitos para modelar os agentes no leilão. O objetivo aqui é apenas ilustrar o mecanismo proposto com números razoáveis.

14 ANEXO VI – RESULTADOS DO LEILÃO (JULHO/2007)

As tabelas a seguir mostram os resultados individualizados para os produtos em que houve demanda no mês de julho de 2007:

Tabela 28 – Alocação dos FTRs (NE – N)

NE – N			
Preço	Q	FTR_ETA_1	FTR_ETA_2
R\$ 4,28	4	0	4
R\$ 4,15	199	0	199
R\$ 3,81	68	0	68
R\$ 3,76	208	0	208
R\$ 3,47	67	0	67
R\$ 3,25	151	0	151
R\$ 3,24	152	0	152
R\$ 3,10	185	0	185

Tabela 29 – Alocação dos FTRs (N – SE/CO)

N – SE/CO			
Preço	Q	FTR_ETA_1	FTR_ETA_2
R\$ 2,26	137	0	137
R\$ 2,20	244	0	244
R\$ 2,15	132	0	132
R\$ 1,87	179	0	179
R\$ 1,76	217	0	217
R\$ 1,65	113	0	113
R\$ 1,61	198	0	198
R\$ 1,50	192	0	192

Tabela 30 – Alocação dos FTRs (NE – SE/CO)

NE – SE/CO			
Preço	Q	FTR_ETA_1	FTR_ETA_2
R\$ 8,06	1	0	0
R\$ 6,76	4	0	0
R\$ 6,57	0	0	0
R\$ 6,54	7	0	0

R\$ 5,95	7	0	0
R\$ 4,50	6	0	0
R\$ 4,14	9	0	0
R\$ 4,10	0	0	0

Tabela 31 – Alocação dos FTRs (SE/CO – S)

SE/CO – S			
Preço	Q	FTR ETA_1	FTR ETA_2
R\$ 0,04	75	75	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0
R\$ -	0	0	0

Tabela 32 – Alocação dos FTRs (S – SE/CO)

S – SE/CO			
Preço	Q	FTR ETA_1	FTR ETA_2
R\$ 0,19	204	75	129
R\$ 0,16	212	0	212
R\$ 0,14	271	0	271
R\$ 0,12	219	0	219
R\$ 0,12	289	0	289
R\$ 0,11	160	0	160
R\$ 0,10	45	0	45
R\$ 0,08	470	0	470