



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS HENRIQUE LOPES LIMA

**TARIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO MERCADOS
INTERLIGADOS E MÚLTIPLOS CENÁRIOS OPERATIVOS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
Co-Orientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Outubro 2012
Itajubá – MG – Brasil

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Cristiane N. C. Carpinteiro- CRB_6/1702

L732t

Lima, Luís Henrique Lopes

Tarifação da transmissão considerando mercados interligados e múltiplos cenários operativos. / por Luís Henrique Lopes Lima. -- Itajubá (MG): [s.n.], 2012.

162 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva.

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Tarifação do uso de sistemas de transmissão (TUST). 2. Mercados interligados de energia elétrica. 3. Sistema interligado nacional. I. Silva, Armando Martins Leite da, orient. II. Costa, João Guilherme de Carvalho, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Título da Tese: **“Tarifação da Transmissão considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos”**

Autor: **Luis Henrique Lopes Lima**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

A - APROVADO: Se a Tese obtiver aprovação unânime da Comissão Examinadora.

AC - APROVADO CONDICIONAL: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese deva sofrer alterações de conteúdo ou conter resultados novos ou adicionais.

RE - REEXAME: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese, embora contendo contribuições relevantes, não tenha sido defendida adequadamente, ou deve sofrer modificações mais profundas. Caso em que o candidato terá mais uma única e última oportunidade para reestruturar a Tese se for o caso, e defendê-la novamente em um prazo não superior a 6 (seis) meses contados a partir da data da primeira defesa.

R - REPROVAÇÃO: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese não contém contribuições relevantes para a área do tema da Tese.

(*) Este documento terá a validade de 90 (noventa) dias a contar da data da defesa da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 29 de Outubro de 2012.

Dr. João Carlos de Oliveira Mello
1º Examinador – A & C Consultoria

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
5º Examinador (Co-Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Leonidas Chaves de Resende
2º Examinador – UFSJ

Prof. Zulmar Soares Machado Júnior
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador – UNIFEI – (Orientador)

Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes
Presidente da Banca – UNIFEI

Dedico esse trabalho ao meu querido pai Clóvis Machado Lima.
“Dói saber que além da distância só vou lhe tocar na minha lembrança. A sua falta é sol sem calor. Está aqui, mas já se foi. Já não fala mais, mas escuto a sua voz. Já não sente, mas sinto sua emoção. Hoje mais do que nunca, sinto a sua presença, pois sou a continuidade do seu brilho, e a minha saudade lhe traz de volta.”

(autor desconhecido)

“O homem sonha monumentos,
E só ruínas semeia,
Para pousada dos ventos;
Como os palácios de areia
Dos seus brincos infantis,
Mal divisa o que apetece,
Que tudo se desvanece...
Feliz quem amou! Feliz!”

(Trecho extraído do poema “*O Sobrado*” de Paulo Eiró)

AGRADECIMENTOS

- Em primeiro lugar agradeço a Deus, que sempre esteve ao meu lado, mesmo nos momentos mais difíceis da minha vida;
- Ao meu querido e saudoso pai Clóvis Machado Lima por todo amor, educação, grande incentivo e por me fornecer bases para alcançar todos os meus objetivos;
- À minha mãe Rosangela Maria, aos meus irmãos Thais Helena e Rodolpho e à minha noiva Christyane Leão, pelo amor, paciência, apoio e compreensão, em todos os momentos da minha vida;
- Aos meus orientadores, os professores Armando Martins Leite da Silva e João Guilherme de Carvalho Costa pelo excelente trabalho de orientação, ensinamentos, compreensão e auxílio prestados durante estes preciosos anos de trabalho e convivência;
- Aos professores Zulmar Soares Machado Júnior e Carlos Henrique Valério de Moraes (UNIFEI) pelo grande apoio recebido para a conclusão desta Tese de Doutorado;
- A todos os professores do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), pelo apoio prestado desde o meu ingresso no programa de pós-graduação;
- Aos grandes amigos do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) da Universidade Federal de Itajubá pelo apoio e auxílio nos momentos de estudo e lazer;
- Ao Dr. João Carlos de Oliveira Mello (Andrade & Canellas), M.Sc. Ana Carolina Rennó Guimarães (Omega Energia Renovável), M.Sc. Carlos Rubens Rafael Dornellas (Diferencial Energia), M.Sc. Thiago Guimarães Leite Ferreira (Renova Energia) e a todos os membros do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL – Tema 3/2008, pelas discussões realizadas ao longo do período de execução deste trabalho;
- Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro durante todo o desenvolvimento desta Tese de Doutorado.

RESUMO

No atual ambiente econômico, os sistemas de transmissão desempenham um papel de importância fundamental para o funcionamento dos mercados de energia elétrica. O sistema de transmissão representa um monopólio natural e a tarifação do seu uso afeta diretamente a remuneração das concessionárias e os custos dos participantes do mercado. Uma vez definido o montante total necessário para cobrir despesas com operação e manutenção, além de garantir investimentos no setor, torna-se necessário definir a forma com que este custo será rateado entre os usuários, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios.

A complexidade do método de alocação de custos deve atender às exigências do mercado em que se pretende implantá-lo. Em alguns países, a facilidade de aplicação é indicada como a principal razão para a adoção de modelos mais simples. Em geral, métodos mais complexos são mais justos, pois refletem melhor o uso da rede pelos agentes, além de conduzir o sistema a uma operação mais eficiente.

Esta Tese de Doutorado apresenta uma nova metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica simples ou compostos pela interligação de múltiplos submercados. Inicialmente, o método proposto permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema.

Uma técnica de decomposição de tarifas nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método a mercados interligados. A partir do procedimento proposto é possível determinar a responsabilidade de cada participante (ou grupo de participantes) sobre o uso de qualquer conjunto de elementos de transmissão. A flexibilidade do método apresentado permite o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas.

Todos os desenvolvimentos são descritos detalhadamente, com a apresentação das equações e algoritmos utilizados. Características importantes da metodologia proposta, como transparência, imparcialidade e flexibilidade são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System*. A experiência com a rede de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro também é considerada.

ABSTRACT

In the current economic environment, transmission systems have an important role in the performance of electric energy markets. The transmission system represents a natural monopoly and the charging of its use directly affects the payment of utilities and the costs of market participants. Once the total amount necessary to recover operational and maintenance expenses as well as investments in the sector has been defined, it becomes necessary to determine how this cost will be shared among users of the network, which can be done by methods based on different principles.

The complexity of the cost allocation method should meet market requirements in which one wishes to implement it. In some countries, the easiness of application is indicated as the main reason for the adoption of simpler models. In general, more complex methods are fairer, for they better reflect the usage of the network by the agents, besides leading the system into a more efficient operation.

This Ph.D. Thesis presents a new methodology for allocating transmission system costs in single or interconnected energy markets. Initially, the proposed method allows the decomposition of the total transmission cost into two components: the first corresponds to the utilized network capacity, estimated at a specified operating condition, and the second refers to the transmission capacity available but not used in the system.

A technique for decomposing nodal tariffs per subsystem ensures the applicability of the method to interconnected markets. From the proposed procedure, it is possible to determine the responsibility of each participant (or group of participants) in the use of any specified set of transmission elements. The flexibility of this method allows the establishment of criteria based on economic and technical aspects for cost allocation of each subsystem, as well as of the tie elements between the subsystems.

Important characteristics of the proposed methodology, such as transparency, impartiality, and flexibility, are analyzed and illustrated based on numerical applications with the IEEE Reliability Test System. Experience with the Brazilian transmission network is also discussed.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABELAS.....	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	xvi
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2. ESTADO DA ARTE	2
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO DE TESE.....	15
CAPÍTULO 2: METODOLOGIA PROPOSTA: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA....	16
2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	16
2.2. MODELO MATEMÁTICO – MERCADO ÚNICO.....	17
2.2.1. Fluxo de Potência DC.....	17
2.2.2. Tarifas Iniciais (Sem Ajuste).....	19
2.2.3. Parcelas de Ajuste.....	20
2.2.4. Representação de Perdas no Modelo DC	22
2.2.5. Técnicas de Eliminação de Alocações Negativas	23
2.2.6. Algoritmo	24
2.3. EXEMPLOS NUMÉRICOS – MERCADO ÚNICO	25
2.3.1. Descrição do Sistema.....	25
2.3.2. Resultados Obtidos	26
2.3.3. Comentários Gerais dos Resultados	29
2.4. MODELOS MATEMÁTICOS – SUBSISTEMAS.....	30
2.4.1. Decomposição de Tarifas Nodais	30
2.4.2. Tarifas Iniciais	30
2.4.3. Parcelas de Ajuste.....	31
2.4.4. Critérios para Alocação de Custos.....	33

2.5.	EXEMPLOS NUMÉRICOS – MERCADO INTERLIGADO.....	37
2.5.1.	Descrição do Sistema Interligado.....	37
2.5.2.	Resultados de Fluxo de Potência.....	38
2.5.3.	Resultados - Subsistemas	39
2.5.4.	Custos dos Circuitos Internos e Interligações.....	40
2.5.5.	Alocação de Custos pelo Critério 1	42
2.5.6.	Alocação de Custos pelo Critério 2	45
2.5.7.	Comparação e Análise dos Resultados.....	48
2.6.	COMENTÁRIOS FINAIS.....	50
CAPÍTULO 3: METODOLOGIA PROPOSTA: ASPECTOS COMPLEMENTARES.		51
3.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	51
3.2.	CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS DESPACHOS	52
3.2.1.	Análise do Algoritmo de Despacho Proporcional	52
3.2.2.	Procedimento Proposto.....	54
3.2.3.	Exemplo Numérico.....	56
3.2.4.	Resultados de Alocação de Custos	58
3.3.	DETERMINAÇÃO DE TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO	64
3.3.1.	Procedimento Proposto.....	64
3.3.2.	Exemplo Numérico.....	64
3.4.	TARIFAÇÃO ZONAL	69
3.4.1.	Procedimento Proposto.....	69
3.4.2.	Exemplo Numérico.....	71
3.5.	COMENTÁRIOS FINAIS.....	81
CAPÍTULO 4: APLICAÇÕES COM UM SISTEMA REAL: SIN		82
4.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	82
4.2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – CICLO 2007/2008	83
4.2.1.	Montantes de Geração e Carga por Região	83

4.3.	ALGORITMO NODAL	85
4.3.1.	Descrição do despacho Proporcional por Área.....	85
4.3.2.	Resultados do Fluxo de Potência – Despacho Proporcional por Área	87
4.3.3.	Resultados Obtidos com o Despacho Proporcional por Área	88
4.4.	ALGORITMO PROPOSTO – TUST	91
4.4.1.	Descrição do Algoritmo Proposto	91
4.4.2.	Descrição do Despacho Proporcional Brasil	92
4.4.3.	Resultados do Fluxo de Potência – Despacho Proporcional Brasil.....	93
4.4.4.	Montantes de Geração e Carga por Região	94
4.4.5.	Resultados.....	94
4.5.	ALGORITMO PROPOSTO – TUST	102
4.5.1.	Procedimento Proposto.....	102
4.5.2.	Novo Despacho: “Norte/Nordeste Importador”	103
4.5.3.	Exemplo Numérico.....	106
4.5.4.	Resultados de Alocação de Custos	106
4.6.	DETERMINAÇÃO DE TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO	111
4.6.1.	Procedimento Proposto.....	111
4.6.2.	Exemplo Numérico.....	111
4.7.	TARIFAÇÃO ZONAL	113
4.7.1.	Procedimento Proposto.....	113
4.7.2.	Exemplo Numérico.....	114
4.8.	COMENTÁRIOS FINAIS.....	126
CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES		127
APÊNDICES		132
A.1	Generalização da Parcela “ m ” – Proporção Específica.....	132
A.2	IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Decomposição Original	134
A.3	IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Decomposição Original	136

A.4	IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Decomposição Original.....	137
A.5	IEEE-RTS: Alocação de Custos – Decomposição Original	139
A.6	IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Caso 1	147
A.7	IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Caso 1	149
A.8	IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Caso 1	150
A.9	IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Caso 2	152
A.10	IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Caso 2	154
A.11	IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Caso 2.....	155
REFERÊNCIAS		157

LISTA DE FIGURAS

Fig 2.1 IEEE-RTS – Mercado único	25
Fig 2.2 IEEE-RTS configurado com 3 subsistemas	37
Fig 2.3 Fluxos nas interligações (valores em MW).....	38
Fig 3.1 Fluxos nas interligações (valores em MW) – caso 1.....	57
Fig 3.2 Fluxos nas interligações (valores em MW) – caso 2.....	57
Fig 3.3 Tarifa Média por Região para Geração – Caso Composto.....	68
Fig 3.4 Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,25	73
Fig 3.5 Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,50	76
Fig 3.6 Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,75	79
Fig 4.1 Diagrama do Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2007	83
Fig 4.2 Representação Esquemática das Interligações entre as Regiões do SIN	84
Fig 4.3 Intercâmbios entre Subsistemas – Despacho Proporcional por Área.....	87
Fig 4.4 Representação Gráfica da Disposição das Tarifas Nodais de Geração.....	89
Fig 4.5 Intercâmbios entre Subsistemas – Despacho Proporcional Brasil	93
Fig 4.6 Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação após Selo.....	96
Fig 4.7 Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação antes do Selo.....	99
Fig 4.8 Fluxos nas Interligações do SIN (“Norte/Nordeste Importador”).....	103
Fig 4.9 Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.....	105
Fig 4.10 Tarifas de Geração para o Despacho Original	108
Fig 4.11 Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.....	108

Fig 4.12 Tarifas de Geração para o Despacho Composto	110
Fig 4.13 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Média por Região	112
Fig 4.14 Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – Despacho Original.....	115
Fig 4.15 Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – “Norte/Nordeste Importador”	117
Fig 4.16 Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – Condição Composta	119
Fig 4.17 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 0,25)	120
Fig 4.18 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 0,75)	121
Fig 4.19 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,00)	121
Fig 4.20 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,25)	122
Fig 4.21 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,50)	123
Fig 4.22 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 2,00)	123
Fig 4.23 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 2,50)	124
Fig 4.24 Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 3,50)	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS	14
Tabela 2.1 RESULTADOS – MERCADO ÚNICO.....	26
Tabela 2.2 ELIMINAÇÃO DE ALOCAÇÕES NEGATIVAS APÓS O SELO.....	27
Tabela 2.3 ELIMINAÇÃO DE ALOCAÇÕES NEGATIVAS ANTES DO SELO	28
Tabela 2.4 RESUMO DOS CRITÉRIOS	36
Tabela 2.5 RESULTADOS DAS INTERLIGAÇÕES.....	38
Tabela 2.6 RESULTADOS – MERCADO INTERLIGADO	39
Tabela 2.7 INTERLIGAÇÕES ENTRE SUBSISTEMAS.....	40
Tabela 2.8 CUSTO TOTAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – CTT (\$/ANO).....	41
Tabela 2.9 CUSTO DA PARCELA UTILIZADA – CTU (\$/ANO)	41
Tabela 2.10 CUSTO DA PARCELA NÃO UTILIZADA – CTN (\$/ANO).....	41
Tabela 2.11 ENCARGOS LOCACIONAIS DA GERAÇÃO (\$/ANO)	43
Tabela 2.12 ENCARGOS LOCACIONAIS DAS CARGAS (\$/ANO).....	43
Tabela 2.13 ENCARGOS SELO DA GERAÇÃO (\$/ANO)	44
Tabela 2.14 ENCARGOS SELO DAS CARGAS (\$/ANO)	44
Tabela 2.15 CTU E CTN DOS SUBSISTEMAS (\$/ANO)	45
Tabela 2.16 ENCARGOS LOCACIONAIS DA GERAÇÃO (\$/ANO)	46
Tabela 2.17 ENCARGOS LOCACIONAIS DAS CARGAS (\$/ANO).....	46
Tabela 2.18 ENCARGOS SELO DA GERAÇÃO (\$/ANO)	47
Tabela 2.19 ENCARGOS SELO DAS CARGAS (\$/ANO)	47
Tabela 2.20 ENCARGOS RELATIVOS ÀS INTERLIGAÇÕES (\$/ANO)	48
Tabela 2.21 CRITÉRIO 1: CUSTOS (\$/ANO).....	49
Tabela 2.22 CRITÉRIO 2: CUSTOS (\$/ANO).....	49

Tabela 3.1 GERAÇÃO E CARGA DOS PONTOS DE OPERAÇÃO EM MW	56
Tabela 3.2 TARIFAS INICIAIS TOTAIS (\$/MW×ANO)	58
Tabela 3.3 ENCARGOS DE USO (VALORES EM \$/MW).....	59
Tabela 3.4 ENCARGOS REFERENTES À PARCELA NÃO UTILIZADA (\$/MW)	60
Tabela 3.5 ENCARGOS REFERENTES ÀS INTERLIGAÇÕES (\$/ANO).....	61
Tabela 3.6 ENCARGOS ANUAIS MÉDIOS (VALORES EM \$/ANO)	62
Tabela 3.7 REFERÊNCIAS DE POTÊNCIA E TARIFAS EQUIVALENTES	63
Tabela 3.8 TARIFAS MÉDIAS EQUIVALENTES POR REGIÃO – CASO 1	65
Tabela 3.9 TARIFAS MÉDIAS EQUIVALENTES POR REGIÃO – CASO 2	66
Tabela 3.10 TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO – GERADORES – CASO COMPOSTO ...	67
Tabela 3.11 TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO – CARGAS – CASO COMPOSTO.....	67
Tabela 3.12 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 1 – PASSO: 0,25).....	71
Tabela 3.13 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,25).....	72
Tabela 3.14 TARIFICAÇÃO ZONAL (8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,25).....	72
Tabela 3.15 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 1: CASO BASE – PASSO: 0,50).....	74
Tabela 3.16 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,50).....	75
Tabela 3.17 TARIFICAÇÃO ZONAL (8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,50).....	75
Tabela 3.18 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 1: CASO BASE – PASSO: 0,75).....	77
Tabela 3.19 TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,75).....	78
Tabela 3.20 TARIFICAÇÃO ZONAL (8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,75).....	78
Tabela 4.1 FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL POR ÁREA)	87
Tabela 4.2 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO (PROGRAMA NODAL).....	88
Tabela 4.3 TARIFAS FINAIS DE CARGA (PROGRAMA NODAL)	90
Tabela 4.4 FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL BRASIL).....	93
Tabela 4.5 MONTANTES DE POTÊNCIA DE CADA REGIÃO (VALORES EM MW)	94

Tabela 4.6 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.....	95
Tabela 4.7 TARIFAS FINAIS DE CARGA	97
Tabela 4.8 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.....	98
Tabela 4.9 TARIFAS FINAIS DE CARGA	100
Tabela 4.10 FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (DESPACHO N/NE IMPORTADOR).....	103
Tabela 4.11 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.....	104
Tabela 4.12 COMPARAÇÃO DAS TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO	107
Tabela 4.13 CASO COMPOSTO (8/12 ORIGINAL E 4/12 N/NE IMPORTADOR).....	109
Tabela 4.14 TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO PARA GERAÇÃO	111
Tabela 4.15 TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO PARA AS CARGAS.....	111
Tabela 4.16 TARIFAÇÃO ZONAL (CASO ORIGINAL – PASSO: 1,00).....	114
Tabela 4.17 TARIFAÇÃO ZONAL (CASO “N/NE IMPORTADOR” – PASSO: 1,00).....	116
Tabela 4.18 TARIFAÇÃO ZONAL (CASO COMPOSTO – PASSO: 1,00).....	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CT^{Sub_k}	Vetor com os custos dos circuitos pertencentes ao subsistema k ;
CTN	Custo da transmissão não utilizada;
CTN^{Sub_k}	Custo da transmissão não utilizada correspondente ao subsistema k ;
CTT	Custo total da transmissão;
CTT^{Sub_k}	Custo total da transmissão correspondente ao subsistema k ;
CTU	Custo da transmissão utilizada;
CTU^{Sub_k}	Custo da transmissão utilizada correspondente ao subsistema k ;
$ECTN_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído às cargas do subsistema j pela disponibilidade da rede do subsistema i ;
$EGTN_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído aos geradores do subsistema j pela disponibilidade da rede do subsistema i ;
$ECTU_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído às cargas do subsistema j pelo uso da rede do subsistema i ;
$EGTU_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído aos geradores do subsistema j pelo uso da rede do subsistema i ;
$FPC_{Sub_i}^{Sub_j}$	Fator de participação das cargas do subsistema j sobre o custo de uso da rede do subsistema i ;
$FPG_{Sub_i}^{Sub_j}$	Fator de participação dos geradores do subsistema j sobre o custo de uso da rede do subsistema i ;
π	Vetor das tarifas nodais sem ajuste;
π^{Sub_k}	Vetor das tarifas nodais sem ajuste do subsistema k ;
π_0	Vetor de correção da dependência da barra de referência;
$\pi_0^{Sub_k}$	Vetor de correção da dependência da barra de referência do subsistema k ;

π_C^{CTN}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos consumidores;
π_C^{CTN, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTN}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos geradores;
π_G^{CTN, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos geradores do subsistema k ;
π_C^{CTT}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos consumidores;
π_C^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTT}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos geradores;
π_G^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos geradores do subsistema k ;
π_C^{CTT}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos consumidores;
π_C^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTT}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos geradores;
π_G^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos geradores do subsistema k ;
PC	Vetor de carga das barras;
PG	Vetor de geração das barras;
pu	Por unidade (valor relativo);
RAP	Receita anual permitida;
δ	Parcela constante de ajuste das tarifas das cargas;
$spot$	Mercado de curto prazo.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

N^O atual ambiente econômico, os sistemas de transmissão desempenham um papel de importância fundamental para o funcionamento dos mercados de energia elétrica [SGL89]. Ao contrário dos segmentos de geração e comercialização, o sistema de transmissão representa um monopólio natural e a tarifação do seu uso afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos participantes do mercado. Neste contexto, uma vez definido o montante total necessário para cobrir as despesas com operação e manutenção, além de garantir investimentos no setor, torna-se necessário determinar a forma com que este custo será rateado entre os usuários da rede, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios.

Vários métodos de alocação de custos de transmissão tiveram origem nos Estados Unidos com o advento das transações *wheeling*, em que duas empresas, geralmente com estrutura vertical, firmavam contratos de compra e venda de energia, cuja efetivação exigia a utilização do sistema de transmissão de uma terceira empresa. Surgia então, a necessidade de medir o impacto de cada transação sobre os custos da rede de transmissão, o que era geralmente feito com base no grau de utilização do sistema. Por este motivo, diversos métodos encontrados na literatura estão mais adaptados aos casos em que o sistema elétrico encontra-se organizado em termos de transações bilaterais e não em torno de um mercado de despacho centralizado [SSL02].

A complexidade do método de alocação de custos deve atender às exigências do mercado em que se pretende implantá-lo. Em alguns países, a facilidade de aplicação é indicada como a principal razão para a adoção de modelos mais simples. De um modo geral, métodos mais complexos são mais justos, pois refletem melhor o uso da rede pelos agentes, além de conduzir o sistema a uma operação mais eficiente.

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica que podem ser únicos ou compostos pela interligação de múltiplos submercados. Inicialmente, o método proposto permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Propõe-se ainda um procedimento para a utilização de dois ou mais pontos de operação no cálculo das tarifas, para caracterizar os cenários considerados no planejamento da expansão da transmissão.

Uma técnica de decomposição de tarifas nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método a mercados interligados. A partir do procedimento proposto é possível determinar a responsabilidade de cada participante (ou grupo de participantes) sobre o uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método apresentado permite o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas.

Todos os desenvolvimentos propostos nesta tese de doutorado são descritos detalhadamente, com a apresentação das equações e algoritmos correspondentes. Características importantes da metodologia proposta, como transparência, imparcialidade e flexibilidade são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas tanto com o *IEEE Reliability Test System* quanto com o Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ciclo tarifário de 2007/2008.

1.2. ESTADO DA ARTE

De acordo com [SSL02], as metodologias para alocação de custos de transmissão podem ser divididas em três grupos: métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais. No primeiro grupo são encontrados métodos que alocam os custos totais de um sistema de transmissão entre seus usuários com base em proporções de variáveis regulatórias como potências de ponta ou energias transmitidas. Estes métodos podem ou não considerar estudos de fluxo de potência.

Pela técnica *Pro Rata* ou Selo Postal [IG98, KS04], por exemplo, o custo total da transmissão é dividido entre os agentes na proporção das magnitudes de sua injeção de potência em uma

condição definida especificamente para este fim. Esta formulação tem como vantagem a simplicidade de implementação, motivo que justifica sua aplicação em alguns países. Contudo, o método não é capaz de medir a utilização da rede. Com isso, a ocorrência de subsídios entre os agentes é uma consequência inevitável. Por exemplo, uma carga próxima a um grande centro de geração terá uma tarifa idêntica à aplicada a uma carga mais distante e que, portanto, “utiliza mais” o sistema de transmissão. Cabe ressaltar que o *Pro Rata* pode ser usado para complementar as tarifas calculadas por métodos mais sofisticados, alocando a diferença entre os custos totais da transmissão e os originalmente recuperados pelos métodos.

O método do Caminho de Contrato se baseia na especificação de um conjunto de circuitos eletricamente contínuos entre os pontos de injeção e retirada de uma transação bilateral, denominado caminho de contrato. Os custos relativos a cada circuito são rateados entre as transações através de uma medida de uso, como por exemplo, o montante de potência envolvido na transação. Por esta razão, esse método é considerado uma particularização da metodologia *Pro Rata*.

Na primeira etapa da aplicação, devem-se selecionar as instalações que farão parte de cada caminho de contrato. Isto é feito através de um acordo entre o gerador, o consumidor e a companhia de transmissão, relativamente ao caminho “mais lógico” para o trânsito da energia associada à transação. É importante ressaltar que este acordo não leva em conta as leis físicas que regem o comportamento dos circuitos. De acordo com [O99], além de não fornecer sinais econômicos adequados, o presente método poderia originar tarifas demasiadamente elevadas para transações entre barras mais afastadas.

Em conclusão, por ser tecnicamente injustificável e possuir caráter mais arbitrário do que o *Pro Rata*, o método do Caminho de Contrato é considerado inapropriado para aplicação no contexto atual dos sistemas elétricos.

Ainda neste grupo, metodologias baseadas no princípio da divisão proporcional [SSL02] admitem que os fluxos de potência que deixam uma barra por um conjunto de circuitos são combinações proporcionais dos fluxos que nela incidem. Em [B97] e [KAS97], apresentam-se descrições detalhadas sobre o equacionamento matricial deste tipo de método. Partindo de uma solução de fluxo de potência AC, as contribuições de todos os geradores (ou cargas) para o fluxo em cada circuito são avaliadas e a mesma proporção é usada para alocar seu custo.

Apesar da relativa simplicidade, o método não possui fundamentos econômicos que o tornem capaz de fornecer sinais adequados aos usuários da rede. A referência [BK04] usa o valor de *Shapley* [AS74] para confirmar o princípio da divisão proporcional em um problema de alocação de perdas. Outros trabalhos que utilizam este princípio são: [AK09, ASK06, ASK07, B00, BZ03, BZW04, DLN03, GCG05, JTR00, MJ07, RAP06].

O método do MW-Milha foi proposto em [SGL89] para prover um esquema de alocação capaz de considerar o montante da transação e a distância entre as barras de injeção e retirada de potência. Duas versões foram apresentadas: a primeira, baseada na distância física entre duas barras associadas a uma transação bilateral, e a segunda, que utiliza os resultados de um estudo de fluxo de potência.

Na primeira versão, quanto maior o montante de potência e a distância entre as barras de injeção e retirada, maior será o encargo alocado à transação. Assim, o método tende a “favorecer” a instalação de geradores em centros de consumo e cargas em regiões geradoras, já que tais transações utilizam “uma parcela menor da rede”.

A segunda versão do método tem duas etapas. Na primeira, deve-se executar um estudo de fluxo de potência para obter uma situação de referência. Este caso-base deve corresponder a uma situação significativa do ponto de vista da operação do sistema e incluir as transações a serem tarifadas. Na segunda etapa, com o conhecimento dos fluxos em todos os circuitos, determinam-se os valores de MW-milha associados a cada transação.

Considerando que o fluxo de potência em cada circuito é menor que sua capacidade máxima, observa-se que este método não recupera o custo total a ser pago às companhias de transmissão. Isto significa que a existência de margens de segurança na transmissão e períodos em que o sistema fica com baixo carregamento provoca uma remuneração insuficiente.

Neste caso, torna-se necessária a implantação de algum ajuste para garantir a remuneração do custo total e consequentemente, evitar que as companhias de transmissão sejam tentadas a adiar investimento, fazendo com que a rede opere próximo dos limites. O ajuste proposto em [SSL02] consiste no rateio do custo total de transmissão entre as transações, obedecendo à proporção dos encargos calculados inicialmente pelo método do MW-Milha.

O método do Módulo, também conhecido como método do Uso [KL94, M96], assume que os agentes devem pagar tanto pela parcela utilizada dos recursos de transmissão, quanto por sua reserva, i.e., a diferença entre a capacidade máxima e os fluxos existentes nos circuitos. Essa reserva se deve à necessidade do atendimento a critérios de confiabilidade, estabilidade, segurança e incertezas associadas ao processo de planejamento do sistema.

De acordo com as condições de operação de um sistema, o efeito de uma transação ou injeção poderá ser benéfico no sentido de reduzir o fluxo de potência em um ou mais circuitos. Este é o caso da instalação de geradores em áreas do sistema com grande concentração de cargas e vice-versa. Em situações como esta, pode ser desejado isentar tais agentes dos encargos de transmissão, pois os mesmos contribuem para o aumento da eficiência na transmissão.

O método do Fluxo Positivo tem a vantagem de indicar aos novos geradores e consumidores, as barras mais adequadas para se conectarem, tendo em vista uma menor tarifa de uso e uma melhoria nas condições operativas do sistema (pois o alívio na utilização da rede pode postergar investimentos em reforços). Como desvantagem, pode-se citar a descontinuidade e a volatilidade das tarifas, principalmente em sistemas pouco carregados ou com poucas transações, onde inversões de fluxos são mais frequentes.

O método do Fluxo Dominante é uma combinação entre os métodos do Módulo e do Fluxo Positivo e seu objetivo é reduzir ou mesmo eliminar as desvantagens inerentes a cada um deles. Neste caso, a tarifa é decomposta em duas parcelas: a primeira, relacionada com a utilização efetiva dos circuitos é denominada capacidade-base e a segunda, associada à capacidade disponível nos circuitos (reserva), é chamada de capacidade adicional.

Os métodos baseados em estudos de fluxo de potência superam algumas deficiências apresentadas pelos anteriores (que não levam em conta a forma de exploração do sistema elétrico pelos diversos agentes). A utilização dos fluxos de potência nos circuitos torna os resultados mais aderentes à operação real do sistema. A depender do método adotado, alguns ajustes podem ser necessários para que o custo total do sistema seja recuperado. Um estudo comparativo entre os métodos é realizado em [MMS03].

Para a utilização de métodos incrementais, deve-se estabelecer uma situação-base à qual serão sobrepostas novas transações. O custo incremental associado a uma transação corresponde à

diferença entre os custos do sistema (operação, manutenção, expansão e reforços) na presença e na ausência da mesma.

Embora os conceitos de natureza incremental contribuam para aumentar a eficiência e a racionalidade econômica do uso dos sistemas de transmissão, alguns inconvenientes estão presentes neste tipo de metodologia.

Entre as deficiências apontadas em [SSL02], destacam-se a alta complexidade do cálculo dos custos associados a cada transação (principalmente nos casos em que há um grande número de transações) e a dependência dos resultados com relação à sequência de inclusão dessas transações. Esta última característica é extremamente indesejável, pois introduz um caráter discriminatório no processo de alocação de custos.

As dificuldades indicadas acima mostram que metodologias incrementais têm boa aplicabilidade somente em sistemas com número reduzido de transações *wheeling*, onde é possível definir um cenário de referência para a análise incremental. Consequentemente, no atual ambiente, em que o acesso aos sistemas de transmissão é generalizado, tais métodos tornam-se inapropriados.

Diferentemente dos métodos incrementais, as metodologias marginais consistem basicamente em avaliar, em relação a um determinado ponto de operação, a variação nos custos do sistema de transmissão provocada pela variação marginal de alguma grandeza, e.g., a injeção de potência em uma barra.

Nos últimos anos, o interesse por métodos marginais tem aumentado devido à sua capacidade de promover uma alocação de custos justa e compatível com uma utilização eficiente das redes elétricas. Os sinais econômicos transmitidos pelos preços marginais [CBS82] têm justificado a aplicação de tais métodos nos sistemas tarifários de diversos países.

O conceito de tarifa marginal [SCT88] está estreitamente ligado a problemas de otimização. Num horizonte de curto prazo, deseja-se minimizar o custo de produção de energia elétrica, como representado, por exemplo, na função objetivo de um sistema predominantemente hidrelétrico [M07, MM07]:

$$\text{Minimizar: } Z = \text{Custo de Produção} \quad (1.1)$$

Sujeito a:

$$\text{Equação da água} \quad (1.1a)$$

$$\text{Restrições de geração} \quad (1.1b)$$

$$\text{Restrições de transmissão} \quad (1.1c)$$

Neste caso, o preço marginal da barra j é definido como

$$\pi_j = \frac{\partial Z}{\partial P_j} \quad (1.2)$$

onde P_j é a injeção de potência da barra j . A tarifa marginal de j reflete a variação do custo Z em função do aumento marginal em sua injeção de potência.

No curto prazo, procura-se minimizar o custo de produção. Assim, a aplicação de custos marginais de curto prazo, denominados SRMC (*Short Run Marginal Cost*), não é capaz de recuperar o custo total da transmissão, necessitando de ajustes que igualem o valor recuperado à receita permitida das empresas. Em geral, a magnitude dos ajustes é relativamente grande, o que acaba por introduzir distorções nas tarifas, comprometendo a qualidade da sinalização econômica resultante. Outra desvantagem do método vem do fato das tarifas de transmissão serem determinadas em função dos custos das empresas de geração e não daqueles referentes à operação e expansão da rede.

As tarifas podem se tornar mais aderentes à atividade de transmissão se na função objetivo forem incluídos os custos de investimentos [CDP93]. Assim, os custos marginais passam a ser de longo prazo, denominados LRMC (*Long Run Marginal Cost*). Contudo, a maior dificuldade para o cálculo destes custos resulta da necessidade de se conhecer um plano de expansão ótimo, o que é uma tarefa difícil, tendo em vista o elevado alto grau de incertezas associadas ao futuro.

Uma simplificação bastante utilizada para contornar este problema consiste no uso do custo médio incremental de longo prazo, obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas.

Outra possibilidade para simplificar o cálculo dos custos marginais de longo prazo baseia-se na troca da função objetivo do problema, que passa a buscar o mínimo custo total de transmissão (CTT), i.e.,

$$\text{Minimizar: } CTT = \sum_{i=1}^n c_i \times f_i \quad (1.3)$$

Sujeito a:

$$P = B\theta \quad (1.3a)$$

$$|f_i| = |b_{ik} \theta_{ik}| \quad (1.3b)$$

$$|f_i| \leq \bar{f}_i \text{ para todo circuito } i \quad (1.3c)$$

onde c_i é o custo unitário do circuito i , que corresponde à relação entre o custo do circuito i e sua capacidade; f_i é o fluxo no circuito i , $\bar{f}_i$ é a capacidade máxima do circuito i ; P é o vetor de potências injetadas; B é a matriz de susceptância nodal; θ é o vetor de ângulos, b_{km} é a susceptância do ramo i que liga as barras k e m , e θ_{km} é a diferença angular entre as tensões das barras k e m .

Neste problema, uma vez definidos os despachos dos geradores e as magnitudes das cargas, a solução ótima corresponde à própria solução do fluxo de potência DC (1.3a), desde que demais restrições sejam obedecidas. Esta propriedade facilita a obtenção dos coeficientes de Lagrange associados à restrição (1.3a), i.e., a sensibilidade do custo de ampliação do sistema de transmissão em relação a uma variação marginal na carga. Estes coeficientes podem ser obtidos diretamente a partir dos fatores de distribuição que deram origem ao método Nodal [A99], que será abordado mais adiante.

Além das metodologias descritas anteriormente, existem formulações que não se enquadram exatamente em nenhum dos grupos listados em [SSL02]. Tais métodos, brevemente descritos nesta seção, baseiam-se no cálculo da matriz de impedância nodal (Z_{bus}) de um sistema [CCL07, LS08]; na determinação de Transações Equivalentes Bilaterais – *Equivalent Bilateral Exchanges* [EE09, GCG03, GGC05, RD08, U05]; ou na utilização da Teoria dos

Jogos Cooperativos [AKV09, BSP10, ETC05, LCP08, OP07, SRZ06, ZR02] para alocar os custos de um sistema de transmissão. Ainda com base na Teoria dos Jogos Cooperativos, encontram-se os métodos baseados na teoria de *Aumann-Shapley*, aplicados em [JCB07, TL02]. Estudos comparativos entre os métodos são feitos nas referências [LCP09, LP04, RV06].

O método da Matriz de Impedância Nodal [CCL07] aloca os custos de transmissão com base na montagem da matriz de impedância nodal de um sistema, denominada Z_{bus} . A ideia básica do método é identificar como as correntes injetadas nas barras contribuem para a produção dos fluxos de potência ativa em cada linha de transmissão. A formulação utiliza a modelagem de rede não linear AC. O custo da transmissão é rateado entre os geradores e as cargas na proporção do uso que estes fazem da rede, que de acordo com a formulação proposta, se baseia na potência complexa.

Alguns desenvolvimentos matemáticos [CCL07] são feitos até que a potência ativa de cada linha seja decomposta e associada às injeções de corrente nas barras do sistema. O método adota como premissa, a existência de pelo menos um gerador ou uma carga em cada barra. Assim, há três casos a considerar:

- a) Se na barra existir uma única geração, esta será considerada responsável pelo uso da rede atribuído à injeção de corrente da barra;
- b) Se na barra existir apenas uma carga, esta assumirá a responsabilidade pelo uso da rede atribuído à corrente da barra;
- c) Se houver uma geração e uma carga na mesma barra, a utilização das linhas atribuída à corrente da barra será rateada entre a geração e a carga, na proporção das magnitudes de sua injeção de potência.

Para que a matriz Z_{bus} possa ser calculada e o método torne-se aplicável, é fundamental que as admitâncias “shunt”, i.e., capacitâncias de linha, capacitores e reatores de barra, sejam considerados na modelagem do sistema de transmissão. O método permite alocar o custo total do sistema existente, mas não é possível especificar um critério que defina a proporção com que os custos serão alocados entre os agentes de geração e consumo.

Já o método das Transações Equivalentes Bilaterais [GCG03, GGC05] se baseia no princípio de que cada gerador fornece uma fração predefinida da potência de cada carga e, conseqüentemente, cada carga recebe uma fração predefinida da potência de cada gerador.

A contribuição do gerador k para uma carga j é dada por [LCP08]:

$$GD_{kj} = \frac{P_{Gk}^{DC} \times P_{Dj}}{P^{Total}} \quad (1.4)$$

onde P^{Total} é a soma das cargas; P_{Dj} é a carga da barra j ; P_{Gk}^{DC} é a potência gerada na barra k sem considerar perdas (pois é utilizado o modelo DC).

A EBE, sigla utilizada para *Equivalent Bilateral Exchange*, associada a esta contribuição é representada como uma geração na barra k e uma carga na barra j , ambas com o valor GD_{kj} . Sua contribuição para os fluxos nos circuitos é

$$F = \beta P \quad (1.5)$$

onde F é o vetor com os fluxos provocados pela EBE; β é a matriz de sensibilidade [BV99] dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras¹ e P é o vetor de injeções de potência ativa nas barras, que neste caso, é dado por:

$$P = \begin{bmatrix} 0 & +GD_{kj} & 0 & \dots & -GD_{kj} & 0 \end{bmatrix}^T \quad .$$

$\uparrow$
 Barra k

$\uparrow$
 Barra j

Assim, os fluxos em cada circuito são expressos como uma soma de contribuições de cada EBE. Para conhecer a contribuição de cada gerador para originar os fluxos, basta atribuir a metade da responsabilidade de uso associada a cada EBE da qual ele participa. O mesmo procedimento vale para as cargas.

¹ Esta matriz deve ser devidamente corrigida para que os resultados obtidos tornem-se independentes da barra de referência utilizada no cálculo do fluxo de potência linear DC.

Como resultado, tem-se um método que aloca os custos totais da transmissão na proporção de 50:50% entre geradores e cargas. O princípio utilizado não fere nenhuma lei da teoria de circuitos, embora não possa ser justificado tecnicamente. Além disso, o método não possui um embasamento econômico.

A Teoria dos Jogos Cooperativos [Y94] tem sido frequentemente utilizada no setor elétrico para resolver problemas como a alocação de energia firme entre usinas hidrelétricas, a determinação de fatores de perdas e a tarifação da transmissão. Um jogo cooperativo é formado por um conjunto de N jogadores (agentes), que se unem para formar coalizões com o objetivo de maximizar ou minimizar uma função característica. Esta função pode representar o benefício de fornecer um serviço ou um custo para uma coalizão formada pelos N jogadores (como é o caso do problema de alocação de custos da transmissão).

A cada coalizão é associado a um custo que pode ser determinado por qualquer método, e.g., incremental, marginal etc. A questão fundamental reside na forma como o custo total deverá ser dividido entre os agentes. Uma alocação é considerada justa [NM47] quando: (i) a soma das alocações resulta no custo total a ser dividido e; (ii) os jogadores têm custos menores participando da coalizão do que fora dela. O conjunto de todas as alocações justas é denominado núcleo do jogo. Para se efetuar a seleção da melhor solução, encontram-se na literatura os conceitos de Valor de *Shapley* [S53] e *Nucleolus* [GH84].

Fundamentado na Teoria dos Jogos Cooperativos, o procedimento de *Shapley* (que deu origem ao método de *Aumann-Shapley*) procura adicionar os geradores² ao sistema de forma sequencial, onde, para cada gerador incluído, deve-se determinar por otimização, o conjunto de cargas a serem supridas pelo mesmo, visando a obter as menores tarifas de transmissão. As cargas selecionadas ficam impossibilitadas de participar de futuras inclusões. O processo é repetido até que todos os geradores tenham sido adicionados.

A questão mais importante do método se refere à definição da ordem de inclusão dos agentes, uma vez que a sequência utilizada tem influência direta nos resultados da alocação de custos. Note, por exemplo, que o primeiro gerador a ser adicionado terá uma grande opção de cargas para suprir, enquanto o último só poderá alimentar as cargas que “sobrarem”.

² O procedimento para as cargas é análogo. Neste caso, elas devem ser incluídas no sistema uma por uma, seguidas da determinação dos geradores que as suprirão, para que as menores tarifas de transmissão sejam atingidas.

A solução baseada na teoria de jogos por *Shapley* [Y94, S53] consiste em determinar as tarifas dos geradores para todas as possíveis ordens de entrada e, depois disto, utilizar a média das tarifas para garantir que todos os geradores terão a mesma oportunidade. No entanto, o método apresenta duas limitações:

- a) Falta de isonomia: A magnitude dos geradores e a possibilidade de agregação entre os agentes são capazes de influenciar os resultados. Por exemplo, a alocação de custos a um gerador de 20 MW em uma determinada barra é diferente da soma das alocações feitas a dois geradores de 10 MW na mesma barra;
- b) Esforço computacional: A explosão combinatorial resultante do processo de determinação das tarifas médias faz com que este método seja aplicável somente a sistemas de pequeno porte. Neste caso, se um sistema possuir N agentes, serão necessários $N!$ cálculos de otimização. Por exemplo, para $N = 20$, o número de otimizações deve ser igual a $20! = 2,43 \times 10^{18}$.

Estas limitações são eliminadas no Método de *Aumann-Shapley*, sobre o qual é feita uma breve descrição a seguir.

Neste método, a ideia é dividir todas as gerações em segmentos infinitesimais e aplicar o procedimento de *Shapley* como se cada segmento fosse um agente individual. Deste modo, os custos incrementais médios são calculados à medida que os agentes são adicionados ao sistema, iniciando em zero e aumentando sucessivamente até atingirem seus valores atuais. Este procedimento elimina a limitação “a)” do método de *Shapley*, pois a inclusão dos geradores é feita por um parâmetro λ [JCB07] que varia linearmente entre 0 e 1, fazendo com que os geradores sejam adicionados proporcionalmente à sua magnitude.

A referência [AS74] mostra que se os agentes forem divididos em partes infinitesimais, o método de *Aumann-Shapley* provê uma solução analítica (integral de caminho) para o problema de alocação de custos de transmissão, que independe da ordem de entrada dos agentes. Consequentemente, o efeito da limitação “b)” (i.e., o esforço computacional) será reduzido.

A metodologia Nodal [A99] é a formulação atualmente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a alocação dos custos da transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. Países como Inglaterra, Colômbia e Panamá também utilizam a metodologia nodal, com pequenas variações em relação ao modelo em vigor no Brasil.

O método é baseado no cálculo de tarifas de uso por barra, levando em conta a localização elétrica do agente na malha de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. A referida metodologia resulta da combinação entre métodos marginais e o *Pro Rata*, visando obter uma sinalização econômica consistente e garantir a remuneração dos custos totais do sistema de transmissão. Como características principais deste tipo de tarifa, têm-se:

- a) Capacidade de fornecer sinais econômicos que conduzem ao uso eficiente do sistema de transmissão, considerando custos marginais de longo prazo, i.e., reforços e a expansão da rede;
- b) Dependência dos resultados com relação à escolha da barra de referência, pois o método se baseia em um estudo de fluxo de potência;
- c) Recuperação de custos inferiores ao custo total da transmissão, o que é típico nos métodos marginais.

Para corrigir os problemas “b)” e “c)”, são necessários alguns ajustes (parcelas aditivas às tarifas), cujo cálculo e a interpretação serão feitos detalhadamente no próximo capítulo.

Pode-se demonstrar que a tarifa de cada barra será composta por uma parcela locacional, i.e., que depende do posicionamento da barra no sistema e uma parcela selo (*Pro Rata*), necessária para fazer a reconciliação dos custos recuperados com a RAP, i.e., a Receita Anual Permitida [A99]. Uma vez feitas as correções necessárias, as tarifas tornam-se independentes da escolha da barra de referência e capazes de alocar o custo total na proporção 50:50% entre geradores e cargas, enquanto a sinalização locacional é parcialmente preservada.

A Tabela 1.1 apresenta a comparação com base em algumas questões e características fundamentais dos métodos de alocação de custos de transmissão.

TABELA 1.1 – CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS

Questão	Método ¹							
	PR	CC	PS	FP	NOD	Z _{bus}	EBE	AS
É aplicável ao modelo de mercado centralizado?	Sim	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
É aplicável ao modelo de mercado baseado em transações bilaterais?	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não	Não
Aloca os custos totais do sistema de transmissão?	Sim	Sim	Sim	Sim ²	Sim ²	Sim	Sim ²	Sim
Pode-se definir a proporção para alocar os custos entre geradores e cargas?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
Considera a operação real do sistema?	Não	Não	Sim ³	Sim	Sim ⁴	Sim	Sim	Sim
Possui fundamentação econômica?	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Possibilita alocações negativas de custos?	Não	Não	Não	Sim ⁵	Sim ⁵	Não	Sim ⁵	Sim
Qual a modelagem utilizada para a rede?	–	–	–	DC	DC	AC	DC	DC
Observações: ¹ As siglas utilizadas são: PR – <i>Pro Rata</i>; CC – Caminho de Contrato; PS – <i>Proportional Sharing Principle</i>; FP – Métodos baseados em fluxo de potência englobando o MW-milha, módulo, fluxo positivo e fluxo dominante; NOD – Nodal; EBE – <i>Equivalent Bilateral Exchanges</i>; AS – Aumann-Shapley. ² Nestes métodos, a igualdade entre o valor recuperado e o custo total da transmissão é garantida através de ajustes que podem envolver o <i>Pro Rata</i>. ³ Na verdade, o método usa um critério arbitrário (<i>proportional sharing principle</i>) aplicado sobre um ponto de operação definido por uma simulação de fluxo de potência ótimo AC. ⁴ O método é capaz de considerar a operação do sistema, pois utiliza a modelagem de fluxo de potência DC. No entanto, a condição de despacho utilizada atualmente não condiz com a operação real. ⁵ As alocações negativas são possíveis, pois alguns participantes podem provocar reduções em fluxos de potência em determinados circuitos. No entanto, os métodos possuem mecanismos para evitar as alocações negativas.								

1.3. ESTRUTURA DA TESE

O trabalho de tese está dividido em cinco capítulos, brevemente descritos a seguir.

O presente capítulo descreveu as razões pelas quais o problema de alocação de custos em mercados interligados vem sendo estudado na atualidade, bem como uma revisão bibliográfica sobre tarifação do uso de sistemas de transmissão de energia elétrica, analisando as características de cada método destinado a esta finalidade.

O Capítulo 2 destina-se à apresentação da metodologia para alocação dos custos de sistemas de transmissão entre os participantes de mercados únicos (i.e., isolados) de energia elétrica ou resultantes da interligação de múltiplos submercados. Este capítulo apresenta também o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas, com o objetivo de avaliar a flexibilidade da metodologia proposta.

No Capítulo 3 é proposto um procedimento para o cálculo de tarifas a partir de múltiplos cenários operativos. Ainda neste capítulo analisam-se os procedimentos de obtenção de uma tarifa equivalente calculada tendo como referência as regiões pré-estabelecidas do sistema e também a determinação de tarifas zonais, com valores idênticos a todas as barras de uma mesma área. Características importantes da metodologia, como transparência, imparcialidade e flexibilidade são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System*.

O Capítulo 4 apresenta as aplicações da metodologia proposta com o Sistema Elétrico Brasileiro no ciclo tarifário de 2007/2008. Os procedimentos para o cálculo de tarifas a partir de múltiplos cenários operativos, a obtenção de uma tarifa equivalente e a determinação de zonas tarifárias são observadas com esse novo sistema a fim de, novamente, avaliar características importantes (i.e., transparência, imparcialidade e flexibilidade) da metodologia.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA PROPOSTA: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

ESTE capítulo apresenta uma nova metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão em um mercado único de energia elétrica ou mercados compostos pela interligação de múltiplos subsistemas.

Inicialmente, o método proposto permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema.

Nesta análise, utiliza-se o conceito de centro de gravidade (ou referência virtual), i.e., uma barra fictícia do sistema, onde os geradores entregam sua energia produzida e as cargas recebem sua energia consumida, na qual os custos totais da transmissão são divididos em uma proporção especificada para cada classe [AEMC10, BBM04, FSR11, NG11, PJM10].

Uma técnica de decomposição de tarifas nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método a mercados interligados de energia elétrica. Com este procedimento, torna-se possível calcular a responsabilidade de cada participante do mercado (gerador ou carga) sobre o uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método apresentado permite o estabelecimento de critérios para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema e elementos de interligação entre as áreas.

A seguir, são apresentados os desenvolvimentos metodológicos e algumas aplicações numéricas ilustrativas com o *IEEE Reliability Test System*.

2.2. MODELO MATEMÁTICO – MERCADO ÚNICO

2.2.1. Fluxo de Potência DC

De acordo com o modelo não linear AC [I79, SA68], o fluxo de potência ativa no circuito entre i e k é calculado por

$$P_{ik} = -G_{ik}V_i^2 + V_iV_k(G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) \quad (2.1)$$

onde V_i e V_k são os módulos das tensões de i e k em pu; θ_{ik} é a diferença angular entre as tensões de i e k em radianos; G_{ik} e B_{ik} são as partes real e imaginária do termo i - k da matriz de admitância nodal do sistema em pu. O equacionamento do balanço de potência ativa em cada barra i resulta em,

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) \quad (2.2)$$

onde nb é o número de barras do sistema.

Contudo, o forte acoplamento entre o fluxo de potência ativa em um circuito e a diferença angular entre as tensões de suas barras terminais permite desenvolver um modelo linear aproximado para avaliar, com baixo custo computacional, os fluxos de potência ativa em uma rede. Desprezando as conexões com o nó terra e introduzindo as aproximações,

$$G_{ik} \cong 0 \quad (2.3a)$$

$$V_i \cong V_k \cong 1 \quad (2.3b)$$

$$\theta_i \cong \theta_k \rightarrow \sin(\theta_{ik}) \cong \theta_i - \theta_k \quad (2.3c)$$

$$\theta_i \cong \theta_k \rightarrow \cos(\theta_{ik}) \cong 1 \quad (2.3d)$$

em (2.1) e (2.2), chega-se a:

$$P_{ik} \cong B_{ik}(\theta_i - \theta_k) \quad (2.4)$$

$$P_i \cong \sum_{k=1}^{nb} B_{ik}(\theta_i - \theta_k) \quad (2.5)$$

Desenvolvendo (2.5), pode-se mostrar que:

$$P_i \cong - \sum_{k=1}^{nb} B_{ik} \theta_{ik} . \quad (2.6)$$

Aplicando (2.6) a todas as barras do sistema, obtêm-se o seguinte conjunto de nb equações, em forma matricial,

$$P = B' \theta \quad (2.7)$$

onde P é o vetor $nb \times 1$, com a potência ativa injetada em cada barra em pu; θ é o vetor $nb \times 1$, com o ângulo da tensão de cada barra em radianos e B' é a matriz $nb \times nb$, tal que:

$$B'_{ik} = -B_{ik} \quad (2.8)$$

$$B'_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} B_{ik} \quad (2.9)$$

Como a matriz B' é singular, o sistema (2.7) é indeterminado. Contudo, este problema é resolvido com a eliminação de uma equação e adoção da barra correspondente como referência angular (onde θ é feito igual a 0). Assim, obtêm-se um sistema não singular com $nb-1$ equações que permite calcular os ângulos das tensões das barras restantes em função das injeções de potência ativa. A solução deste sistema é dada por,

$$\theta = (B')^{-1} P \quad (2.10)$$

Embora a notação tenha sido mantida, os vetores P , θ e a matriz B' presentes em (2.7) são diferentes dos considerados em (2.10), onde devem ser suprimidos os termos relativos à barra de referência.

Os fluxos de potência ativa em todos os nl elementos de transmissão podem ser determinados na forma matricial,

$$F = D C X P \quad (2.11)$$

onde F é o vetor $nl \times 1$ com o fluxo de potência ativa em cada circuito em pu; D é a matriz diagonal $nl \times nl$ com a susceptância B_{ik} de cada circuito em pu; C é a matriz $nl \times nb$ que descreve a conectividade da rede (e.g., se j é o circuito entre as barras i e k , então $C_{ji} = +1$ e $C_{jk} = -1$); X é a inversa da matriz de rede, preenchida com zeros na linha e coluna relativas à barra de referência e P é o vetor $nb \times 1$ com a injeção de potência ativa de cada barra em pu. Note que a relação entre os fluxos nos circuitos e as injeções de potência ativa nas barras é linear. Assim, (2.11) pode ser reescrita como

$$F = \beta P \quad (2.12)$$

onde,

$$\beta = D C X \quad (2.13)$$

A matriz β definida por (2.12) possui nl linhas e nb colunas e seus termos representam a sensibilidade dos fluxos de potência ativa nos circuitos com relação às injeções de potência ativa nas barras, i.e.,

$$\beta = \frac{\partial F}{\partial P} \quad (2.14)$$

2.2.2. Tarifas Iniciais (Sem Ajuste)

A tarifa inicial de uma barra i é definida como,

$$\pi_i = \frac{\partial CTU}{\partial P_i} = \sum_{j=1}^{nl} c_j \beta_{ji} \quad (2.15)$$

onde CTU é o custo da transmissão utilizada em \$/ano; P_i é a injeção de potência da barra i em MW; c_j é o custo unitário do circuito j (i.e., seu custo em \$/ano dividido por sua capacidade em MW) e β_{ji} é a sensibilidade do fluxo no circuito j em relação à injeção de

potência da barra i . A tarifa da barra i representa a soma dos custos de uso de todos os circuitos provocados pela injeção de 1 MW na referida barra. O vetor π das tarifas iniciais tem dimensão $1 \times nb$, sendo calculado por

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (2.16)$$

onde CT é o vetor $1 \times nl$ com os custos dos circuitos e DT é a matriz diagonal $nl \times nl$, cujo termo $j-j$ é o inverso da capacidade em MW do circuito j . Combinando (2.12) e (2.16) conclui-se que

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i P_i = CTU \quad (2.17)$$

i.e., a soma dos encargos atribuídos às injeções de potência corresponde ao custo da parcela utilizada da transmissão.

2.2.3. Parcelas de Ajuste

As tarifas calculadas por (2.16) dependem da barra de referência escolhida. No entanto, para garantir a transparência do método, tal escolha não deveria influenciar a alocação de custos. Este problema, adquirido nos cálculos do fluxo de potência e da matriz β , pode ser corrigido com a adição de uma parcela constante às tarifas de todas as barras. Como no modelo DC a soma dos elementos do vetor P é nula, tem-se que

$$\pi_0 \times P = 0 \quad (2.18)$$

onde π_0 é um vetor de dimensão $1 \times nb$ com elementos iguais a uma constante m . A aplicação deste ajuste faz com que

$$\pi \times P = (\pi + \pi_0) \times P = CTU \quad (2.19)$$

A introdução da parcela aditiva não altera o custo recuperado pelas tarifas, que permanece igual ao CTU . Contudo, o valor de m pode ser calculado para que este custo seja dividido igualmente entre geradores e cargas. Para isto, deve-se fazer

$$(\pi + \pi_0) \times PG = (\pi + \pi_0) \times (-PC) \quad (2.20)$$

onde PG e PC são os vetores de geração e carga. Desenvolvendo (2.20), pode-se mostrar que m corresponde à média ponderada das tarifas iniciais, onde os pesos são os montantes totais (valores positivos) de geração e carga em cada barra [L09], i.e.,

$$m = \frac{-\pi \times (PG + PC)}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (2.21)$$

A divisão 50:50% entre geradores e cargas foi escolhida por estar de acordo com a legislação vigente no Brasil, embora a formulação proposta admite a utilização de qualquer proporção específica como pode ser visto na Seção A.1 do Apêndice. Os vetores de tarifas aplicáveis às potências geradas³ e consumidas (valores positivos) pela utilização dos circuitos são:

$$\pi_G^{CTU} = \pi + \pi_0 \quad (2.22)$$

$$\pi_C^{CTU} = -(\pi + \pi_0) \quad (2.23)$$

As tarifas calculadas por (2.22) e (2.23) são responsáveis pela alocação do custo da parcela utilizada de transmissão entre geradores e cargas. Por dependerem da localização de cada participante na rede, são denominadas “tarifas locacionais”. Como já citado, a existência da capacidade não utilizada da transmissão se deve a investimentos em reforços e ampliações da rede, para atender a condições de carga e geração previstas para um horizonte futuro.

Ainda que os circuitos não sejam exigidos à sua capacidade máxima, seu custo total deve ser alocado. O custo da parcela não utilizada do sistema de transmissão é denominado CTN e representa o montante a ser pago de forma complementar pelos participantes, visando à remuneração da capacidade ainda disponível na rede. O CTN pode ser calculado por

$$CTN = CTT - CTU \quad (2.24)$$

onde CTT é o custo total da transmissão.

Uma forma bastante simples para alocar este custo consiste na aplicação da metodologia *Pro Rata* (ou selo), com base nos valores de geração e carga do ponto de operação considerado. Para garantir a proporção 50:50% estabelecida, metade do CTN deverá ser rateada entre os

³ As tarifas responsáveis pela alocação do custo são obtidas através dos valores de geração do despacho. Outras possibilidades, como o uso da geração instalada das usinas, serão analisadas futuramente com maiores detalhes.

geradores e a outra metade entre as cargas. Assim, as tarifas dos geradores e cargas deverão ser acrescidas, respectivamente, das seguintes parcelas, chamadas “tarifas selo”:

$$k_G = \frac{CTN/2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad \text{e} \quad k_C = \frac{CTN/2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.25)$$

Finalmente, os seguintes vetores de tarifas (aplicáveis aos valores de geração e carga) recuperam o CTT :

$$\pi_G^{CTT} = \pi_G^{CTU} + \pi_G^{CTN} \quad (2.26)$$

$$\pi_C^{CTT} = \pi_C^{CTU} + \pi_C^{CTN} \quad (2.27)$$

onde π_G^{CTN} e π_C^{CTN} são vetores de dimensão $1 \times nb$, cujos elementos são iguais às correções k_G e k_C , respectivamente. Outras possibilidades de alocação do CTN são analisadas na próxima seção, com o tratamento de mercados interligados.

2.2.4. Representação de Perdas no Modelo DC

Os desenvolvimentos apresentados anteriormente consideraram um ponto de operação definido por uma análise de fluxo de potência DC, onde a geração e a carga do sistema são iguais. Contudo, em redes de grande porte, o montante total de perdas na transmissão faz com que a condição de despacho do modelo DC se distancie da encontrada na operação real.

Uma sensível melhora nos resultados é obtida com a representação das perdas em cada linha do sistema de transmissão como cargas extras em suas barras terminais. Matematicamente, essas cargas fictícias são organizadas em um vetor denominado $PFIC$, com dimensão $nb \times 1$, posteriormente adicionado ao vetor de cargas original.

Observe que com esta representação são atribuídos custos às cargas fictícias. No entanto, este problema pode ser eliminado se o custo atribuído às cargas fictícias for realocado entre as cargas originais pela metodologia *Pro Rata*. Isso pode ser feito pela adição de uma parcela constante à tarifa de cada carga, dada por:

$$\delta = \frac{-(\pi + \pi_0) \times PFIC}{\sum_{k=1}^{nb} PC_k}. \quad (2.28)$$

2.2.5. Técnicas de Eliminação de Alocações Negativas

Como já mencionado, a metodologia proposta é a combinação entre um método marginal de longo prazo e a alocação por *Pro Rata* ou selo. A parcela selo é necessariamente positiva, pois representa o rateio de um custo de transmissão (que é positivo) através de uma proporção de montantes de potência (que também são positivos). Contudo, a parcela locacional pode ser tanto positiva, quanto negativa, já que o aumento marginal na injeção de potência de uma barra pode provocar aumentos ou reduções no custo de uso do sistema de transmissão.

Em geral, geradores instalados em centros de consumo e cargas conectadas em áreas predominantemente geradoras tendem a apresentar encargos negativos, uma vez que contribuem no sentido de reduzir os fluxos nos circuitos. Embora esta sinalização seja coerente do ponto de vista econômico, a manutenção de tarifas negativas faz com que alguns participantes obtenham receita por estarem conectados à rede, tornando a soma dos encargos pagos pelos demais agentes superior ao custo total do sistema de transmissão (*CTT*).

O algoritmo de eliminação de alocações negativas proposto neste trabalho consiste na identificação do montante total alocado negativamente e sua redistribuição, através da metodologia *Pro Rata*, entre os participantes que efetivamente pagaram pelo uso e disponibilidade da rede. Neste caso, agentes que inicialmente tiveram alocações negativas tornam-se isentos do pagamento de custos de transmissão, ficando com tarifa nula (o que já é um incentivo), enquanto os demais terão uma redução em seus encargos.

A metodologia proposta nesta Tese de Doutorado flexibiliza a aplicação deste algoritmo antes ou depois do rateio da parcela selo, de forma que:

Se o procedimento for aplicado após a alocação do *CTN*, i.e., realizado nos custos totais dos agentes, os participantes “bem posicionados” no sistema poderão se beneficiar de encargos locacionais negativos para reduzir parcial ou totalmente os seus encargos selo.

No entanto, ao aplicar o procedimento diretamente sobre a parcela locacional dos encargos, i.e., antes do rateio do *CTN* (parcela selo), impede-se que os benefícios advindos do bom posicionamento de alguns participantes sejam usados no abatimento da sua parcela selo e consequentemente onerem ainda mais os encargos dos participantes localizados a uma distância maior do “centro de gravidade” ou “referência virtual”.

2.2.6. Algoritmo

O seguinte algoritmo resume a metodologia proposta:

1. Decidir se haverá eliminação de alocações negativas na geração e/ou na carga e escolher o modelo de eliminação, i.e., sobre o custo total (depois do selo) ou sobre o encargo locacional (antes do selo);
2. Executar o cálculo do fluxo DC com perdas a partir da condição de despacho informada. Nesta fase, são calculadas as cargas fictícias e os fluxos nos circuitos, permitindo conhecer a capacidade utilizada da rede;
3. Com base no ponto de operação obtido no *Passo 2*, calcular a matriz β por (2.14) e o vetor de tarifas iniciais por (2.15);
4. Calcular, por (2.21), o ajuste m e aplicar (2.22) e (2.23) para obter as tarifas referentes ao *CTU*. Ao usar (2.21), o vetor PC deverá incluir as cargas fictícias (perdas);
5. Usando (2.28), calcular o ajuste δ_C e corrigir as tarifas locacionais (*CTU*) das cargas;
6. Obter, por (2.25), os ajustes k_G e k_C para o cálculo da tarifa selo responsável pela alocação do *CTN*. Aqui, o vetor PC deverá conter apenas as cargas originais;
7. Determinar as tarifas referentes ao *CTT* por (2.26) e (2.27);
8. Executar o procedimento de verificação e eliminação de alocações negativas conforme o modelo escolhido no *Passo 1*;
9. Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e cargas-pico dos agentes.

2.3. EXEMPLOS NUMÉRICOS – MERCADO ÚNICO

2.3.1. Descrição do Sistema

O *IEEE Reliability Test System* (IEEE-RTS) [I79] é utilizado para ilustrar a aplicação do método proposto em um mercado único de energia. Como mostrado na Fig. 2.1, o sistema possui 24 barras, 38 circuitos e 10 usinas. A capacidade instalada e a carga pico são, respectivamente, 3405 e 2850 MW. Por simplicidade, foi admitido um custo de 1,00 \$/(MW×ano) para todos os circuitos. Por exemplo, o transformador entre as Barras 3 e 24 tem capacidade de 400 MW e, assim, implica em um custo de 400,00 \$/ano a ser pago pelos participantes do mercado. As capacidades de todos os circuitos podem ser encontradas em [I79] e o *CTT* resultante é de 14.600,00 \$/ano.

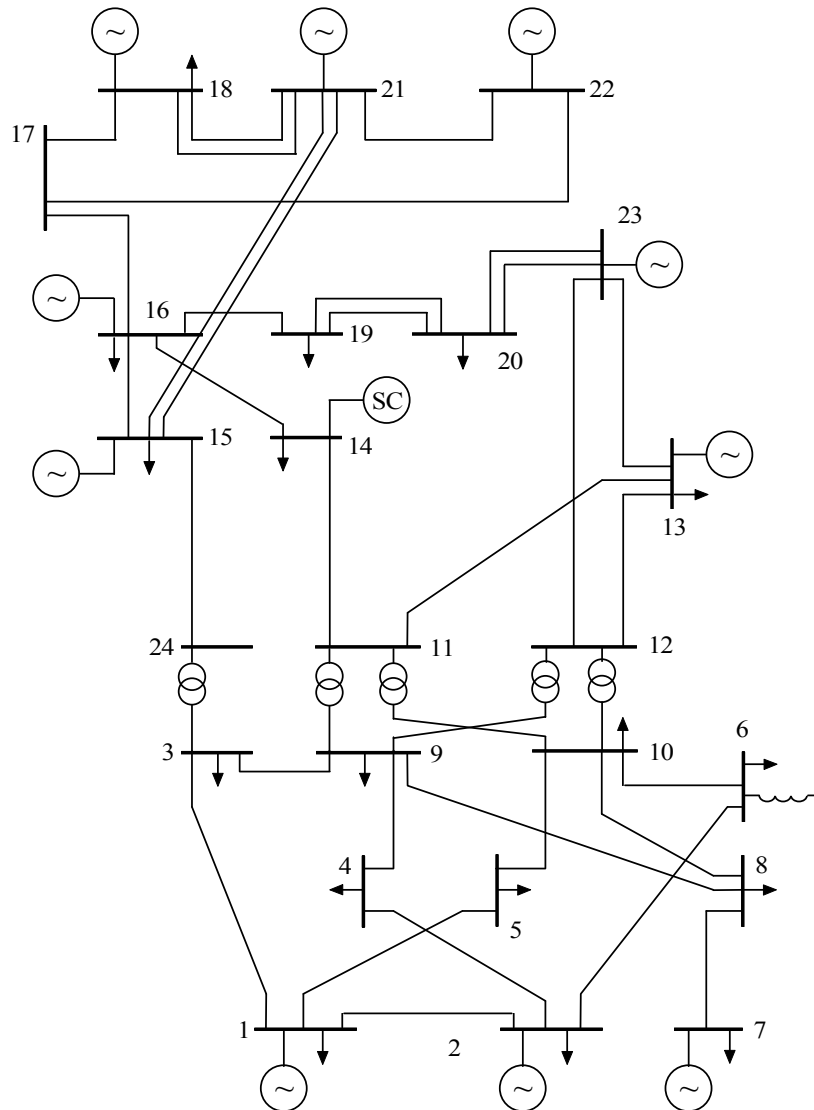


Fig. 2.1: IEEE-RTS – Mercado único.

2.3.2. Resultados Obtidos

A Tabela 2.1 apresenta os valores de geração, carga, tarifas e encargos de transmissão de cada barra do sistema. Admitindo a barra 13 como referência angular, os fatores m , k_G , k_C e δ_C são, respectivamente, 0,0009, 1,8291, 1,8524 e $-0,0009$. Note que se a referência fosse a Barra 1, as tarifas iniciais seriam diferentes. Contudo, o novo valor de m seria $-1,4787$. Assim, todas as demais constantes e tarifas seriam mantidas, mostrando que as tarifas finais são independentes da escolha da barra de referência.

TABELA 2.1 – RESULTADOS – MERCADO ÚNICO

Barra	Potência Instalada (MW)	Geração (MW)	Carga (MW)	Tarifa de Transmissão (\$/MW×ano)						Encargo Total (\$/ano)	
				Inicial		Ref. ao <i>CTU</i>		Ref. ao <i>CTT</i>			
				Ref. Barra 13	Ref. Barra 1	Geração	Carga	Geração	Carga	Geração	Carga
1	192,00	172,00	108,00	-1,4796	0,0000	-1,4787	1,4778	0,3504	3,3302	60,27	359,66
2	192,00	172,00	97,00	-2,4257	-0,9461	-2,4248	2,4240	-0,5957	4,2763	<u>-102,46</u>	414,80
3	-	-	180,00	-0,7280	0,7515	-0,7271	0,7263	1,1020	2,5787	-	464,16
4	-	-	74,00	-3,1754	-1,6959	-3,1745	3,1737	-1,3454	5,0261	-	371,93
5	-	-	71,00	-2,7076	-1,2281	-2,7067	2,7059	-0,8776	4,5583	-	323,64
6	-	-	136,00	-3,0609	-1,5813	-3,0600	3,0592	-1,2309	4,9115	-	667,97
7	300,00	240,00	125,00	-1,9583	-0,4787	-1,9574	1,9565	-0,1283	3,8089	<u>-30,79</u>	476,11
8	-	-	171,00	-2,9583	-1,4787	-2,9574	2,9565	-1,1283	4,8089	-	822,32
9	-	-	175,00	-1,9706	-0,4910	-1,9697	1,9688	-0,1406	3,8212	-	668,71
10	-	-	195,00	-1,9459	-0,4664	-1,9450	1,9442	-0,1160	3,7966	-	740,33
13	591,00	452,29	265,00	0,0000	1,4796	0,0009	-0,0017	1,8300	1,8506	827,68	490,42
14	-	-	194,00	-0,4501	1,0295	-0,4492	0,4483	1,3799	2,3007	-	446,34
15	215,00	200,00	317,00	1,3890	2,8686	1,3899	-1,3907	3,2190	0,4616	643,80	146,34
16	155,00	130,00	100,00	0,2633	1,7429	0,2642	-0,2651	2,0933	1,5873	272,13	158,73
18	400,00	350,00	333,00	1,8082	3,2877	1,8091	-1,8099	3,6381	0,0425	1273,35	14,14
19	-	-	181,00	-0,8869	0,5926	-0,8861	0,8852	0,9430	2,7376	-	495,50
20	-	-	128,00	-0,0158	1,4638	-0,0149	0,0140	1,8142	1,8664	-	238,90
21	400,00	350,00	-	2,5881	4,0676	2,5890	-2,5898	4,4181	-0,7374	1546,32	-
22	300,00	270,00	-	2,9868	4,4663	2,9877	-2,9885	4,8168	-1,1361	1300,52	-
23	660,00	550,00	-	0,9140	2,3935	0,9149	-0,9157	2,7440	0,9367	1509,17	-
Soma	3405,00	2886,29	2850,00	-	-	-	-	-	-	7300,00	7300,00

Para o gerador da Barra 1, por exemplo, a tarifa referente ao uso do sistema de transmissão é $-1,4796 + 0,0009 = -1,4787$ \$/(MW×ano). Logo, este gerador tem um encargo de $-1,4787 \times 172,00 = -254,34$ \$/ano pelo uso da rede. O sinal negativo indica que este gerador (instalado em uma área com predominância de cargas) tende a reduzir os fluxos nos circuitos e, dessa forma, deveria receber um incentivo pelo benefício trazido ao sistema. A tarifa de uso

aplicável à carga da Barra 1 vale $-(-1,4796 + 0,0009) - 0,0009 = 1,4778$ \$/(MW×ano) e seu encargo é $1,4778 \times 108,00 = 159,60$ \$/ano.

A soma dos encargos de uso da transmissão de todos os participantes é igual a 4041,46 \$/ano e representa o custo da transmissão utilizada do sistema. O custo da transmissão não utilizada (i.e., $14.600,00 - 4041,46 = 10.558,54$ \$/ano) é alocado entre os participantes via metodologia *Pro Rata*, através das correções k_G e k_C . Considerando novamente o gerador e a carga da Barra 1, estes devem pagar $1,8291 \times 172,00 = 314,61$ \$/ano e $1,8524 \times 108,00 = 200,06$ \$/ano, respectivamente, pela disponibilidade da rede, i.e., a capacidade não utilizada do sistema de transmissão. Assim, os encargos totais destes participantes são, respectivamente, $-254,34 + 314,61 = 60,27$ \$/ano e $159,60 + 200,06 = 359,66$ \$/ano, como visto na Tabela 2.1.

A Tabela 2.2 apresenta os valores de geração, carga, tarifas e encargos do sistema aplicando o procedimento de eliminação de alocações negativas, nos geradores, após o rateio do CTN.

TABELA 2.2 – ELIMINAÇÃO DE ALOCAÇÕES NEGATIVAS APÓS O SELO

Barra	Potência Instalada (MW)	Geração (MW)	Carga (MW)	Tarifa de Transmissão (\$/MW×ano)						Encargo Total (\$/ano)	
				Inicial		Ref. ao CTU		Ref. ao CTT			
				Ref. Barra 13	Ref. Barra 1	Geração	Carga	Geração	Carga	Geração	Carga
1	192,00	172,00	108,00	-1,4796	0,0000	-1,4787	1,4778	0,2966	3,3302	51,01	359,66
2	192,00	172,00	97,00	-2,4257	-0,9461	-2,4248	2,4240	0,0000	4,2763	0,00	414,80
3	-	-	180,00	-0,7280	0,7515	-0,7271	0,7263	-	2,5787	-	464,16
4	-	-	74,00	-3,1754	-1,6959	-3,1745	3,1737	-	5,0261	-	371,93
5	-	-	71,00	-2,7076	-1,2281	-2,7067	2,7059	-	4,5583	-	323,64
6	-	-	136,00	-3,0609	-1,5813	-3,0600	3,0592	-	4,9115	-	667,97
7	300,00	240,00	125,00	-1,9583	-0,4787	-1,9574	1,9565	0,0000	3,8089	0,00	476,11
8	-	-	171,00	-2,9583	-1,4787	-2,9574	2,9565	-	4,8089	-	822,32
9	-	-	175,00	-1,9706	-0,4910	-1,9697	1,9688	-	3,8212	-	668,71
10	-	-	195,00	-1,9459	-0,4664	-1,9450	1,9442	-	3,7966	-	740,33
13	591,00	452,29	265,00	0,0000	1,4796	0,0009	-0,0017	1,7761	1,8506	803,32	490,42
14	-	-	194,00	-0,4501	1,0295	-0,4492	0,4483	-	2,3007	-	446,34
15	215,00	200,00	317,00	1,3890	2,8686	1,3899	-1,3907	3,1651	0,4616	633,03	146,34
16	155,00	130,00	100,00	0,2633	1,7429	0,2642	-0,2651	2,0395	1,5873	265,13	158,73
18	400,00	350,00	333,00	1,8082	3,2877	1,8091	-1,8099	3,5843	0,0425	1254,50	14,14
19	-	-	181,00	-0,8869	0,5926	-0,8861	0,8852	-	2,7376	-	495,50
20	-	-	128,00	-0,0158	1,4638	-0,0149	0,0140	-	1,8664	-	238,90
21	400,00	350,00	-	2,5881	4,0676	2,5890	-2,5898	4,3642	-	1527,47	-
22	300,00	270,00	-	2,9868	4,4663	2,9877	-2,9885	4,7629	-	1285,98	-
23	660,00	550,00	-	0,9140	2,3935	0,9149	-0,9157	2,6901	-	1479,55	-
Soma	3405,00	2886,29	2850,00	-	-	-	-	-	-	7300,00	7300,00

A soma dos encargos vale 14.600,00 \$/ano, indicando que o custo total da transmissão foi recuperado pelo método proposto. Contudo, como os geradores das Barras 2 e 7 tiveram encargos negativos, o montante total pago pelos demais agentes é maior que este valor. Note na Tabela 2.1, que a soma dos encargos negativos vale $-102,46 - 30,79 = -133,22$ \$/ano. A aplicação do procedimento de eliminação de alocações negativas faz com que este custo seja rateado entre os outros geradores, resultando nos encargos finais apresentados na Tabela 2.2.

A Tabela 2.3 apresenta os valores de geração, carga, tarifas e encargos do sistema aplicando o procedimento de eliminação de alocações negativas, nos geradores, antes do rateio do CTN.

TABELA 2.3 – ELIMINAÇÃO DE ALOCAÇÕES NEGATIVAS ANTES DO SELO

Barra	Potência Instalada (MW)	Geração (MW)	Carga (MW)	Tarifa de Transmissão (\$/MW×ano)						Encargo Total (\$/ano)	
				Inicial		Ref. ao CTU		Ref. ao CTT			
				Ref. Barra 13	Ref. Barra 1	Geração	Carga	Geração	Carga	Geração	Carga
1	192,00	172,00	108,00	-1,4796	0,0000	0,0000	1,4778	1,8291	3,3302	314,60	359,66
2	192,00	172,00	97,00	-2,4257	-0,9461	0,0000	2,4240	1,8291	4,2763	314,60	414,80
3	-	-	180,00	-0,7280	0,7515	0,0000	0,7263	1,8291	2,5787	-	464,16
4	-	-	74,00	-3,1754	-1,6959	0,0000	3,1737	1,8291	5,0261	-	371,93
5	-	-	71,00	-2,7076	-1,2281	0,0000	2,7059	1,8291	4,5583	-	323,64
6	-	-	136,00	-3,0609	-1,5813	0,0000	3,0592	1,8291	4,9115	-	667,97
7	300,00	240,00	125,00	-1,9583	-0,4787	0,0000	1,9565	1,8291	3,8089	438,98	476,11
8	-	-	171,00	-2,9583	-1,4787	0,0000	2,9565	1,8291	4,8089	-	822,32
9	-	-	175,00	-1,9706	-0,4910	0,0000	1,9688	1,8291	3,8212	-	668,71
10	-	-	195,00	-1,9459	-0,4664	0,0000	1,9442	1,8291	3,7966	-	740,33
13	591,00	452,29	265,00	0,0000	1,4796	0,0000	-0,0017	1,8291	1,8506	827,28	490,42
14	-	-	194,00	-0,4501	1,0295	0,0000	0,4483	1,8291	2,3007	-	446,34
15	215,00	200,00	317,00	1,3890	2,8686	0,7466	-1,3907	2,5757	0,4616	515,14	146,34
16	155,00	130,00	100,00	0,2633	1,7429	0,0000	-0,2651	1,8291	1,5873	237,78	158,73
18	400,00	350,00	333,00	1,8082	3,2877	1,1658	-1,8099	2,9949	0,0425	1048,21	14,14
19	-	-	181,00	-0,8869	0,5926	0,0000	0,8852	1,8291	2,7376	-	495,50
20	-	-	128,00	-0,0158	1,4638	0,0000	0,0140	1,8291	1,8664	-	238,90
21	400,00	350,00	-	2,5881	4,0676	1,9457	-2,5898	3,7748	-0,7374	1321,18	-
22	300,00	270,00	-	2,9868	4,4663	2,3444	-2,9885	4,1735	-1,1361	1126,84	-
23	660,00	550,00	-	0,9140	2,3935	0,2716	-0,9157	2,1007	0,9367	1155,38	-
Soma	3405,00	2886,29	2850,00	-	-	-	-	-	-	7300,00	7300,00

Como já exemplificado na Tabela 2.1, o gerador da Barra 1 tem encargos de $-254,34$ \$/ano e $314,61$ \$/ano, referentes ao uso e à capacidade disponível da rede, resultando num custo total de $60,27$ \$/ano. Se, ao contrário do feito neste exemplo, a eliminação de alocações negativas

fosse executada antes do rateio do *CTN*, como verificado na Tabela 2.3, este gerador teria um encargo de uso nulo e pagaria apenas pela capacidade disponível no sistema, obtendo um encargo de 314,60 \$/ano.

2.3.3. Comentários Gerais dos Resultados

Como observado anteriormente, a metodologia proposta nesta Tese de Doutorado flexibiliza a aplicação do algoritmo de eliminação de alocações negativas antes ou depois do rateio da parcela selo, de forma que:

Se o procedimento for aplicado após o rateio do *CTN* (parcela selo), i.e., procurando por alocações negativas nos custos totais dos agentes, os participantes “bem posicionados” no sistema serão beneficiados, já que o encargo negativo referente ao uso da rede será abatido do custo relativo à sua capacidade não utilizada, acentuando a sinalização econômica do método.

Neste caso, se os circuitos apresentarem carregamentos relativamente baixos, como o apresentado no exemplo numérico, o *CTN* (parcela selo) será maior que o *CTU* (parcela locacional), permitindo que custos locacionais negativos sejam deduzidos da parcela selo sem que o algoritmo os identifique.

No entanto, ao aplicar o procedimento diretamente sobre a parcela locacional dos encargos, i.e., antes do rateio do *CTN* (parcela selo), impede-se que os benefícios advindos do bom posicionamento de alguns participantes sejam usados no abatimento da sua parcela selo e consequentemente onerem ainda mais os encargos dos participantes localizados a uma distância maior do “centro de gravidade” ou “referência virtual”.

Com esta prática, garante-se que cada participante assuma, no mínimo, os encargos referentes à parcela selo, o que tende a reduzir a diferença entre a maior e a menor tarifa de transmissão do sistema.

2.4. MODELO MATEMÁTICO – MERCADOS INTERLIGADOS

2.4.1. Decomposição de Tarifas Nodais

Na seção anterior, admitiu-se um mercado único de energia, onde não foi feita qualquer distinção entre as regiões abrangidas pelo sistema de transmissão, nem consideradas restrições de natureza elétrica ou energética que justificassem sua divisão em subsistemas. Contudo, para que uma metodologia de alocação de custos seja aplicável a países com grande extensão territorial, esta deve tratar adequadamente a existência de regiões com diferentes níveis de desenvolvimento econômico e necessidades de expansão da rede, além da diversidade hidrológica, capaz de provocar inversões sazonais de fluxos de potência em linhas de interligação entre áreas.

A metodologia de decomposição de tarifas descrita a seguir permite calcular o impacto de cada injeção de potência sobre o custo da rede de cada subsistema ou qualquer outro subconjunto especificado de elementos de transmissão.

2.4.2. Tarifas Iniciais

Em um caso geral, onde existem n subsistemas, o custo total da transmissão (CTT) pode ser obtido pela soma dos custos dos circuitos pertencentes a cada um dos mesmos, i.e.,

$$CTT = CTT^{Sub_1} + \dots + CTT^{Sub_k} + \dots + CTT^{Sub_n} . \quad (2.29)$$

A mesma ideia se aplica ao custo da transmissão utilizada (CTU) e ao custo da transmissão disponível (CTN), resultando em:

$$CTU = CTU^{Sub_1} + \dots + CTU^{Sub_k} + \dots + CTU^{Sub_n} \quad (2.30)$$

$$CTN = CTN^{Sub_1} + \dots + CTN^{Sub_k} + \dots + CTN^{Sub_n} . \quad (2.31)$$

Como observado em (2.15), a variação na injeção de potência de uma barra i provoca variações nos custos de todos os circuitos. Logo, combinando (2.15) e (2.30), tem-se

$$\pi_i = \frac{\partial CTU^{Sub_1}}{\partial P_i} + \dots + \frac{\partial CTU^{Sub_k}}{\partial P_i} + \dots + \frac{\partial CTU^{Sub_n}}{\partial P_i} . \quad (2.32)$$

Assim, o vetor de tarifas iniciais pode ser decomposto em uma soma de n vetores, i.e.,

$$\pi = \pi^{Sub_1} + \dots + \pi^{Sub_k} + \dots + \pi^{Sub_n} \quad (2.33)$$

onde

$$\pi^{Sub_k} = \frac{\partial CTU^{Sub_k}}{\partial P} \quad (2.34)$$

é o vetor $1 \times nb$ com as sensibilidades (tarifas iniciais) dos custos da parcela utilizada da rede do subsistema k em relação às injeções de potência das nb barras do sistema, calculado por

$$\pi^{Sub_k} = CT^{Sub_k} \times DT \times \beta \quad (2.35)$$

onde CT^{Sub_k} é o vetor $1 \times nl$ contendo apenas os custos dos circuitos pertencentes ao subsistema k , sendo nulos os termos correspondentes aos demais circuitos.

2.4.3. Parcelas de Ajuste

No mercado único, a dependência das tarifas em relação à escolha da barra de referência é eliminada com a adição do vetor π_0 ao vetor de tarifas iniciais. Em sistemas interligados, o mesmo problema pode ser resolvido com a alocação dos custos de cada subsistema por vez. Para o subsistema k , tem-se

$$\pi^{Sub_k} \times P = (\pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k}) \times P = CTU^{Sub_k} \quad (2.36)$$

onde $\pi_0^{Sub_k}$ é um vetor formado por nb elementos iguais a

$$m^{Sub_k} = \frac{-\pi^{Sub_k} \times (PG + PC)}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad (2.37)$$

cuja expressão, análoga a (2.21), garante que o CTU do subsistema k seja dividido meio a meio entre todos os geradores e cargas do sistema (incluindo as cargas fictícias que modelam as perdas na transmissão). Assim, o CTU do subsistema k pode ser alocado com base nos seguintes vetores de tarifas:

$$\pi_G^{CTU, Sub_k} = \pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k} \quad (2.38)$$

$$\pi_C^{CTU, Sub_k} = -(\pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k}) \quad (2.39)$$

Contudo, para redistribuir (via *Pro Rata*) entre as cargas originais os custos atribuídos às cargas fictícias, as tarifas calculadas por (2.38) devem ser acrescidas da seguinte constante:

$$\delta_C^{Sub_k} = \frac{\pi_C^{CTU, Sub_k} \times PFIC}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.40)$$

A alocação do *CTN* pode ser feita por *Pro Rata* ou outro critério que possua fundamentos econômicos consistentes com o planejamento da expansão da rede. Contudo, antes de analisar os referidos critérios, admita que, tal como no mercado único, o *CTN* de cada subsistema seja alocado por *Pro Rata*. Neste caso, para alocar o *CTN* do subsistema k , as tarifas dos geradores e cargas devem ser acrescidas, respectivamente, das constantes:

$$k_G^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad \text{e} \quad k_C^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.41)$$

Uma vez conhecidas as tarifas e parcelas de ajuste, pode-se determinar os vetores de tarifas decompostas (com dimensão $1 \times nb$), responsáveis pela alocação do *CTT* de cada subsistema k entre todos os geradores e cargas do sistema, i.e.,

$$\pi_G^{CTT, Sub_k} = \pi_G^{CTU, Sub_k} + \pi_G^{CTN, Sub_k} \quad (2.42)$$

$$\pi_C^{CTT, Sub_k} = \pi_C^{CTU, Sub_k} + \pi_C^{CTN, Sub_k} \quad (2.43)$$

onde π_G^{CTN, Sub_k} e π_C^{CTN, Sub_k} são vetores de dimensão $1 \times nb$, cujos elementos são calculados por (2.41). Comparando (2.37) com (2.21), (2.41) com (2.25) e (2.40) com (2.28), conclui-se que a soma das tarifas relativas aos n subsistemas resulta nas tarifas obtidas para o mercado único. Como esperado, a especificação dos subsistemas não afeta as tarifas finais. Contudo, a decomposição proposta permite conhecer a responsabilidade de cada participante sobre os custos de cada subsistema.

2.4.4. Critérios para Alocação de Custos

Os desenvolvimentos inicialmente realizados nesta tese permitiram dividir o problema da alocação dos custos de um sistema de transmissão em dois subproblemas, a saber: Alocação do custo da parcela utilizada da rede (*CTU*), e alocação do custo da parcela não utilizada da rede (*CTN*), i.e., da margem de transmissão ainda disponível nos circuitos.

Atualmente, a alocação do custo da parcela utilizada da rede vem sendo feita sob as hipóteses de métodos marginais, i.e., com base na sensibilidade dos custos de transmissão em relação às injeções de potência dos geradores e cargas, calculadas em um ponto de operação previamente estabelecido e aceito por todos os participantes.

A existência de capacidades disponíveis, i.e., não utilizadas nos elementos de um sistema de transmissão está associada a fatores como:

- Dimensionamento da rede com base na carga-pico, fazendo com que os circuitos operem com carregamentos inferiores à sua capacidade máxima durante grande parte do tempo;
- Necessidade de margens de segurança para o atendimento de critérios relacionados com confiabilidade (e.g., como o critério N-1) e estabilidade;
- Erros de planejamento decorrentes de incertezas inerentes ao processo de expansão dos sistemas, e
- Natureza discreta (i.e., indivisível) dos investimentos realizados em recursos de transmissão, como linhas e transformadores.

No planejamento da expansão de sistemas elétricos, os investimentos em geração e transmissão são feitos com antecedência de alguns anos, visando ao atendimento das necessidades do mercado em um horizonte futuro. Assim, é comum que no período inicial após a expansão, os elementos adicionados ao sistema apresentem um grau de utilização sensivelmente inferior à sua capacidade, contribuindo para o aumento do custo relacionado à parcela não utilizada da rede.

A metodologia de decomposição de tarifas nodais permite quantificar, no contexto de um método marginal de alocação de custos, o “uso” que cada participante faz dos elementos de transmissão de cada subsistema, sem a necessidade de modelar os fluxos de potência nas interligações como geradores e cargas fictícias. Esta característica é de grande importância para a transparência e a imparcialidade do método, uma vez que as alocações referentes a tais “participantes fictícios” deveriam ser redistribuídas entre “participantes reais”, o que poderia incluir um elevado grau de arbitrariedade ao procedimento de tarifação.

Agregando adequadamente os encargos devidos por geradores e cargas, podem-se identificar nos custos de cada subsistema, as parcelas de responsabilidade dos participantes internos (instalados na rede da própria área) e externos (conectados em redes vizinhas) e propor critérios (com fundamentação técnica e econômica) para a alocação de custos relacionados com o uso e a disponibilidade dos seus elementos de transmissão.

Em [L09] são apresentados vários critérios para a alocação de custos internos e externos, envolvendo parcelas de uso, disponibilidade da rede ou ambas. Por exemplo, um dos critérios analisados estabelece que geradores de subsistemas exportadores e cargas de subsistemas importadores devem pagar os encargos externos de responsabilidade de seus subsistemas.

Alguns dos critérios avaliados (incluindo o citado acima) não respeitam a proporção 50:50% para rateio dos custos entre geradores e cargas. Assim, nesta Tese de Doutorado, optou-se em fazer a apresentação dos critérios mais apropriados para aplicação no Sistema Brasileiro.

Nesta seção, são inicialmente apresentados e discutidos critérios de alocação que podem envolver a parcela utilizada e/ou a parcela não utilizada da rede [L09]. Na próxima seção, aplicações numéricas realizadas com o *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)* [I79] ilustram como a metodologia proposta poderia ser adaptada aos possíveis critérios.

Como características comuns aos critérios apresentados e descritos a seguir estão:

- Atribuição do custo da transmissão utilizada (*CTU*) de todos os subsistemas aos seus “responsáveis”, de acordo com as tarifas locacionais e,
- Manutenção (ao nível sistêmico) da proporção 50:50% para o rateio dos custos totais da transmissão (*CTT*) entre geradores e cargas.

Critério 1

Este critério estabelece que o custo da transmissão não utilizada (*CTN*) total do sistema seja dividido meio a meio entre geradores e cargas (independentemente de sua área). Neste caso, o rateio é feito sob a forma de selo, utilizando as proporções das capacidades instaladas nominais dos geradores e valores de pico das cargas das barras.

Note que, como o *CTN* é rateado entre todos os participantes do mercado, a consideração de subsistemas não afeta a alocação desta parcela. No entanto, é interessante notar que a alocação do *CTU* leva em conta valores de geração e carga provenientes do ponto de operação do sistema, enquanto a alocação do *CTN* é feita com base na geração instalada nominal e na carga-pico.

Critério 2

Neste critério, os custos de uso e disponibilidade referentes aos circuitos de interligação⁴ (*CTI*) entre subsistemas são rateados meio a meio entre todos os geradores e cargas do sistema, usando as proporções de geração instalada nominal e carga pico, respectivamente. O *CTN* dos demais circuitos (referidos deste ponto em diante como circuitos internos) é alocado da forma sugerida pelo critério anterior. Para a implementação deste critério, é necessário que os custos de uso relativos às linhas de interligação não sejam representados no *CTU* dos seus respectivos subsistemas de origem. Observe que, através deste critério, os custos totais (uso e disponibilidade) das linhas de interligação passam a ser feitos exclusivamente por selo.

Este resultado é extremamente importante no caso específico do Sistema Elétrico Brasileiro, pois representa o primeiro passo na direção de se eliminar a necessidade da utilização do despacho adotado pelo Programa Nodal [A11], que procura anular os fluxos nas interligações com o objetivo de fazer com que o seu custo seja alocado através de selo entre os participantes. Como consequência, a utilização de um despacho mais próximo das condições reais de operação do sistema implicará em uma sinalização locacional mais consistente com o uso efetivo da rede. Este assunto voltará a ser discutido no Capítulo 4.

⁴ Neste conjunto podem ainda ser incluídas outras linhas de transmissão que, por justificativas técnicas, forem consideradas de interesse sistêmico.

A Tabela 2.4 resume o valor e a forma de rateio dos encargos atribuídos a geradores e cargas do sistema de acordo com os critérios apresentados nesta Tese de Doutorado.

TABELA 2.4 – RESUMO DOS CRITÉRIOS

Descrição do Custo		Critério 1	Critério 2
<i>CTU</i>	Valor	Soma dos custos das capacidades utilizadas de todos os circuitos.	Soma dos custos das capacidades utilizadas dos circuitos internos.
	Rateio	Locacional, considerando a geração e a carga do ponto de operação.	Locacional, considerando a geração e a carga do ponto de operação.
<i>CTN</i>	Valor	Soma dos custos das capacidades utilizadas de todos os circuitos.	Soma dos custos das capacidades utilizadas dos circuitos internos.
	Rateio	Selo, considerando a geração instalada e a carga-pico de cada barra.	Selo, considerando a geração instalada e a carga-pico de cada barra.
<i>CTI</i>	Valor	Não considerado.	Soma dos custos totais das linhas de interligação.
	Rateio	Não considerado.	Selo, considerando a geração instalada e a carga-pico de cada barra.

Como já estabelecido anteriormente, cada participante do mercado assume encargos referentes à capacidade utilizada e à capacidade não utilizada da rede, e, caso se opte pelo Critério 2, um encargo especificamente relacionado às interligações. Por serem aplicáveis a bases de potência diferentes (potência instalada ou despachada), as tarifas referentes ao *CTU*, *CTN* e *CTI*, não podem ser somadas para se obter a tarifa final de cada gerador. No entanto, é possível calcular o encargo total de cada gerador e dividi-lo por uma potência de referência, por exemplo, a capacidade instalada, obtendo-se uma tarifa equivalente, i.e., referente ao *CTT*. No caso das cargas, as tarifas podem ser somadas diretamente, pois são utilizados, no caso de todos os encargos, os valores de carga-pico.

2.5. EXEMPLOS NUMÉRICOS – MERCADO INTERLIGADO

2.5.1. Descrição do Sistema Interligado

Como ilustrado na Fig. 2.2, o sistema é dividido em 3 subsistemas, a saber: Sub. 1 (linhas pretas), Sub. 2 (linhas verdes) e Sub. 3 (linhas azuis). As interligações, cujo custo total é de 3000 \$/ano (aproximadamente 21% do *CTT*), foram representadas na cor de seu subsistema de origem e sinalizadas com a letra “I” em vermelho. Os custos totais de transmissão são 4100,00, 4500,00 e 6000,00 \$/ano para os subsistemas 1, 2 e 3, respectivamente.

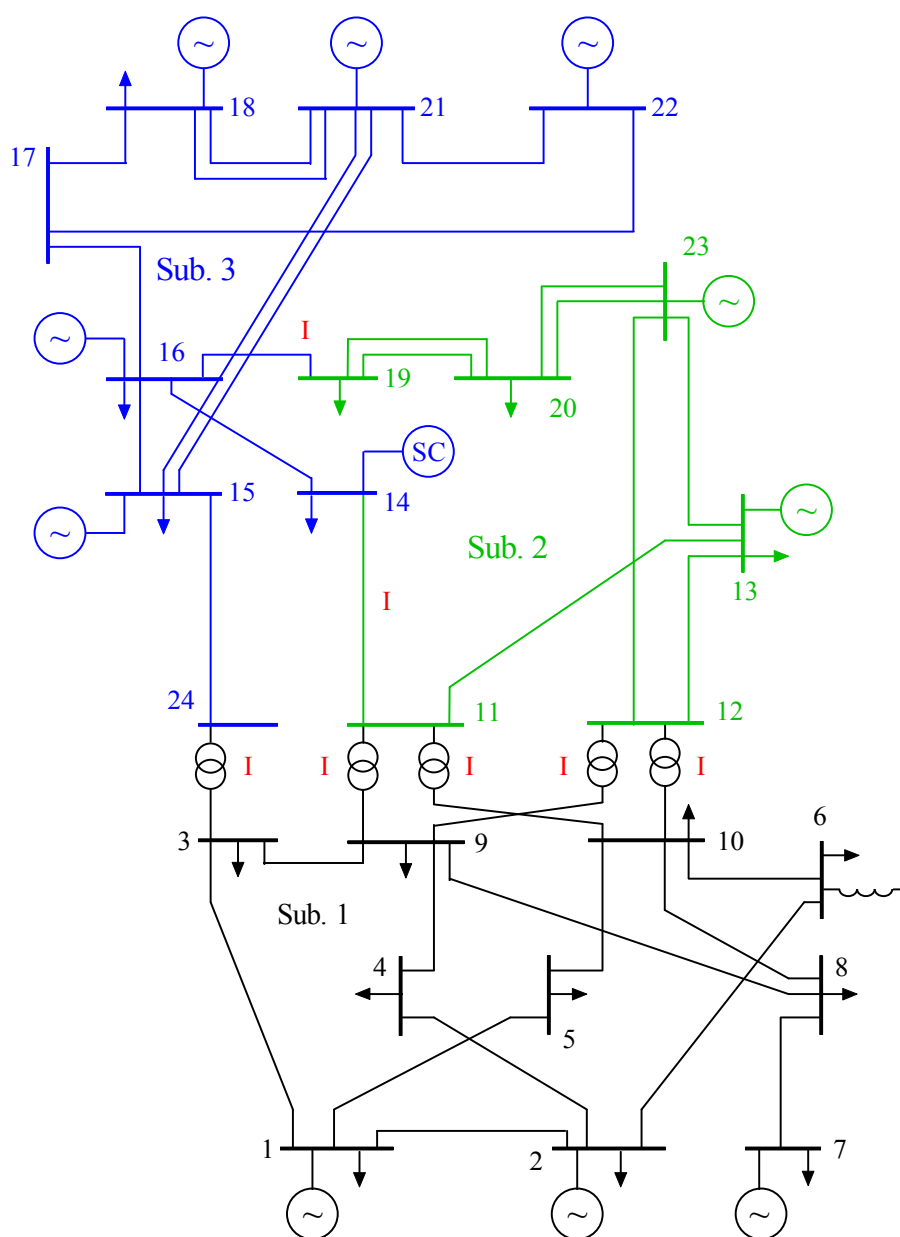


Fig. 2.2: IEEE-RTS configurado com 3 subsistemas.

2.5.2. Resultados de Fluxo de Potência

A Tabela 2.5 apresenta os resultados de fluxo de potência DC com perdas em um ponto de operação especificado.

TABELA 2.5 – RESULTADOS DAS INTERLIGAÇÕES

De	Para	Capacidade (MW)	Fluxo (MW)	Fator de Ponderação	Perdas (MW)
3	24	400,00	-185,06	0,46	0,79
9	11	400,00	-113,68	0,28	0,30
9	12	400,00	-135,39	0,34	0,42
10	11	400,00	-149,88	0,37	0,52
10	12	400,00	-171,59	0,43	0,68
11	14	400,00	-92,42	0,18	0,45
16	19	500,00	60,55	0,12	0,11

A Fig. 2.3 apresenta os fluxos (em MW) nas interligações. A partir dos valores observados, pode-se concluir que o Sub. 1 tem intercâmbio líquido (soma dos fluxos que saem menos a soma fluxos que entram) igual a -755,60 MW, caracterizando-o como importador de energia dos subsistemas 2 e 3, que apresentam intercâmbios líquidos de 417,57 MW e 338,03 MW, respectivamente.

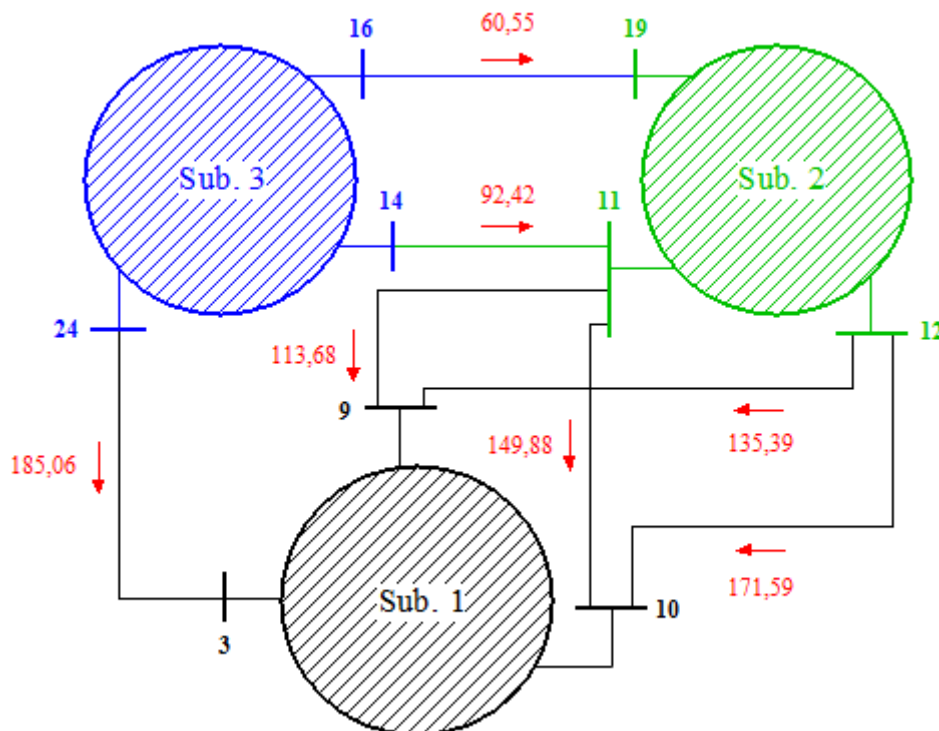


Fig. 2.3 – Fluxos nas interligações (valores em MW).

2.5.3. Resultados – Subsistemas

A Tabela 2.6 apresenta, para o mesmo ponto de operação do exemplo anterior, as tarifas iniciais (que admitem a Barra 13 como referência angular) e as tarifas referentes à alocação do *CTU* e do *CTT* de cada subsistema. Inicialmente, visando uma melhor verificação dos sinais econômicos, não foi aplicado o procedimento de eliminação de alocações negativas.

TABELA 2.6 – RESULTADOS – MERCADO INTERLIGADO

Barra		Tarifa Inicial (\$/MW×ano)			Tarifa Referente ao CTU (\$/MW×ano)						Tarifa Referente ao CTT (\$/MW×ano)					
					Geração			Carga			Geração			Carga		
		Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 1	Sub 2	Sub 3
Sub 1	1	-0,7157	-0,9377	0,1738	-0,3692	-0,3992	-0,7103	0,3676	0,3999	0,7104	0,1293	0,1955	0,0256	0,8724	1,0022	1,4557
	2	-1,6519	-0,9396	0,1658	-1,3054	-0,4011	-0,7182	1,3038	0,4018	0,7183	-0,8070	0,1936	0,0177	1,8086	1,0041	1,4636
	3	-0,2770	-0,8759	0,4249	0,0694	-0,3374	-0,4592	-0,0711	0,3381	0,4593	0,5679	0,2573	0,2768	0,4337	0,9404	1,2045
	4	-2,3730	-0,9453	0,1429	-2,0265	-0,4068	-0,7412	2,0249	0,4075	0,7413	-1,5281	0,1879	-0,0053	2,5297	1,0098	1,4866
	5	-1,8788	-0,9505	0,1216	-1,5323	-0,4120	-0,7624	1,5307	0,4127	0,7625	-1,0338	0,1827	-0,0265	2,0355	1,0150	1,5078
	6	-2,1936	-0,9581	0,0908	-1,8471	-0,4196	-0,7933	1,8455	0,4203	0,7934	-1,3487	0,1751	-0,0573	2,3503	1,0226	1,5386
	7	-1,0970	-0,9569	0,0956	-0,7505	-0,4184	-0,7884	0,7489	0,4191	0,7885	-0,2520	0,1763	-0,0525	1,2537	1,0214	1,5338
	8	-2,0970	-0,9569	0,0956	-1,7505	-0,4184	-0,7884	1,7489	0,4191	0,7885	-1,2520	0,1763	-0,0525	2,2537	1,0214	1,5338
	9	-1,1447	-0,9499	0,1241	-0,7983	-0,4114	-0,7600	0,7966	0,4121	0,7601	-0,2998	0,1833	-0,0241	1,3014	1,0144	1,5054
	10	-1,0492	-0,9639	0,0672	-0,7027	-0,4254	-0,8169	0,7011	0,4261	0,8170	-0,2043	0,1693	-0,0810	1,2059	1,0284	1,5623
Sub 2	13	0,0000	0,0000	0,0000	0,3465	0,5385	-0,8841	-0,3481	-0,5378	0,8842	0,8450	1,1332	-0,1481	0,1567	0,0645	1,6295
	19	0,1181	-0,8886	-0,1165	0,4646	-0,3501	-1,0005	-0,4663	0,3508	1,0006	0,9631	0,2446	-0,2646	0,0386	0,9531	1,7459
	20	0,0838	-0,0169	-0,0826	0,4303	0,5215	-0,9667	-0,4319	-0,5208	0,9668	0,9288	1,1162	-0,2308	0,0729	0,0814	1,7121
	23	0,0651	0,9131	-0,0642	0,4116	1,4515	-0,9482	-0,4132	-1,4508	0,9483	0,9100	2,0462	-0,2123	0,0916	-0,8486	1,6936
Sub 3	14	0,0790	-0,4512	-0,0779	0,4254	0,0873	-0,9619	-0,4271	-0,0866	0,9620	0,9239	0,6820	-0,2260	0,0777	0,5157	1,7073
	15	0,2110	-0,7517	1,9297	0,5575	-0,2132	1,0456	-0,5592	0,2139	-1,0455	1,0560	0,3815	1,7815	-0,0543	0,8162	-0,3002
	16	0,1582	-0,7389	0,8440	0,5047	-0,2004	-0,0400	-0,5063	0,2011	0,0401	1,0031	0,3943	0,6959	-0,0015	0,8034	0,7854
	18	0,1856	-0,7455	2,3681	0,5320	-0,2070	1,4841	-0,5337	0,2077	-1,4840	1,0305	0,3877	2,2200	-0,0289	0,8100	-0,7387
	21	0,1935	-0,7475	3,1420	0,5400	-0,2090	2,2579	-0,5417	0,2097	-2,2578	1,0385	0,3857	2,9938	-0,0368	0,8119	-1,5125
	22	0,1869	-0,7459	3,5457	0,5334	-0,2074	2,6616	-0,5351	0,2081	-2,6615	1,0319	0,3873	3,3975	-0,0302	0,8103	-1,9162

Considerando as tarifas iniciais, observe, por exemplo, que o aumento de 1 MW na injeção de potência da Barra 1 provoca variações de $-0,7157$, $-0,9377$ e $0,1738$ \$/ano nos custos de utilização da transmissão dos Subsistemas 1, 2 e 3, respectivamente. De forma agregada, tem-se uma variação de $-0,7157 - 0,9377 + 0,1738 = -1,4796$ \$/ano no *CTU* do sistema. Este valor é idêntico à tarifa inicial da Barra 1, apresentada na Tabela 2.1.

Na aplicação anterior, a correção m (que elimina a influência da escolha da barra de referência sobre as tarifas) resultou em 0,0009. Ao considerar os mercados interligados, este valor é decomposto na soma: $0,3465 + 0,5385 + (-0,8841)$. Neste caso, a tarifa aplicável à geração

da Barra 1 pelo uso da rede do Subsistema 1 é dada por $-0,7157 + 0,3465 = -0,3692$. Para este gerador, as tarifas referentes ao *CTU* dos Subsistemas 2 e 3 são, respectivamente, $-0,9377 + 0,5385 = -0,3992$ e $0,1738 - 0,8841 = -0,7103$, como pode ser visto na Tabela 2.6.

As parcelas responsáveis pela alocação do *CTN* dos Subsistemas 1, 2 e 3 entre os geradores são, respectivamente, 0,4985, 0,5947 e 0,7359, cuja soma é 1,8291 \$/(MW×ano). Analogamente, as correções aplicáveis às tarifas das cargas são 0,5048, 0,6023 e 0,7453, totalizando 1,8524 \$/(MW×ano).

De acordo com as tarifas decompostas, os encargos atribuídos ao gerador da Barra 1 pelo uso da rede dos Subsistemas 1, 2 e 3 valem, respectivamente, $-0,3692 \times 172,00 = -63,50$ \$/ano, $-0,3992 \times 172,00 = -68,66$ \$/ano e $-0,7103 \times 172,00 = -122,17$ \$/ano, totalizando $-254,33$ \$/ano. Este gerador deve assumir ainda um encargo de $(0,4985 + 0,5947 + 0,7359) \times 172,00 = 85,74 + 102,29 + 126,57 = 314,60$ \$/ano, referente ao *CTN* dos três subsistemas. Logo, seu encargo total vale $-254,33 + 314,60 = 60,27$ \$/ano, igual ao apresentado na Tabela 2.1.

2.5.4. Custos dos Circuitos Internos e Interligações

Alguns dados dos circuitos de interligação do sistema são apresentados na Tabela 2.7. Note que o custo total das interligações é de 3000 \$/ano (i.e., aproximadamente 21% do *CTT*).

TABELA 2.7 – INTERLIGAÇÕES ENTRE SUBSISTEMAS

De	Para	Interligação entre os Subsistemas:	Tipo	Subsistema de Origem ⁵	Custo (\$/ano)
3	24	1 e 3	Transformador	1	400,00
9	11	1 e 2	Transformador	1	400,00
9	12	1 e 2	Transformador	1	400,00
10	11	1 e 2	Transformador	1	400,00
10	12	1 e 2	Transformador	1	400,00
11	14	2 e 3	Linha de Transmissão	2	500,00
16	19	2 e 3	Linha de Transmissão	3	500,00
Total	-	-	-	-	3000,00

⁵ A especificação dos subsistemas de origem das interligações é feita para permitir a aplicação do Critério 1, onde as interligações são tratadas da mesma forma que os demais circuitos. Por exemplo, no Critério 1, a linha 11-14 (que interliga os Subsistemas 2 e 3) é considerada como um circuito do Sub. 2, enquanto a linha 16-19 (entre os mesmos subsistemas) passa a compor os circuitos internos do Sub. 3. Na aplicação do Critério 2, as interligações são tratadas de forma separada, não pertencendo a qualquer subsistema.

A Tabela 2.8 apresenta o *CTT* de cada subsistema, onde foram discriminados os custos referentes aos circuitos internos e interligações. De acordo com o ponto de operação estabelecido, têm-se os custos totais de uso (*CTU*) e disponibilidade (*CTN*) por subsistema, mostrados nas Tabelas 2.9 e 2.10.

TABELA 2.8 – CUSTO TOTAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – CTT (\$/ANO)

Subsistema	Circuitos Internos	Interligações	Internos + Interligações (Para o Critério 1)
Sub. 1	2100,00	2000,00	4100,00
Sub. 2	4000,00	500,00	4500,00
Sub. 3	5500,00	500,00	6000,00
Total	11.600,00	3000,00	14.600,00

TABELA 2.9 – CUSTO DA PARCELA UTILIZADA – CTU (\$/ANO)

Subsistema	Circuitos Internos	Internos + Interligações ⁶ (Para o Critério 1)
Sub. 1	466,93	1222,52
Sub. 2	974,66	1067,08
Sub. 3	1691,30	1751,85
Total	3132,89	4041,46

TABELA 2.10 – CUSTO DA PARCELA NÃO UTILIZADA – CTN (\$/ANO)

Subsistema	Circuitos Internos	Internos + Interligações (Para o Critério 1)
Sub. 1	1633,07	2877,48
Sub. 2	3025,34	3432,92
Sub. 3	3808,70	4248,15
Total	8467,11	10.558,54

As seções seguintes detalham encargos resultantes da aplicação dos Critérios 1 e 2 ao sistema exemplo. Apesar de não apresentados no texto a seguir, os resultados obtidos a partir da metodologia de decomposição original estão disponíveis na Seção A.4 do Apêndice.

⁶ No Critério 1, os custos de uso/disponibilidade de uma interligação são incorporados ao *CTU/CTN* do subsistema de origem, tal como informado na Tabela 2.7.

2.5.5. Alocação de Custos pelo Critério 1

Conforme estabelecido anteriormente na descrição do Critério 1, a alocação dos custos da transmissão é feita da seguinte forma:

- a) O *CTU* de cada subsistema (incluindo os custos de uso das interligações pertencentes a cada um dos mesmos) será alocado entre os participantes de todo o sistema, de acordo com as tarifas de uso determinadas pela metodologia de decomposição, calculadas em um ponto de operação (condição de despacho) previamente especificado;
- b) O *CTN* correspondente a cada subsistema será alocado entre os participantes do sistema todo via selo, considerando-se as proporções das capacidades instaladas nominais dos geradores e os valores de pico das cargas.

Os valores apresentados nas Tabelas 2.11, 2.12, 2.13 e 2.14 correspondem a um trecho do arquivo de saída do programa desenvolvido nesta Tese de Doutorado, onde foi aplicado o Critério 1.

Inicialmente, são apresentados os encargos referentes ao custo da parcela utilizada da rede. A alocação dos custos de uso de cada subsistema foi feita de acordo com a metodologia de decomposição de tarifas nodais, onde foi aplicado (para a geração e a carga) o procedimento de eliminação de alocações negativas diretamente sobre a parcela locacional dos encargos, i.e., antes de serem incorporados os custos relativos à parcela não utilizada da rede (parcela selo), como descrito anteriormente na Seção 2.2.5.

Para facilitar o processo de leitura, nas tabelas de encargos locacional e selo, foram omitidas as linhas correspondentes às barras que não possuem geradores ou cargas. Com isso, os participantes que apresentam encargos nulos correspondem àqueles que originalmente obtiveram alocações negativas e onde foi aplicado o procedimento de eliminação dessas alocações descrito anteriormente.

TABELA 2.11 – ENCARGOS LOCACIONAIS DA GERAÇÃO (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1	0,00	0,00	0,00	0,00
13	2	64,74	14,15	0,00	78,89
23	2	114,52	519,39	0,00	633,91
15	3	70,83	0,00	0,00	70,83
16	3	39,17	0,00	0,00	39,17
18	3	115,04	0,00	103,60	218,64
21	3	117,84	0,00	374,46	492,29
22	3	89,12	0,00	397,86	486,98
Total	-	611,26	533,54	875,92	2020,73

TABELA 2.12 – ENCARGOS LOCACIONAIS DAS CARGAS (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	0,00	32,40	34,47	66,87
2	1	62,03	29,29	31,73	123,06
3	1	0,00	42,88	12,25	55,13
4	1	100,69	22,77	25,90	149,36
5	1	61,51	22,21	26,36	110,09
6	1	160,65	43,58	54,69	258,92
7	1	10,57	39,91	49,66	100,15
8	1	185,47	54,59	67,94	308,00
9	1	23,16	54,65	64,55	142,36
10	1	7,18	63,62	83,03	153,83
13	2	0,00	0,00	130,63	130,63
19	2	0,00	45,42	110,30	155,72
20	2	0,00	0,00	73,67	73,67
14	3	0,00	0,00	110,74	110,74
15	3	0,00	36,16	0,00	36,16
16	3	0,00	10,12	0,00	10,12
18	3	0,00	35,92	0,00	35,92
Total	-	611,26	533,54	875,92	2020,73

A soma dos encargos locacionais de geradores e cargas é $2020,73 + 2020,73 = 4041,46$ \$/ano. Este valor é o próprio *CTU* do sistema mostrado na Tabela 2.9, onde foram considerados todos os circuitos (i.e., circuitos internos e interligações).

Os resultados das Tabelas 2.13 e 2.14 correspondem à alocação do custo da parcela não utilizada da rede. Com se pode observar, a soma dos encargos dos geradores e cargas (i.e., $5279,27 + 5279,27 = 10.558,54$ \$/ano) resulta no CTN do sistema, mostrado na Tabela 2.10.

TABELA 2.13 – ENCARGOS SELO DA GERAÇÃO (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	81,13	96,79	119,77	297,69
2	1	81,13	96,79	119,77	297,69
7	1	126,76	151,23	187,14	465,13
13	2	249,72	297,92	368,67	916,31
23	2	278,87	332,71	411,72	1023,30
15	3	90,85	108,38	134,12	333,35
16	3	65,49	78,14	96,69	240,32
18	3	169,01	201,64	249,52	620,18
21	3	169,01	201,64	249,52	620,18
22	3	126,76	151,23	187,14	465,13
Total	-	1438,74	1716,46	2124,08	5279,27

TABELA 2.14 – ENCARGOS SELO DAS CARGAS (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	54,52	65,04	80,49	200,06
2	1	48,97	58,42	72,29	179,68
3	1	90,87	108,41	134,15	333,43
4	1	37,36	44,57	55,15	137,08
5	1	35,84	42,76	52,92	131,52
6	1	68,66	81,91	101,36	251,92
7	1	63,10	75,28	93,16	231,55
8	1	86,32	102,99	127,44	316,76
9	1	88,34	105,40	130,43	324,17
10	1	98,44	117,44	145,33	361,21
13	2	133,78	159,60	197,50	490,88
19	2	91,37	109,01	134,90	335,28
20	2	64,62	77,09	95,40	237,10
14	3	97,94	116,84	144,59	359,36
15	3	160,03	190,92	236,26	587,20
16	3	50,48	60,23	74,53	185,24
18	3	168,11	200,55	248,18	616,84
Total	-	1438,74	1716,46	2124,08	5279,27

2.5.6. Alocação de Custos pelo Critério 2

Por este critério, os custos de uso (*CTU*) dos circuitos internos de cada subsistema são divididos entre todos os participantes do sistema, de acordo com as tarifas fornecidas pela metodologia de decomposição. Os custos relativos à parcela não utilizada destes circuitos (*CTN*) e os custos totais, (i.e., uso e disponibilidade) das interligações são alocados via selo entre participantes de todas as áreas.

A Tabela 2.15 apresenta os resultados do *CTU* e *CTN* de cada subsistema, onde foram discriminados os custos referentes à parcela utilizada e disponível.

TABELA 2.15 – CTU E CTN DOS SUBSISTEMAS (\$/ANO)

Parcela	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
Utilizada	466,93	974,66	1691,30	3132,89
Disponível	1633,07	3025,34	3808,70	8467,11
Total	2100,00	4000,00	5500,00	11.600,00

Os valores apresentados nas Tabelas 2.16, 2.17, 2.18 e 2.19 correspondem a um trecho do arquivo de saída do programa desenvolvido, onde foi aplicado o Critério 2.

Inicialmente, são apresentados os encargos referentes ao custo da parcela utilizada da rede. A alocação dos custos de uso de cada subsistema foi feita de acordo com a metodologia de decomposição de tarifas nodais, onde foi aplicado (para a geração e a carga) o procedimento de eliminação de alocações negativas diretamente sobre a parcela locacional dos encargos, i.e., antes de serem incorporados os custos relativos à parcela não utilizada da rede (parcela selo), como descrito anteriormente na Seção 2.2.5.

Para facilitar novamente o processo de leitura, nas tabelas de encargos locacional e selo, foram omitidas as linhas correspondentes às barras que não possuem geradores ou cargas. Com isso, os participantes que apresentam encargos nulos correspondem àqueles que originalmente obtiveram alocações negativas e onde foi aplicado o procedimento de eliminação dessas alocações descrito anteriormente.

TABELA 2.16 – ENCARGOS LOCACIONAIS DA GERAÇÃO (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	40,64	0,00	0,00	40,64
2	1	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1	0,00	0,00	0,00	0,00
13	2	0,00	41,28	0,00	41,28
23	2	9,37	446,05	0,00	455,42
15	3	32,60	0,00	0,00	32,60
16	3	14,32	0,00	0,00	14,32
18	3	48,13	0,00	92,22	140,35
21	3	50,92	0,00	364,19	415,11
22	3	37,50	0,00	389,24	426,73
Total	-	233,46	487,33	845,65	1566,45

TABELA 2.17 – ENCARGOS LOCACIONAIS DAS CARGAS (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	0,00	12,89	41,30	54,19
2	1	2,51	11,40	37,56	51,47
3	1	0,00	31,82	41,91	73,73
4	1	55,28	8,31	29,66	93,25
5	1	17,95	7,63	29,36	54,93
6	1	77,19	13,65	58,74	149,58
7	1	0,00	12,68	53,63	66,31
8	1	80,53	17,35	73,36	171,25
9	1	0,00	18,90	72,11	91,01
10	1	0,00	18,52	86,96	105,48
13	2	0,00	0,00	112,47	112,47
19	2	0,00	65,71	22,60	88,30
20	2	0,00	0,00	25,42	25,42
14	3	0,00	46,19	156,69	202,88
15	3	0,00	92,64	0,00	92,64
16	3	0,00	30,42	3,88	34,29
18	3	0,00	99,23	0,00	99,23
Total	-	233,46	487,33	845,65	1566,45

Dos resultados acima, percebe-se que o custo total da parcela utilizada dos circuitos internos, i.e., 3132,90 \$/ano, foi alocado entre geradores e cargas do sistema todo, mantendo a proporção 50:50% entre as classes.

TABELA 2.18 – ENCARGOS SELO DA GERAÇÃO (\$/ANO)

Barra	Sub	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	46,04	85,30	107,38	238,72
2	1	46,04	85,30	107,38	238,72
7	1	71,94	133,27	167,78	373,00
13	2	141,72	262,55	330,53	734,81
23	2	158,27	293,20	369,12	820,60
15	3	51,56	95,51	120,25	267,32
16	3	37,17	68,86	86,69	192,72
18	3	95,92	177,70	223,71	497,33
21	3	95,92	177,70	223,71	497,33
22	3	71,94	133,27	167,78	373,00
Total	-	816,54	1512,67	1904,35	4233,55

TABELA 2.19 – ENCARGOS SELO DAS CARGAS (\$/ANO)

Barra	Subsistema	Sub 1	Sub 2	Sub 3	Total
1	1	30,94	57,32	72,16	160,43
2	1	27,79	51,48	64,81	144,09
3	1	51,57	95,54	120,27	267,38
4	1	21,20	39,28	49,45	109,93
5	1	20,34	37,68	47,44	105,47
6	1	38,96	72,18	90,87	202,02
7	1	35,81	66,35	83,52	185,68
8	1	48,99	90,76	114,26	254,01
9	1	50,14	92,88	116,93	259,96
10	1	55,87	103,50	130,30	289,66
13	2	75,92	140,65	177,07	393,65
19	2	51,86	96,07	120,94	268,87
20	2	36,67	67,94	85,53	190,14
14	3	55,58	102,97	129,63	288,18
15	3	90,82	168,25	211,82	470,89
16	3	28,65	53,08	66,82	148,55
18	3	95,41	176,74	222,51	494,66
Total	-	816,54	1512,67	1904,35	4233,55

Como se pode observar, os custos da parcela não utilizada dos circuitos de cada subsistema foram divididos meio a meio entre geradores e cargas do sistema todo através de selo. Neste caso, o *CTN* do sistema vale $4233,55 + 4233,55 = 8467,10$ \$/ano.

A Tabela 2.20 apresenta os resultados do rateio dos encargos de uso e disponibilidade referentes aos circuitos de interligação entre subsistemas via selo.

TABELA 2.20 – ENCARGOS RELATIVOS ÀS INTERLIGAÇÕES (\$/ANO)

Barra	Subsistema	Geração	Carga
1	1	84,58	56,84
2	1	84,58	51,05
3	1	-	94,74
4	1	-	38,95
5	1	-	37,37
6	1	-	71,58
7	1	132,16	65,79
8	1	-	90,00
9	1	-	92,11
10	1	-	102,63
13	2	260,35	139,47
23	2	290,75	-
14	3	-	102,11
15	3	94,71	166,84
16	3	68,28	52,63
18	3	176,21	175,26
19	2	-	95,26
20	2	-	67,37
21	3	176,21	-
22	3	132,16	-
Total	-	1500,00	1500,00

2.5.7. Comparação e Análise dos Resultados

As Tabelas 2.21 e 2.22 apresentam os encargos dos geradores e cargas de cada subsistema, relativos ao *CTU*, *CTN* e interligações, através dos Critérios 1 e 2, respectivamente. Para simplificar a comparação entre critérios, foi calculada uma tarifa média (relação entre o encargo total e a capacidade instalada ou carga total de cada subsistema), mostrada na última coluna de cada tabela.

TABELA 2.21 – CRITÉRIO 1: CUSTOS (\$/ANO)

Pagos por:	Malha de Transmissão + Interligações		Total (\$/ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)
	Uso	Disponibilidade		
G. Sub. 1	0,00	1060,51	1060,51	1,55
C. Sub. 1	1467,74	2467,36	3935,10	2,95
G. Sub. 2	712,80	1939,61	2652,41	2,12
C. Sub. 2	360,02	1063,27	1423,29	2,48
G. Sub. 3	1307,92	2279,14	3587,06	2,44
C. Sub. 3	192,94	1748,66	1941,60	2,06
Total	4041,42	10.558,55	14.600,00	-

TABELA 2.22 – CRITÉRIO 2: CUSTOS (\$/ANO)

Pagos por:	Malha de Transmissão		Interligações	Total (\$/ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)
	Uso	Disponibilidade			
G. Sub. 1	40,64	850,43	301,32	1192,39	1,74
C. Sub. 1	911,20	1978,59	701,06	3590,85	2,70
G. Sub. 2	496,70	1555,39	551,10	2603,19	2,08
C. Sub. 2	226,20	852,65	302,10	1380,95	2,41
G. Sub. 3	1029,12	1827,69	647,57	3504,38	2,38
C. Sub. 3	429,05	1402,28	496,84	2328,17	2,47
Total	3132,91	8467,03	3000,00	14600,00	-

Com relação aos encargos de transmissão, independentemente do critério utilizado, os valores de uso mais representativos são referentes aos geradores dos Subsistemas 2 e 3 (exportadores) e às cargas do Sub. 1 (importador). Observa-se que, pelo Critério 1, os geradores do Sub. 1 não pagam pela utilização da transmissão. Isto se deve ao fato destes geradores estarem instalados em uma área importadora, contribuindo para a redução do uso da rede.

Já no Critério 2, os geradores do Subsistema 1 passam a assumir uma pequena parcela relativa ao uso da malha de transmissão. Isso ocorre, pois nesse critério, os 5 transformadores de interligação que eram considerados integrantes da rede deste subsistema passam a ter seu custo alocado por selo, reduzindo a ocorrência de alocações negativas nos referidos geradores. Nota-se, também, que cada barra passa a ter 3 tarifas, sendo a primeira (locacional) referente ao uso da rede de transmissão interna dos subsistemas, a segunda (selo) correspondente à sua disponibilidade, e a terceira (selo) relativa às linhas de interligação entre subsistemas.

2.6. COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo apresentou uma nova metodologia para alocação dos custos do sistema de transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica. O modelo proposto permite o cálculo de tarifas sensíveis à localização dos agentes na rede elétrica, com a recuperação do custo total da transmissão.

Em seguida, a metodologia foi generalizada para a aplicação em sistemas interligados, tornando possível identificar, de forma clara, as parcelas de utilização (*CTU*) e não utilização (*CTN*) de cada participante sobre a rede de transmissão de cada subsistema. A decomposição proposta possibilita uma tarifação justa, minimizando a subjetividade na alocação dos custos, principalmente envolvendo fluxos nas interligações.

Apresentou-se, ainda, uma análise da flexibilidade da metodologia de decomposição de tarifas nodais para possibilitar uma solução simples e transparente para o problema de alocação de custos de transmissão em sistemas com múltiplas áreas. Com isso, a metodologia proposta oferece diferentes possibilidades (critérios) para alocação dos custos de transmissão relacionados com o uso da rede por participantes conectados em subsistemas vizinhos, a parcela não utilizada da rede e as linhas de interligação entre subsistemas.

Os critérios considerados nesta Tese de Doutorado foram concebidos tendo em mente os objetivos específicos do Sistema Elétrico Brasileiro, que apresenta como características marcantes a existência de uma parcela “selo” com o valor elevado e a necessidade de se dividir entre todos os agentes da rede os custos referentes às linhas de interligação entre subsistemas (linhas de grande interesse sistêmico), excluindo sua característica locacional.

Aplicações numéricas com o *IEEE-RTS* mostraram que a alocação dos custos das interligações pode ser feita através de selo, sem a necessidade de se modificar os despachos dos geradores, eliminando as distorções nas tarifas que ocorrem atualmente.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA PROPOSTA: ASPECTOS COMPLEMENTARES

3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

NESTE capítulo são tratados tópicos que complementam a metodologia de alocação dos custos de sistemas de transmissão proposta nesta tese. Inicialmente, na Seção 3.2 são levantadas algumas questões referentes à condição de despacho usada pelo Programa Nodal [A11] na alocação dos custos de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro e sugere-se um procedimento para melhorar os sinais econômicos fornecidos pelo mesmo. Verifica-se, ainda nesta seção, uma proposta para a utilização de dois ou mais pontos de operação (despachos) no cálculo das tarifas nodais, visando contemplar os vários cenários operativos considerados no planejamento da expansão da transmissão.

Em seguida, na Seção 3.3, é analisado um procedimento para a determinação das tarifas médias por região, quando se considera um sistema composto pela interligação de múltiplos subsistemas. Nesse procedimento, uma tarifa média para a geração e uma tarifa média para a carga são calculadas para cada região pré-estabelecida do sistema, independentemente dos valores tarifários (se próximos ou não) apresentados por seus agentes de geração e consumo.

Em países como o Brasil, a grande extensão territorial favorece o aparecimento de diferenças significativas entre tarifas nodais de uma mesma região geográfica. Por outro lado, a proximidade elétrica entre as barras de um sistema pode fazer com que suas tarifas nodais tendam a assumir valores praticamente idênticos. Neste contexto, a Seção 3.4 propõe um procedimento para a determinação de zonas tarifárias, formadas pela agregação de barras que apresentam tarifas nodais próximas, não levando em conta nesta análise, a divisão geopolítica do país. Os desenvolvimentos realizados neste capítulo são também ilustrados através de aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System*.

3.2. CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS DESPACHOS

Apesar de conhecidos e disponíveis, os valores de potência gerada e consumida nas barras não são utilizados pelo Programa Nodal no cálculo das tarifas de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro. O método define, por meio de um algoritmo próprio, um ponto de operação onde os geradores são despachados proporcionalmente à sua capacidade instalada nominal, até que a carga do subsistema somada às suas perdas seja atendida. Esse despacho estabelece uma condição operativa na qual os subsistemas são autossuficientes em geração, minimizando os fluxos nas linhas de interligação. O objetivo da aplicação deste despacho é fazer com que os custos das interligações sejam “socializados”, i.e., divididos através de selo, devido à sua função estratégica exercida em benefício de todos os usuários da rede.

No entanto, a consideração de um despacho “distante” do utilizado no planejamento da expansão da transmissão faz com que as tarifas calculadas não reflitam a verdadeira utilização dos circuitos, podendo gerar sinais econômicos imprecisos para os participantes do mercado. Por outro lado, a associação entre a metodologia de decomposição de tarifas nodais e um critério de alocação de custos permite desenvolver um esquema de tarifação flexível e capaz de alocar de forma independente, os custos associados ao uso da rede de transmissão interna de cada subsistema e os custos referentes às linhas de interligação entre áreas.

Esta seção identifica algumas questões ligadas ao despacho utilizado pelo Programa Nodal e sugere um procedimento para a melhora dos sinais econômicos, mantendo o rateio dos custos das interligações através de selo. Verifica-se ainda uma metodologia para a utilização de dois ou mais pontos de operação para caracterizar os cenários considerados no planejamento da expansão da transmissão.

3.2.1. Análise do Algoritmo de Despacho Proporcional

A metodologia utilizada atualmente no Sistema Elétrico Brasileiro calcula as tarifas de uso da transmissão em um ponto de operação obtido a partir de uma condição de despacho proporcional às capacidades instaladas dos geradores. Assim, no ponto de operação considerado, cada subsistema apresenta uma geração total equivalente à soma entre a sua carga e as perdas na rede interna. Os seguintes passos [A11, M07] descrevem de forma simplificada o algoritmo utilizado para a obtenção desse despacho:

1. Calcular o fluxo de potência linear DC com perdas a partir do despacho original;
2. Despachar os geradores proporcionalmente às capacidades instaladas;
3. Estimar as perdas em todos os subsistemas e armazená-las;
4. Para cada subsistema i :
 - a) $Erro \leftarrow 0$;
 - b) $C_{tot}(i) \leftarrow$ carga total + perdas da rede do subsistema i ;
 - c) $G_{tot}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i ;
 - d) $Fator = \frac{C_{tot}(i)}{G_{tot}(i)}$;
 - e) Multiplicar os despachos de todos os geradores por $Fator$. Se em algum gerador o despacho exceder a potência instalada, deve-se fazer a geração igual ao valor máximo e acumular a diferença em $Erro$;
 - f) Enquanto $Erro > 0$:
 - $G_{aux}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i referente aos geradores que ainda não atingiram o valor limite;
 - $K_{aux}(i) = \frac{G_{aux}(i) + Erro}{G_{aux}(i)}$;
 - Multiplicar os despachos dos geradores que não atingiram o limite por $K_{aux}(i)$
 - $Erro \leftarrow 0$;
 - Se algum despacho exceder a capacidade instalada, fazer a geração igual à potência máxima e acumular a diferença em $Erro$;
5. Executar um cálculo de fluxo de potência com perdas;
6. Recalcular as perdas de cada subsistema e armazená-las;
7. Se o balanço de potência em algum subsistema for maior que a tolerância admitida, retornar ao passo 4.

No caso de algum subsistema apresentar geração insuficiente para suprir seu montante total de carga e perdas, o déficit correspondente deverá ser eliminado com a importação de potência do subsistema vizinho com a maior margem disponível, i.e., diferença entre geração e carga.

Com relação à utilização do despacho proporcional no cálculo das tarifas a autossuficiência dos subsistemas faz com que os fluxos nas interligações sejam mínimos, de forma que seus custos sejam alocados por selo. Pode-se observar também que os fluxos calculados a partir do despacho proporcional são significativamente diferentes dos obtidos na operação real⁷, não estimando exatamente o grau de utilização da rede pelos geradores e cargas, como consequência imediata, os custos da parcela utilizada e não utilizada da rede passam a ser determinados de forma imprecisa.

Além disso, as tarifas nodais estão sujeitas a distorções. Por exemplo, áreas com carência de geração poderão apresentar tarifas que incentivam a inclusão de novas cargas, em vez de viabilizar a implantação de novos empreendimentos de geração. Observe então que uma sinalização econômica coerente só será atingida se as tarifas forem determinadas sob condições de carregamento semelhantes às encontradas na operação real do sistema.

3.2.2. Procedimento Proposto

Como tratado no capítulo anterior, a associação entre o procedimento proposto e um critério de alocação de custos propicia uma metodologia de tarifação flexível. Com isso, além de alocar os custos da parcela utilizada da rede (*CTU*) com base em qualquer despacho especificado, sem influenciar o rateio dos custos referentes às interligações, se divide o custo da parcela não utilizada da rede (*CTN*) através de selo ou outro critério que permita incluir uma sinalização locacional, a fim de minimizar os subsídios entre áreas, decorrentes da aplicação da metodologia selo.

A seguir, descreve-se o procedimento proposto para a alocação dos custos de transmissão, visando atender às particularidades do Sistema Elétrico Brasileiro. O procedimento consta dos seguintes passos:

⁷ Neste capítulo, as expressões “despacho real” e “operação real” são usadas para descrever as condições de carregamento e despacho consideradas no planejamento da expansão do sistema de transmissão.

1. Identificar uma ou mais condições de operação utilizadas na fase de planejamento da expansão, que tenham sido determinantes para a configuração atual do sistema de transmissão;
2. Se desejado, pode-se atribuir a cada condição, um peso (ponderação);
3. Para cada condição considerada, aplicar a metodologia de decomposição de tarifas juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos obtidos com relação:
 - Ao uso da rede de transmissão (*CTU*);
 - À disponibilidade da rede de transmissão (*CTN*);
 - Às interligações entre subsistemas.
4. Para cada participante, calcular a média ponderada (com base nos pesos determinados no passo 2) dos encargos relativos ao *CTU*, *CTN* e interligações, obtidos em todas as condições analisadas;
5. Calcular a tarifa final (equivalente) de cada gerador e carga como a relação entre o encargo médio obtido no passo 4 e um valor de referência, e.g., capacidade instalada e pico de demanda.

Este procedimento permite determinar para cada participante, uma tarifa de transmissão equivalente (i.e., valor único), tal que:

- Leva-se em conta o uso da rede ao longo do período tarifário, sob circunstâncias próximas da operação real;
- Alocam-se os custos das interligações através de selo, de forma independente das condições de despacho consideradas para a alocação do custo da transmissão utilizada (*CTU*);

3.2.3. Exemplo Numérico

Assim como no Capítulo 2, a aplicação numérica apresentada nesta seção utiliza o *IEEE-RTS* [I79] em uma configuração com 3 subsistemas diferenciados pelas cores das barras e dos circuitos, como mostrou a Fig. 2.2.

Somente para a ilustração do procedimento proposto neste capítulo, são admitidos como exemplo, dois pontos de operação para o sistema, a saber:

- Caso 1: Cenário referente à condição de carregamento e despacho idênticos aos utilizados na aplicação numérica do Capítulo 2, e;
- Caso 2: Condição operativa obtida com a redução da carga para 70% do valor de pico e o despacho mostrado na Tabela 3.1.

TABELA 3.1 – GERAÇÃO E CARGA DOS PONTOS DE OPERAÇÃO EM MW

Barra	Geração		Carga	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
1	172,00	172,00	108,00	76,00
2	172,00	172,00	97,00	68,00
3	-	-	180,00	126,00
4	-	-	74,00	52,00
5	-	-	71,00	50,00
6	-	-	136,00	95,00
7	240,00	240,00	125,00	88,00
8	-	-	171,00	120,00
9	-	-	175,00	123,00
10	-	-	195,00	137,00
13	452,29	203,80	265,00	186,00
14	-	-	194,00	136,00
15	200,00	100,00	317,00	222,00
16	130,00	80,00	100,00	70,00
18	350,00	200,00	333,00	233,00
19	-	-	181,00	127,00
20	-	-	128,00	90,00
21	350,00	200,00	-	-
22	270,00	200,00	-	-
23	550,00	450,00	-	-
Total	2886,29	2017,80	2850,00	1999,00

Os fluxos nas interligações entre subsistemas para o Caso 1 é ilustrado na Fig. 2.3, que, por comodidade, foi rerepresentado a seguir, como Fig. 3.1. Em seguida, a Fig. 3.2 mostra os fluxos nas interligações entre subsistemas para o Caso 2. Os resultados completos de fluxo de potência DC com perdas são apresentados nas seções A.8 e A.11 do Apêndice.

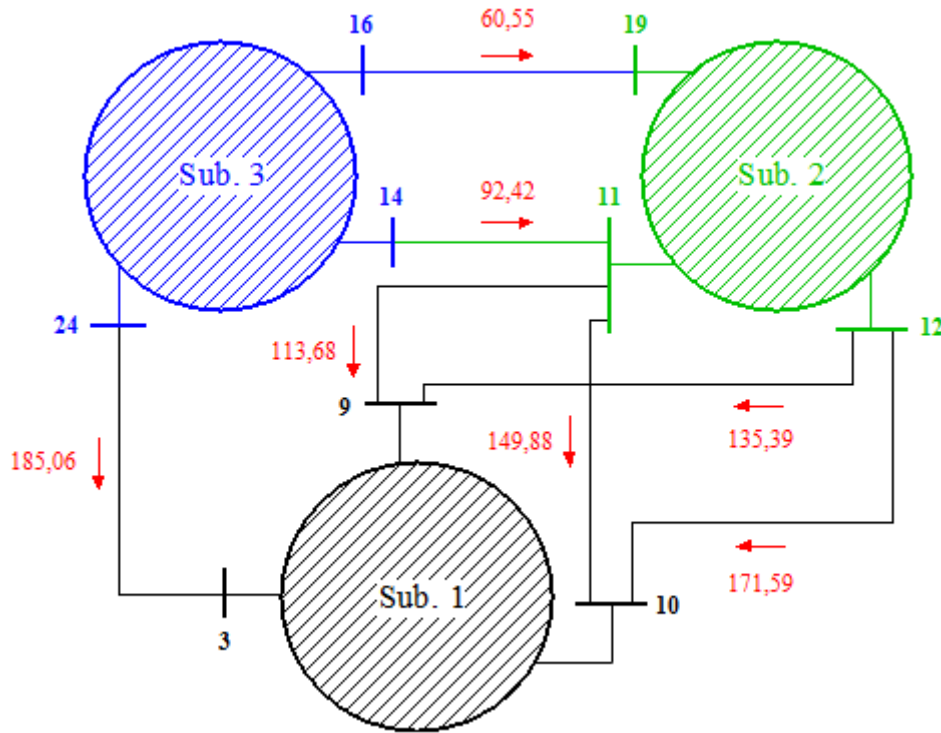


Fig. 3.1 – Fluxos nas interligações (valores em MW) – Caso 1.

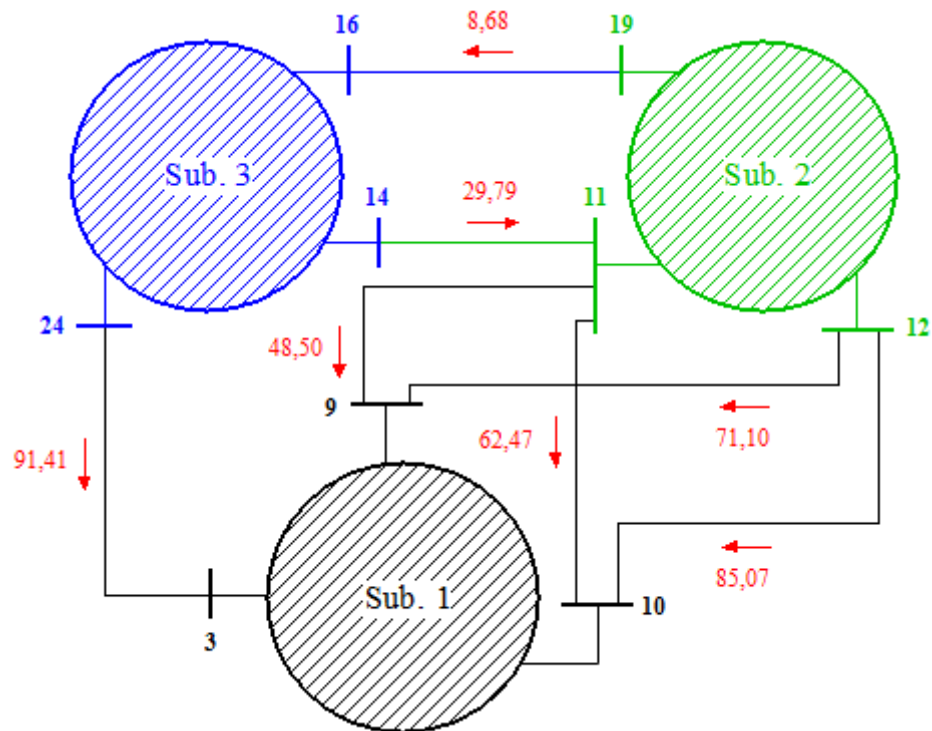


Fig. 3.2 – Fluxos nas interligações (valores em MW) – Caso 2.

Como pode ser observado nas Figuras 3.1 e 3.2 e nos resultados de fluxo de potência do Apêndice, o uso da rede é diferente nos Casos 1 e 2, ocorrendo inclusive, a inversão do fluxo da interligação 16-19, que passa de 60,55 para -8,68 MW.

3.2.4. Resultados de Alocação de Custos

A Tabela 3.2 apresenta as tarifas iniciais totais (soma das tarifas referentes aos 3 subsistemas), obtidas através da metodologia de decomposição para os Casos 1 e 2.

TABELA 3.2 – TARIFAS INICIAIS TOTAIS (\$/MW×ANO)

Barra	Caso 1	Caso 2
1	-0,6323	-0,5589
2	-1,5715	0,3057
3	-0,1015	-1,3394
4	-2,3010	-1,2460
5	-1,8145	-0,8234
6	-2,1407	-1,7289
7	-1,0423	1,1238
8	-2,0423	0,1238
9	-1,0796	-0,6976
10	-1,0050	-1,0549
11	-1,1474	-1,1369
12	-0,8363	-0,7855
13	0,0000	0,0000
14	-1,3816	-1,5168
15	0,5719	0,2105
16	-0,5996	-0,8704
17	0,2060	-0,0965
18	0,9690	0,6512
19	-0,7846	-0,9868
20	0,0569	-0,0866
21	1,7558	1,4244
22	2,1488	1,8287
23	0,9704	0,8589
24	-0,3033	-0,9996

Observe que a mudança do ponto de operação do sistema provoca alterações nos valores das tarifas iniciais, antes mesmo de se aplicar o ajuste para eliminação da dependência da barra de referência. Este resultado reforça a importância das tarifas serem calculadas com base em condições de despacho compatíveis com a operação real do sistema.

A Tabela 3.3 apresenta os encargos de uso (i.e., parcela locacional) da transmissão dos geradores e cargas nos dois casos considerados.

TABELA 3.3 – ENCARGOS DE USO (VALORES EM \$/MW)

Barra	Geração		Carga	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
1	0,00	0,00	29,86	38,93
2	0,00	2,22	117,91	0,00
3	-	-	0,00	162,89
4	-	-	143,94	62,37
5	-	-	103,57	38,84
6	-	-	242,74	159,81
7	0,00	199,44	85,81	0,00
8	-	-	288,39	0,00
9	-	-	126,66	80,07
10	-	-	126,58	138,13
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	-	-	199,00	199,95
15	42,81	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	24,37	57,66
18	213,89	71,70	0,00	0,00
19	-	-	77,60	119,41
20	-	-	0,00	3,60
21	489,29	226,33	-	-
22	483,55	307,19	-	-
23	336,90	254,77	-	-
Total	1566,45	1061,65	1566,45	1061,65

No Caso 1 (onde se considera a carga pico), o *CTU* vale $1566,45 + 1566,45 = 3132,90$ \$/ano, enquanto no Caso 2 este custo atinge somente $1061,65 + 1061,65 = 2123,30$ \$/ano. Este resultado se deve à redução geral do uso da transmissão causada pela diminuição da carga do sistema, que no Caso 2 vale 70% da carga pico.

A Tabela 3.4 apresenta os encargos referentes à parcela não utilizada da rede (i.e., parcela selo) de transmissão. Nesta aplicação foi adotado o Critério 2, descrito no capítulo anterior, onde o *CTN* de cada subsistema é dividido entre os geradores e cargas do sistema todo, na proporção das capacidades instaladas e demandas de pico.

TABELA 3.4 – ENCARGOS REFERENTES À PARCELA NÃO UTILIZADA (\$/MW)

Barra	Geração		Carga	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
1	238,72	267,18	160,43	180,15
2	238,72	267,18	144,09	161,18
3	-	-	267,38	298,67
4	-	-	109,92	123,26
5	-	-	105,47	118,52
6	-	-	202,02	225,18
7	373,00	417,48	185,68	208,59
8	-	-	254,01	284,44
9	-	-	259,96	291,55
10	-	-	289,66	324,74
13	734,81	822,43	393,65	440,89
14	-	-	288,18	322,37
15	267,32	299,19	470,89	526,22
16	192,72	215,70	148,55	165,93
18	497,33	556,63	494,66	552,29
19	-	-	268,87	301,04
20	-	-	190,14	213,33
21	497,33	556,63	-	-
22	373,00	417,48	-	-
23	820,60	918,45	-	-
Total	4233,55	4738,35	4233,55	4738,35

Como esperado, ao contrário da parcela utilizada, a redução no carregamento do sistema faz com que o custo da parcela não utilizada da rede seja maior no Caso 2 (i.e., $4738,35 + 4738,35 = 9476,70$ \$/ano) que no Caso 1 (i.e., $4233,55 + 4233,55 = 8467,10$ \$/ano).

Considerando as Tabelas 3.3 e 3.4, tem-se que tanto no Caso 1, quanto no Caso 2, a soma dos encargos correspondentes ao *CTU* e ao *CTN* resulta em $2 \times (1566,45 + 4233,55) = 2 \times (1061,65 + 4738,35) = 11.600,00$ \$/ano. Para completar o *CTT* (i.e., 14.600,00 \$/ano), basta alocar os 3000,00 \$/ano restantes, referentes às interligações.

O rateio do custo das interligações é mostrado na Tabela 3.5. Como este é feito na proporção das capacidades instaladas dos geradores (Critério 2), os resultados, para as barras de geração, são idênticas para ambos os casos.

TABELA 3.5 – ENCARGOS REFERENTES ÀS INTERLIGAÇÕES (\$/ANO)

Barra	Geração		Carga	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
1	84,58	84,58	56,84	57,03
2	84,58	84,58	51,05	51,03
3	-	-	94,74	94,55
4	-	-	38,95	39,02
5	-	-	37,37	37,52
6	-	-	71,58	71,29
7	132,16	132,16	65,79	66,03
8	-	-	90,00	90,05
9	-	-	92,11	92,30
10	-	-	102,63	102,80
13	260,35	260,35	139,47	139,57
14	-	-	102,11	102,05
15	94,71	94,71	166,84	166,58
16	68,28	68,28	52,63	52,53
18	176,21	176,21	175,26	174,84
19	-	-	95,26	95,30
20	-	-	67,37	67,53
21	176,21	176,21	-	-
22	132,16	132,16	-	-
23	290,75	290,75	-	-
Total	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00

Os resultados apresentados anteriormente correspondem aos passos 1, 2 e 3 do procedimento proposto na subseção 3.2.2, visto que foram identificados os despachos representativos da operação do sistema durante o ano de interesse com seus respectivos pesos e calculados os encargos de transmissão em cada caso.

Deve-se, no passo 4, determinar a média ponderada entre os encargos referentes ao *CTU* (Tabela 3.3), *CTN* (Tabela 3.4) e interligações (Tabela 3.5). Nesta aplicação, foram admitidos os pesos 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2. A Tabela 3.6 apresenta os encargos médios dos geradores e cargas do sistema, bem como sua soma.

TABELA 3.6 – ENCARGOS ANUAIS MÉDIOS (VALORES EM \$/ANO)

Barra	Geração				Carga			
	CTU	CTN	Interlig.	Total	CTU	CTN	Interlig.	Total
1	0,00	248,21	84,58	332,79	32,88	167,00	56,90	256,79
2	0,74	248,21	84,58	333,53	78,61	149,79	51,04	279,44
3	-	-	-	-	54,30	277,81	94,68	426,78
4	-	-	-	-	116,75	114,37	38,97	270,09
5	-	-	-	-	81,99	109,82	37,42	229,23
6	-	-	-	-	215,10	209,74	71,48	496,32
7	66,48	387,83	132,16	586,47	57,21	193,32	65,87	316,39
8	-	-	-	-	192,26	264,15	90,02	546,43
9	-	-	-	-	111,13	270,49	92,17	473,79
10	-	-	-	-	130,43	301,35	102,69	534,47
13	0,00	764,02	260,35	1024,37	0,00	409,40	139,50	548,90
14	-	-	-	-	199,32	299,58	102,09	600,98
15	28,54	277,94	94,71	401,19	0,00	489,33	166,75	656,09
16	0,00	200,38	68,28	268,66	35,47	154,34	52,60	242,41
18	166,49	517,10	176,21	859,80	0,00	513,87	175,12	688,99
19	-	-	-	-	91,54	279,59	95,27	466,40
20	-	-	-	-	1,20	197,87	67,42	266,49
21	401,64	517,10	176,21	1094,94	-	-	-	-
22	424,76	387,83	132,16	944,75	-	-	-	-
23	309,52	853,22	290,75	1453,49	-	-	-	-
Total	1398,17	4401,82	1500,00	7300,00	1398,17	4401,82	1500,00	7300,00

Observe, por exemplo, que o gerador da Barra 13 assume, respectivamente, os encargos de 0,00 \$/ano, 764,02 \$/ano e 260,35 \$/ano pelo uso da rede, sua capacidade não utilizada e interligações durante o período tarifário em questão. No total, o referido gerador deve pagar um encargo de transmissão igual a 1024,37 \$/ano.

Note ainda que a ponderação entre os dois pontos de operação considerados implica nos valores médios de $2 \times 1398,17 = 2796,34$ \$/ano para o CTU, $2 \times 4401,82 = 8803,64$ \$/ano, para o CTN e $2 \times 1500,00 = 3000,00$ \$/ano para as interligações, que, se somados, resultam em 14600,00 \$/ano, que é o CTT do sistema.

Finalmente, de acordo com o passo 5 do procedimento proposto, pode-se calcular a tarifa equivalente de cada gerador ou carga através do quociente entre seu encargo anual e uma potência de referência. Nesta aplicação, as referências consideradas são a capacidade de geração instalada e a carga pico em cada barra. A Tabela 3.7 apresenta as tarifas equivalentes.

TABELA 3.7 – REFERÊNCIAS DE POTÊNCIA E TARIFAS EQUIVALENTES

Barra	Cap. Instalada (MW)	Carga Pico (MW)	Tarifa de Geração (\$/MW×ano)	Tarifa de Carga (\$/MW×ano)
1	192,00	108,00	1,7333	2,3777
2	192,00	97,00	1,7371	2,8808
3	-	180,00	-	2,3710
4	-	74,00	-	3,6499
5	-	71,00	-	3,2286
6	-	136,00	-	3,6494
7	300,00	125,00	1,9549	2,5311
8	-	171,00	-	3,1955
9	-	175,00	-	2,7074
10	-	195,00	-	2,7409
13	591,00	265,00	1,7333	2,0713
14	-	194,00	-	3,0979
15	215,00	317,00	1,8660	2,0697
16	155,00	100,00	1,7333	2,4241
18	400,00	333,00	2,1495	2,0690
19	-	181,00	-	2,5768
20	-	128,00	-	2,0820
21	400,00	-	2,7374	-
22	300,00	-	3,1492	-
23	660,00	-	2,2023	-
Total	3405,00	2850,00	-	-

As tarifas equivalentes são aplicáveis aos valores de capacidade instalada dos geradores e carga pico, resultando no encargo total (referentes à parcela de uso, parcela de disponibilidade da rede e às interligações) a ser pago pelo participante da barra correspondente.

3.3. DETERMINAÇÃO DE TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO

3.3.1. Procedimento Proposto

A separação da rede em diferentes regiões ou zonas tarifárias facilita a interpretação dos sinais econômicos presentes nos valores das tarifas do sistema de transmissão obtidos para as atividades de geração/consumo e, também, simplifica os mecanismos tarifários principalmente para sistemas elétricos de grande porte.

O método apresentado para o cálculo das tarifas de transmissão em cada região consiste no estabelecimento de uma tarifa equivalente média por região do sistema, onde os pesos são as capacidades instaladas dos agentes de geração e a demanda pico dos agentes de carga dentro de cada região pré-definida do sistema.

Nesta seção, é analisado o procedimento sugerido para a determinação das tarifas médias por região quando se considera um sistema composto pela interligação de múltiplos subsistemas. No procedimento proposto, uma tarifa média equivalente, respectivamente para geração e carga, é calculada tendo como referência as regiões geográficas do sistema.

Para a ilustração do procedimento proposto nesta seção, são admitidos, novamente como exemplo, os dois pontos de operação utilizados anteriormente. No Caso 1, utilizou-se o cenário de despacho idêntico ao utilizado na aplicação numérica do capítulo anterior e no Caso 2 a condição operativa obtida com a redução da carga para 70% do valor de pico. Em seguida, foi admitida uma terceira condição operativa onde as tarifas finais do sistema de transmissão foram ponderadas com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

3.3.2. Exemplo Numérico

Assim como no Capítulo 2, a aplicação numérica apresentada nesta seção também utiliza o *IEEE-RTS* [I79] em uma configuração com 3 subsistemas diferenciados pelas cores das barras e dos circuitos, como mostrou a Fig. 2.2. A Tabela 3.8 apresenta os encargos finais da rede de transmissão e a tarifa equivalente dentro de cada região pré-estabelecida do sistema.

TABELA 3.8 – TARIFAS MÉDIAS EQUIVALENTES POR REGIÃO – CASO 1

Barra	Sub	Cap. Instalada (MW)	Encargo de Geração (\$/ano)	Tarifa Equivalente (\$/MW×ano)	Carga Pico (MW)	Encargo de Carga (\$/ano)	Tarifa Equivalente (\$/MW×ano)
1	1	192,00	323,30	1,6839	108,00	247,13	2,9618
2	1	192,00	323,30		97,00	313,05	
3	1	-	-		180,00	362,12	
4	1	-	-		74,00	292,81	
5	1	-	-		71,00	246,41	
6	1	-	-		136,00	516,34	
7	1	300,00	505,16		125,00	337,28	
8	1	-	-		171,00	632,40	
9	1	-	-		175,00	478,73	
10	1	-	-		195,00	518,87	
13	2	591,00	995,16	1,9532	265,00	533,12	2,1470
19	2	-	-		181,00	441,73	
20	2	-	-		128,00	257,51	
23	2	660,00	1448,25		-	-	
14	3	-	-	2,5203	194,00	589,29	2,2484
15	3	215,00	404,84		317,00	637,73	
16	3	155,00	261,00		100,00	225,55	
18	3	400,00	887,43		333,00	669,92	
21	3	400,00	1162,83		-	-	
22	3	300,00	988,71		-	-	
Total		3405,00	7300,00		2850,00	7300,00	

Nesta aplicação foi adotado tanto o Critério 2, descrito no capítulo anterior, quanto a técnica de eliminação de alocações negativas, tanto para geração quanto para as cargas, antes da incorporação na tarifa final da parcela selo, i.e., diretamente na parcela locacional.

Observe, por exemplo, que os geradores das Barras 13 e 23, localizados no Subsistema 2, que assumiriam, respectivamente, os valores de 1,6839 \$/MW×ano e 2,1943 \$/MW×ano pelo uso, capacidade não utilizada e interligações da rede durante o período tarifário em questão irão apresentar, em ambos os casos, uma tarifa final de transmissão igual a 1,9532 \$/MW×ano.

Já para as cargas localizadas nas Barras 13 e 19, localizadas nesse mesmo subsistema, que assumiriam, para tarifa final de uso de transmissão, os valores de 2,0118 \$/MW×ano e 2,4405 \$/MW×ano pelo uso, capacidade não utilizada e interligações da rede durante o período tarifário em questão irão apresentar uma tarifa igual a 2,1470 \$/MW×ano.

A Tabela 3.9 apresenta os encargos finais da rede de transmissão e a tarifa equivalente, respectivamente para geração e carga, dentro de cada região pré-estabelecida do sistema utilizando a condição operativa obtida com a redução da carga para 70% do valor de pico.

TABELA 3.9 – TARIFAS MÉDIAS EQUIVALENTES POR REGIÃO – CASO 2

Barra	Sub	Cap. Instalada (MW)	Encargo de Geração (\$/ano)	Tarifa Equivalente (\$/MW×ano)	Carga Pico (MW)	Encargo de Carga (\$/ano)	Tarifa Equivalente (\$/MW×ano)
1	1	192,00	351,76	2,1269	76,00	276,11	3,8491
2	1	192,00	353,98		68,00	212,21	
3	1	-	-		126,00	556,11	
4	1	-	-		52,00	224,65	
5	1	-	-		50,00	194,88	
6	1	-	-		95,00	456,28	
7	1	300,00	749,08		88,00	274,62	
8	1	-	-		120,00	374,49	
9	1	-	-		123,00	463,92	
10	1	-	-		137,00	565,67	
13	2	591,00	1082,78	2,0358	186,00	580,46	3,4260
19	2	-	-		127,00	515,75	
20	2	-	-		90,00	284,46	
23	2	660,00	1463,97		-	-	
14	3	-	-	2,2438	136,00	624,37	3,5105
15	3	215,00	393,90		222,00	692,80	
16	3	155,00	283,98		70,00	276,12	
18	3	400,00	804,54		233,00	727,13	
21	3	400,00	959,17		-	-	
22	3	300,00	856,83		-	-	
Total		3405,00	7300,00		1999,00	7300,00	

Nota-se, que neste caso, os geradores das Barras 13 e 23, localizados no subsistema 2, que assumiriam, respectivamente, os valores de 1,8321 \$/MW×ano e 2,2181 \$/MW×ano pelo uso, capacidade não utilizada e interligações da rede durante o período tarifário em questão irão apresentar, em ambos os casos, uma tarifa final de transmissão igual a 2,0358 \$/MW×ano.

Já para as cargas localizadas nas Barras 13 e 19, localizadas nesse mesmo subsistema, que assumiriam, para tarifa final de uso de transmissão, os valores de 3,1208 \$/MW×ano e 4,0610 \$/MW×ano pelo uso, capacidade não utilizada e interligações da rede durante o período tarifário em questão irão apresentar uma tarifa igual a 3,4260 \$/MW×ano.

As Tabelas 3.10 e 3.11 apresentam, respectivamente para geração e carga, os encargos finais, a tarifa por barra e a tarifa média dentro de cada região do sistema utilizando a condição operativa obtida com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

TABELA 3.10 – TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO – GERADORES – CASO COMPOSTO

Barra	Sub	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	332,79	1,7333	1,8315	0,0983
2		192,00	333,53	1,7371		0,0944
7		300,00	586,47	1,9549		0,1233
13	2	591,00	1024,37	1,7333	1,9807	0,2474
23		660,00	1453,49	2,2023		0,2216
15	3	215,00	401,19	1,8660	2,4281	0,5621
16		155,00	268,66	1,7333		0,6948
18		400,00	859,80	2,1495		0,2786
21		400,00	1094,94	2,7374		0,3092
22		300,00	944,75	3,1492		0,7210
Total	-	3405,00	7300,00	-	Desvio Máx:	0,7210

TABELA 3.11 – TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO – CARGAS – CASO COMPOSTO

Barra	Sub	Carga Pico (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	108,00	256,79	2,3777	2,8752	0,4975
2		97,00	279,44	2,8808		0,0056
3		180,00	426,78	2,3710		0,5042
4		74,00	270,09	3,6499		0,7747
5		71,00	229,23	3,2286		0,3535
6		136,00	496,32	3,6494		0,7742
7		125,00	316,39	2,5311		0,3440
8		171,00	546,43	3,1955		0,3203
9		175,00	473,79	2,7074		0,1678
10		195,00	534,47	2,7409		0,1343
13	2	265,00	548,90	2,0713	2,2331	0,1618
19		181,00	466,40	2,5768		0,3437
20		128,00	266,49	2,0820		0,1511
14	3	194,00	600,98	3,0979	2,3183	0,7796
15		317,00	656,09	2,0697		0,2486
16		100,00	242,41	2,4241		0,1058
18		333,00	688,99	2,0690		0,2493
	-	2850,00	7300,00	-	Desvio Máx:	0,7796

As tarifas médias por região, para os agentes de geração, do sistema *IEEE Reliability Test System* (IEEE-RTS) [179] dividido em 3 subsistemas são ilustradas na Fig. 3.3. Nesse exemplo utilizou-se para demonstrar a metodologia proposta o caso composto, i.e., com a condição operativa obtida com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

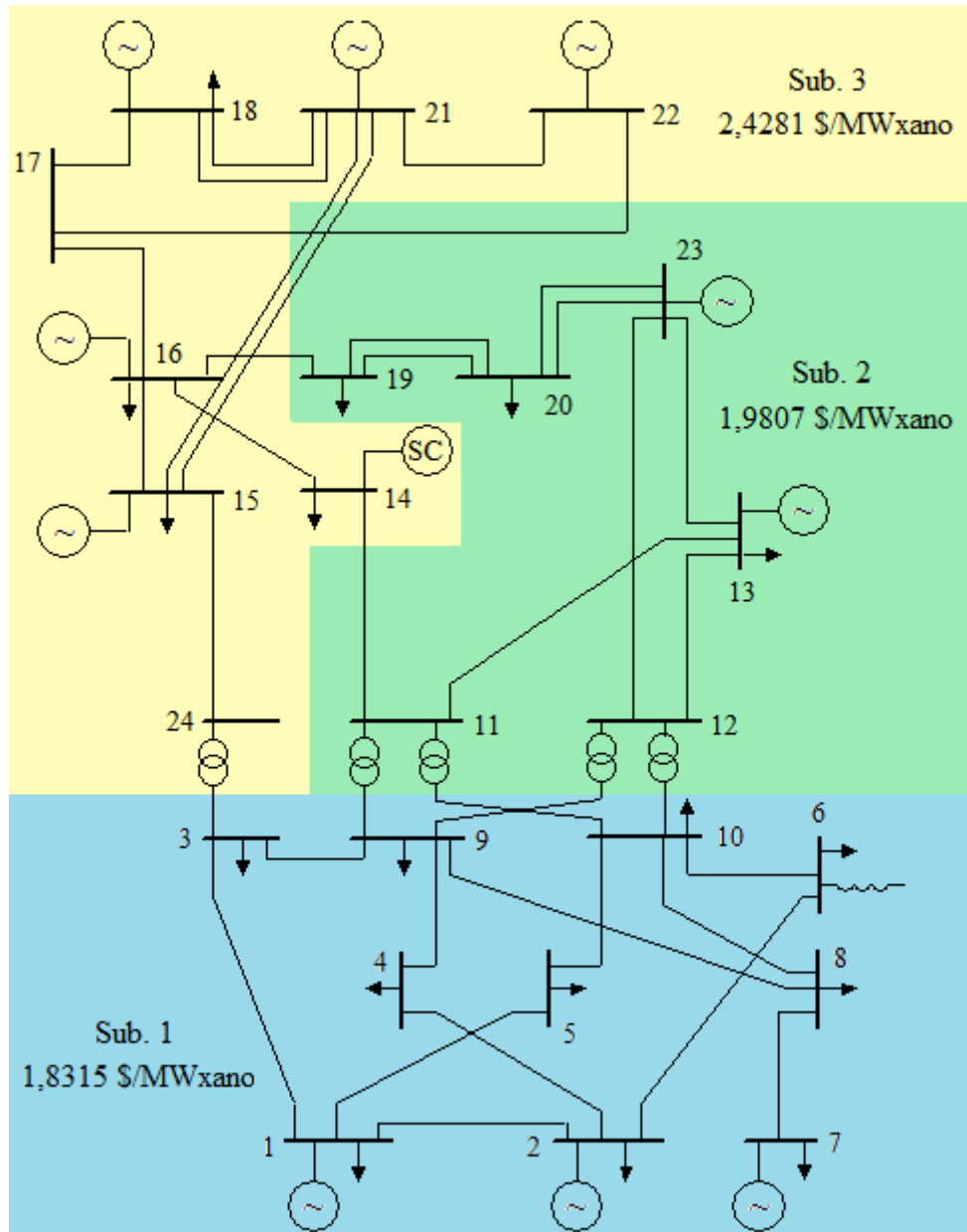


Fig. 3.3: IEEE-RTS – Tarifa Média por Região para Geração – Caso Composto.

Como pode ser observado na Figura 3.3, os valores das tarifas finais de transmissão para os agentes de geração, respectivamente, para os Subsistemas 1, 2 e 3, são 1,8315, 1,9807 e 2,4281 $\$/\text{MW} \times \text{ano}$. Observe também que os maiores desvios absolutos encontrados para geração e carga foram 0,7210 e 0,7796 $\$/\text{MW} \times \text{ano}$, respectivamente.

Através dos resultados apresentados, se a definição das áreas for feita levando-se em conta apenas o critério geopolítico pode-se notar uma alta dispersão nas tarifas finais de transmissão calculadas tanto para os agentes de geração quanto para os de carga. Por isso, na próxima seção, se propõe uma nova metodologia na qual o estabelecimento dessas regiões/zonas é feito através das próprias tarifas finais de transmissão, onde essa dispersão calculada esteja dentro de um limite pré-definido e que seja menor que o observado anteriormente.

3.4. TARIFAÇÃO ZONAL

3.4.1. Procedimento Proposto

Como já mencionado, a proximidade elétrica entre barras de uma mesma área pode fazer com que as tarifas calculadas pela metodologia proposta tendam a assumir valores praticamente iguais, refletindo sua distância elétrica à referência virtual, além, é claro, do sinal econômico, que deve ser coerente com a característica exportadora ou importadora da região a que pertencem. Em tais situações pode ser interessante a utilização de tarifas zonais, com valor idêntico para todas as barras de uma mesma área, uniformizando o processo de alocação de custos de transmissão em cada região do sistema.

As tarifas zonais podem ser calculadas em uma etapa posterior à determinação das tarifas nodais. Neste caso, a tarifa aplicável aos geradores de uma área é dada pelo quociente entre a soma dos encargos atribuídos aos mesmos (obtidos na tarifação nodal) e a geração total instalada na área. Para as cargas, o cálculo é análogo, dividindo-se o encargo total atribuído às cargas pela carga-pico total da área.

Se a definição das áreas for feita levando-se em conta apenas critérios geopolíticos, as tarifas zonais representarão (a depender da extensão territorial abrangida pela rede e dos acoplamentos elétricos existentes) a média de tarifas nodais significativamente diferentes, como visto na seção anterior. Do ponto de vista tarifário, este efeito é indesejável, pois prejudica a sinalização locacional presente. Idealmente, a aplicação da tarifação zonal exige a identificação adequada das áreas em função das fronteiras elétricas delimitadas pelo sistema.

A seguir, descreve-se o procedimento proposto para o estabelecimento das zonas tarifárias. O procedimento consta dos seguintes passos:

1. Identificar as condições de operação utilizadas na fase de planejamento da expansão, que tenham sido determinantes para a configuração atual do sistema de transmissão;
2. Para cada condição considerada, aplicar a metodologia de decomposição de tarifas juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos obtidos com relação ao custo dos elementos de transmissão;
3. Se desejado, pode-se atribuir a cada condição de operação, um peso (ponderação);
4. Calcular as tarifas finais de uso do sistema de transmissão de cada participante (i.e., agentes de geração e carga) para cada condição considerada;
5. Determinar as regiões através de um intervalo diretamente no valor das tarifas finais de transmissão (valor de passo), ou seja, todos os agentes cuja tarifa esteja dentro desse intervalo pertencerão a uma mesma região;
6. Calcular a tarifa aplicável aos geradores pertencentes às áreas determinadas no Passo 5. Esse valor é dado pelo quociente entre a soma dos encargos atribuídos aos mesmos (obtidos na tarifação nodal apresentado no Passo 4) e a geração total instalada na área;
7. Calcular a tarifa aplicável às cargas pertencentes às áreas determinadas no Passo 5. Esse valor é dado dividindo-se o encargo total atribuído às cargas (obtidos na tarifação nodal apresentado no Passo 4) pela carga-pico total da área.

Após esses procedimentos, é possível notar o sistema dividido em zonas tarifárias com as respectivas tarifas finais de uso do sistema de transmissão alocadas aos agentes pertencentes a cada região do sistema. Essas possíveis divisões estarão mais visíveis através dos exemplos mostrados a seguir onde foram utilizados, respectivamente, os passos de 0,25, 0,50 e 0,75.

O número de regiões cujo sistema é dividido, i.e., a quantidade de zonas tarifárias, depende tanto do sistema analisado quanto do intervalo estipulado para essa divisão (Passo 5 do procedimento proposto), este aspecto causa uma variação no valor da dispersão dessas tarifas i.e., a diferença entre a tarifa final calculada por barra e a tarifa alocada à determinada região.

3.4.2. Exemplo Numérico

Assim como no método demonstrado anteriormente, a aplicação numérica apresentada nesta seção também utiliza o sistema *IEEE Reliability Test System* (IEEE-RTS) [I79], inicialmente composto apenas por um único mercado de energia, como mostra a Fig. 2.1.

Para demonstração da metodologia proposta foi feita a análise dos agentes geradores do sistema em três situações. No primeiro caso considera-se para o estabelecimento das zonas tarifárias um passo de 0,25; em seguida se analisa o caso com o passo de 0,50 e, por fim, se avalia o caso com um passo de 0,75 para as tarifas finais de transmissão. As classes estabelecidas foram analisadas tanto para os dois casos de despacho vistos anteriormente como também para o caso composto, i.e., com a condição operativa constituída através dos pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

As Tabelas 3.12, 3.13 e 3.14 apresentam os encargos finais, a tarifa da rede por barra e a tarifa média de transmissão com os relativos desvios, respectivamente para as três condições operativas citadas acima. Nessas tabelas nota-se ainda a divisão das zonas tarifárias, observadas através das próprias tarifas, utilizando um passo de 0,25.

TABELA 3.12 – TARIFAÇÃO ZONAL (CASO 1 – PASSO: 0,25)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	323,30	1,6839	1,6839	0,0000
2		192,00	323,30	1,6839		0,0000
13		591,00	995,16	1,6839		0,0000
7		300,00	505,16	1,6839		0,0000
16		155,00	261,00	1,6839		0,0000
15	2	215,00	404,84	1,8830	1,8830	0,0000
23	3	660,00	1448,25	2,1943	2,2035	0,0092
18		400,00	887,43	2,2186		0,0151
21	4	400,00	1162,83	2,9071	2,9071	0,0000
22	5	300,00	988,71	3,2957	3,2957	0,0000
Total	-	3405,00	7300,00	-	Max Desvio:	0,0151

TABELA 3.13 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,25)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	351,76	1,8321	1,8338	0,0017
15		215,00	393,90	1,8321		0,0017
13		591,00	1082,78	1,8321		0,0016
16		155,00	283,98	1,8321		0,0016
2		192,00	353,98	1,8436		0,0099
18	2	400,00	804,54	2,0114	2,1401	0,1288
23		660,00	1463,97	2,2181		0,0780
21	3	400,00	959,17	2,3979	2,4404	0,0424
7		300,00	749,08	2,4969		0,0566
22	4	300,00	856,83	2,8561	2,8561	0,0000
Total	-	3405,00	7300,00	-	Max Desvio:	0,1288

TABELA 3.14 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 3: 8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,25)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	332,79	1,7333	1,7339	0,0006
13		591,00	1024,37	1,7333		0,0006
16		155,00	268,66	1,7333		0,0006
2		192,00	333,53	1,7371		0,0032
15	2	215,00	401,19	1,8660	1,9178	0,0518
7		300,00	586,47	1,9549		0,0371
18	3	400,00	859,80	2,1495	2,1823	0,0328
23		660,00	1453,49	2,2023		0,0200
21	4	400,00	1094,94	2,7374	2,7374	0,0000
22	5	300,00	944,75	3,1492	3,1492	0,0000
Total	-	3405,00	7300,00	-	Max Desvio:	0,0518

Observe por exemplo, ao se considerar a condição operativa observada na Tabela 3.14 o maior desvio encontrado foi de 0,0518 \$/MW×ano localizado na Barra 15 situado na Zona 2. Esse valor é calculado subtraindo a tarifa média da zona na qual essa barra pertence com a tarifa final da própria barra (i.e., 1,9178 \$/MW×ano – 1,8660 \$/MW×ano). Esse resultado é, aproximadamente, 7,2% do valor encontrado para a dispersão considerando os agentes de geração no método das tarifas médias por região.

As zonas tarifárias considerando os agentes de geração do sistema IEEE-RTS [I79] para um passo de 0,25 é ilustrado na Fig. 3.4. Nesse exemplo, utilizou-se para demonstrar a metodologia proposta o caso composto, i.e., com a condição operativa obtida com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

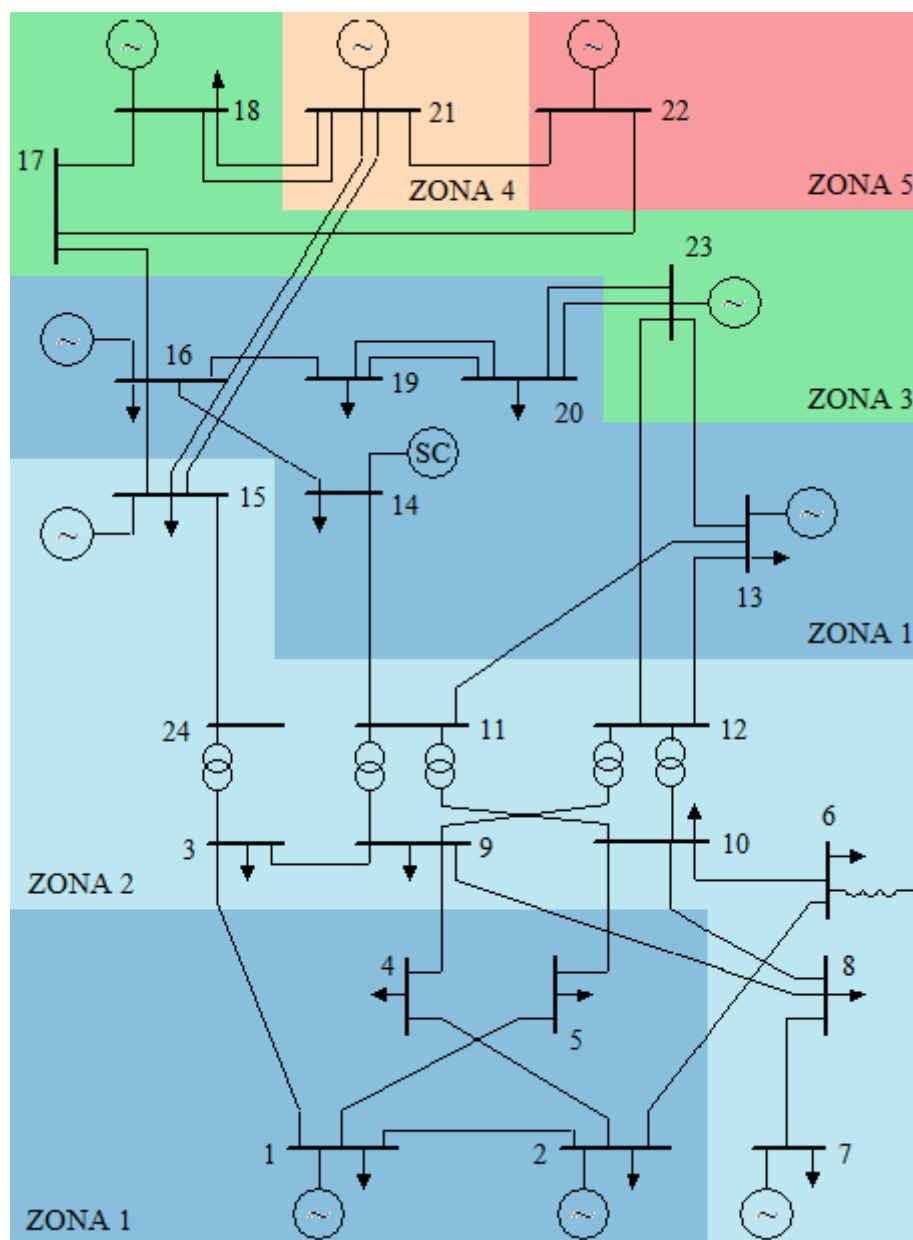


Fig. 3.4: IEEE-RTS – Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,25.

Como pode ser notado na Fig. 3.4 para os agentes de geração com um passo de 0,25, o sistema foi dividido em zonas tarifárias respeitando, ao invés da disposição geográfica do sistema visto na proposta anterior, o valor da própria tarifa final de transmissão por barra. Observa-se que, diferentemente do método anterior onde o sistema já estava pré-dividido em três subsistemas, o sistema foi dividido em cinco zonas tarifárias e cada uma delas com uma tarifa média de transmissão associada.

Além disso, pode-se notar que na Zona Tarifária 1, cujo valor da tarifa para todos os agentes de geração é de 1,7339 \$/MW×ano, estão presentes barras que no método anterior pertenciam a diferentes subsistemas, i.e., as barras 1 e 2 do subsistema 1 que possuía uma tarifa de 1,8315 \$/MW×ano, a barra 13 do subsistema 2 que possuía uma tarifa de 1,9807 \$/MW×ano e a barra 16 do subsistema 3 que possuía uma tarifa de 2,4281 \$/MW×ano.

As Tabelas 3.15, 3.16 e 3.17 apresentam novamente os encargos finais, a tarifa da rede por barra, a tarifa média de transmissão e os respectivos desvios dessas tarifas, respectivamente para os três casos de despacho citados. Nessas tabelas nota-se ainda a divisão das zonas tarifárias, observadas através das próprias tarifas, utilizando um passo de 0,50.

TABELA 3.15 – TARIFAÇÃO ZONAL (CASO 1: CASO BASE – PASSO: 0,50)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	323,30	1,6839	1,7099	0,0260
2		192,00	323,30	1,6839		0,0260
13		591,00	995,16	1,6839		0,0260
7		300,00	505,16	1,6839		0,0260
16		155,00	261,00	1,6839		0,0260
15		215,00	404,84	1,8830		0,1731
23	2	660,00	1448,25	2,1943	2,2035	0,0092
18		400,00	887,43	2,2186		0,0151
21	3	400,00	1162,83	2,9071	2,9071	0,0000
22	4	300,00	988,71	3,2957	3,2957	0,0000
Total	-	3405,00	-	-	Max Desvio:	0,1731

TABELA 3.16 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,50)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	351,76	1,8321	1,8338	0,0017
15		215,00	393,90	1,8321		0,0017
13		591,00	1082,78	1,8321		0,0016
16		155,00	283,98	1,8321		0,0016
2		192,00	353,98	1,8436		0,0099
18	2	400,00	804,54	2,0114	2,2595	0,2482
23		660,00	1463,97	2,2181		0,0414
21		400,00	959,17	2,3979		0,1384
7		300,00	749,08	2,4969		0,2374
22	3	300,00	856,83	2,8561	2,8561	0,0000
Total	-	3405,00	-	-	Max Desvio:	0,2482

TABELA 3.17 – TARIFICAÇÃO ZONAL (8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,50)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	332,79	1,7333	1,7915	0,0582
13		591,00	1024,37	1,7333		0,0582
16		155,00	268,66	1,7333		0,0582
2		192,00	333,53	1,7371		0,0544
15		215,00	401,19	1,8660		0,0745
7		300,00	586,47	1,9549		0,1634
18	2	400,00	859,80	2,1495	2,1823	0,0328
23		660,00	1453,49	2,2023		0,0200
21	3	400,00	1094,94	2,7374	2,7374	0,0000
22	4	300,00	944,75	3,1492	3,1492	0,0000
Total	-	3405,00	-	-	Max Desvio:	0,1634

Observe por exemplo, ao se considerar a condição operativa observada na Tabela 3.17 o maior desvio encontrado foi de 0,1634 \$/MW×ano localizado na Barra 7 situado na Zona Tarifária 1. Esse é o valor absoluto calculado ao subtrair a tarifa média da zona na qual essa barra pertence e a tarifa final da própria barra (i.e., 1,7915 \$/MW×ano – 1,9549 \$/MW×ano). Esse valor é, aproximadamente, 22,5% do valor encontrado para a dispersão considerando os agentes de geração no método das tarifas médias por região.

As zonas tarifárias considerando os agentes de geração do sistema IEEE-RTS [179] para um passo de 0,50 é ilustrado na Fig. 3.5. Nesse exemplo, novamente utilizou-se para demonstrar a metodologia proposta o caso composto, i.e., com a condição operativa obtida com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

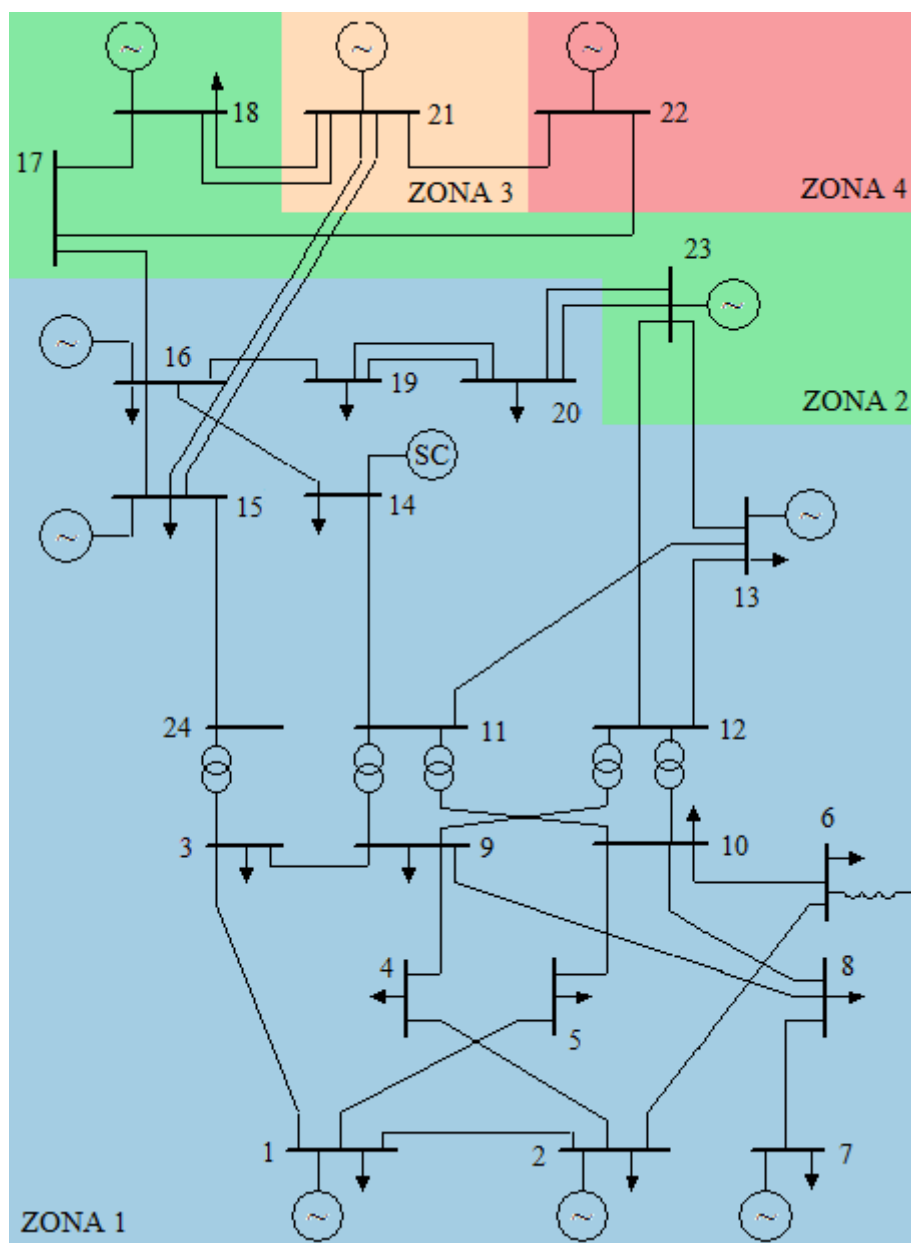


Fig. 3.5: IEEE-RTS – Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,50.

Como pode ser notado na Fig. 3.5 para os agentes de geração do sistema IEEE-RTS [I79], o sistema foi novamente dividido em zonas tarifárias respeitando, ao invés da disposição geográfica do sistema visto na proposta anterior, o valor da própria tarifa final de transmissão por barra com um passo de 0,50.

Observa-se que, diferentemente do método anterior onde o sistema já estava pré-dividido em três subsistemas, o sistema foi dividido em quatro zonas tarifárias e cada uma delas com uma tarifa média de transmissão associada. Além disso, pode-se notar que neste novo caso as Zonas Tarifárias 1 e 2 da divisão anterior com um passo de 0,25 foram agregadas em apenas uma região com uma tarifa média de 1,7915 \$/MW×ano. Ainda neste caso, as demais zonas tarifárias, igualmente divididas como na divisão anterior, possuem como tarifa média, respectivamente, os valores de 2,1823 \$/MW×ano, 2,7374 \$/MW×ano e 3,1492 \$/MW×ano.

As Tabelas 3.18, 3.19 e 3.20 apresentam os encargos finais, a tarifa da rede por barra, a tarifa média de transmissão e os respectivos desvios dessas tarifas, respectivamente para os três casos de despacho citados. Nessas tabelas nota-se ainda a divisão das zonas tarifárias, observadas através das próprias tarifas, utilizando um passo de 0,75.

TABELA 3.18 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 1: CASO BASE – PASSO: 0,75)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	323,30	1,6839	1,9033	0,2195
2		192,00	323,30	1,6839		0,2195
13		591,00	995,16	1,6839		0,2194
7		300,00	505,16	1,6839		0,2194
16		155,00	261,00	1,6839		0,2194
15		215,00	404,84	1,8830		0,0203
23		660,00	1448,25	2,1943		0,2910
18		400,00	887,43	2,2186		0,3153
21	2	400,00	1162,83	2,9071	2,9071	0,0000
22	3	300,00	988,71	3,2957	3,2957	0,0000
Total	-	3405,00	7300,00	-	Max Desvio:	0,3153

TABELA 3.19 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO 2: 70% DA CARGA PICO – PASSO: 0,75)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	351,76	1,8321	1,9688	0,1367
15		215,00	393,90	1,8321		0,1367
13		591,00	1082,78	1,8321		0,1367
16		155,00	283,98	1,8321		0,1366
2		192,00	353,98	1,8436		0,1251
18		400,00	804,54	2,0114		0,0426
23		660,00	1463,97	2,2181		0,2494
21	2	400,00	959,17	2,3979	2,5651	0,1672
7		300,00	749,08	2,4969		0,0681
22		300,00	856,83	2,8561		0,2910
Total	-	3405,00	7300,00	-	Max Desvio:	0,2910

TABELA 3.20 – TARIFICAÇÃO ZONAL (8/12 CASO 1 E 4/12 CASO 2 – PASSO: 0,75)

Barra	Zona	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×ano)	Tarifa Média (\$/MW×ano)	Desvio
1	1	192,00	332,79	1,7333	1,9447	0,2114
13		591,00	1024,37	1,7333		0,2114
16		155,00	268,66	1,7333		0,2114
2		192,00	333,53	1,7371		0,2076
15		215,00	401,19	1,8660		0,0787
7		300,00	586,47	1,9549		0,0102
18		400,00	859,80	2,1495		0,2048
23		660,00	1453,49	2,2023		0,2576
21	2	400,00	1094,94	2,7374	2,7374	0,0000
22	3	300,00	944,75	3,1492	3,1492	0,0000
Total	-	3405,00	-	-	Max Desvio:	0,2576

Observe por exemplo, ao se considerar a condição operativa observada na Tabela 3.20 o maior desvio encontrado foi de 0,2576 \$/MW×ano localizado na Barra 23 situado na Zona Tarifária 1. Esse é novamente o valor absoluto calculado ao subtrair a tarifa média da zona na qual essa barra pertence e a tarifa final da própria barra (i.e., 1,9447 \$/MW×ano – 2,2023 \$/MW×ano). Esse valor é, aproximadamente, 35,7% do valor encontrado para a dispersão considerando os agentes de geração no método das tarifas médias por região.

As zonas tarifárias considerando os agentes de geração do sistema IEEE-RTS [179] para um passo de 0,75 é ilustrado na Fig. 3.6. Nesse exemplo, utilizou-se para demonstrar a metodologia proposta o caso composto, i.e., com a condição operativa obtida com os pesos de 8/12 para o Caso 1 e 4/12 para o Caso 2.

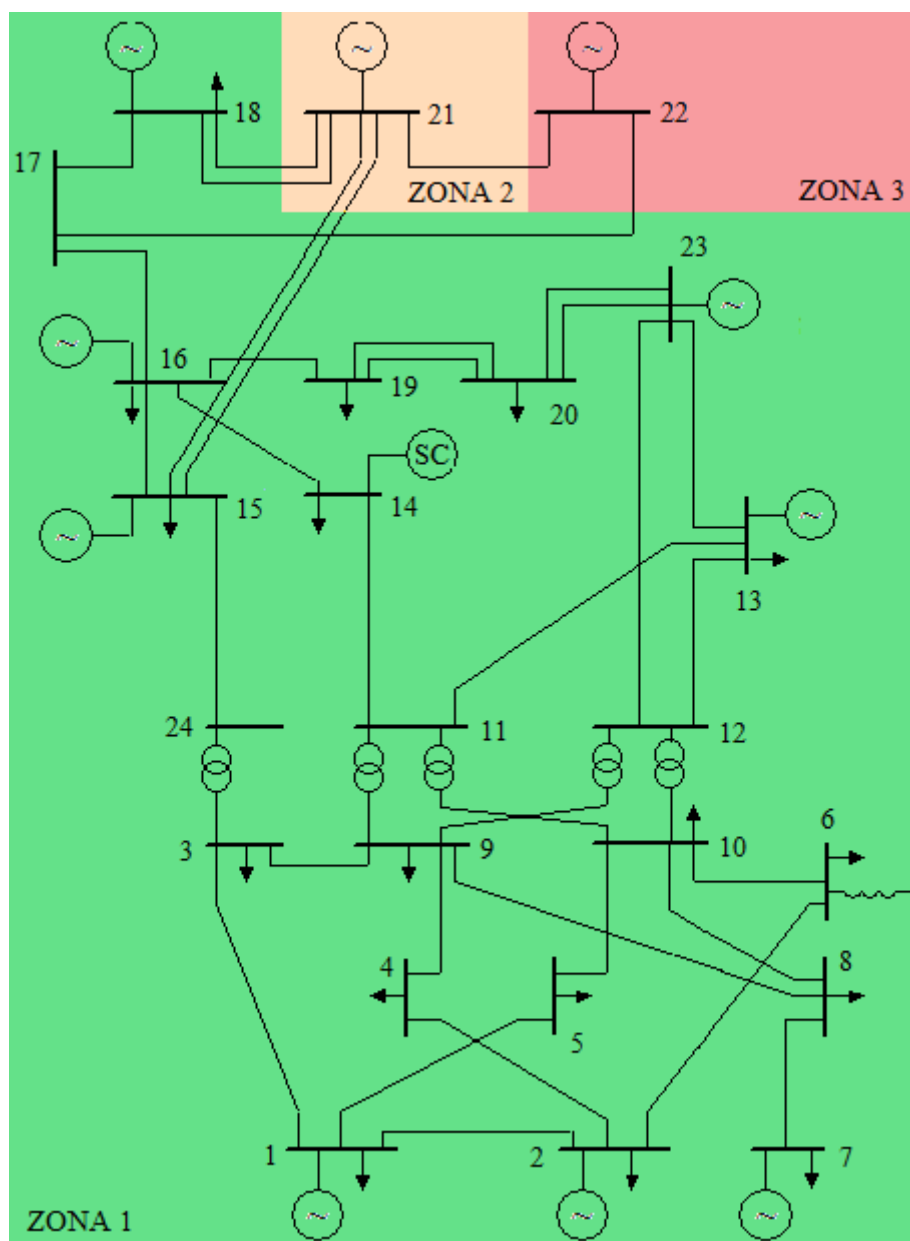


Fig. 3.6: IEEE-RTS – Zonas Tarifárias do caso composto para a geração com passo de 0,75.

Como pode ser notado na Fig. 3.6 para os agentes de geração do sistema IEEE-RTS [I79], o sistema foi novamente dividido em zonas tarifárias respeitando, ao invés da disposição geográfica do sistema visto na proposta anterior, o valor da própria tarifa final de transmissão por barra com um passo de 0,75. Observa-se que, neste caso, o sistema foi dividido em três zonas tarifárias e cada uma delas com uma tarifa média de transmissão associada.

Embora o sistema apresente o mesmo número de regiões da metodologia anterior, a composição dessas regiões é diferente. Enquanto na metodologia anterior o sistema é dividido com base na disposição geográfica, nesse caso há uma grande região, denominada de ZONA 1, que abrange quase todas as barras com uma tarifa média de 1,9447 \$/MW×ano, uma outra região, denominada de ZONA 2, que engloba somente a barra 21 com uma tarifa de 2,7374 \$/MW×ano e uma terceira região (i.e., ZONA 3) que engloba somente a barra 22 e que apresenta uma tarifa de 3,1492 \$/MW×ano.

Através dos resultados apresentados, constatou-se que se a definição das áreas for feita levando-se em conta apenas o critério geopolítico, as tarifas zonais poderão representar a média de tarifas nodais muito diferentes. Neste caso, pode-se notar uma alta dispersão quando se compara as tarifas médias obtidas por região e as tarifas finais de transmissão por barra tanto em agentes de geração quanto para os de carga.

3.5. COMENTÁRIOS FINAIS

A análise da metodologia permitiu concluir que a utilização de apenas um único despacho (i.e., despacho proporcional) pode causar imprecisões nas tarifas do sistema de transmissão. Visando melhorar a sinalização econômica, foi proposto neste capítulo um procedimento capaz de calcular os encargos de transmissão de cada participante, levando em consideração:

- O uso da rede caracterizado por uma ou várias condições de despacho representando os diferentes cenários utilizados no planejamento da expansão da transmissão;
- A eventual ponderação dos referidos cenários;
- A possibilidade de se escolher o critério para alocação do custo da parcela não utilizada da transmissão, i.e., através de selo ou outra forma que inclua uma sinalização locacional para reduzir a ocorrência de subsídios entre os subsistemas;
- A alocação dos custos das interligações através de selo;
- A necessidade de um esquema de tarifação simples e transparente, que produza para cada agente, uma tarifa única que contemple os custos relativos ao uso e à capacidade não utilizada da transmissão, bem como das linhas de interligação entre subsistemas.

A aplicação numérica realizada mostrou que as tarifas de transmissão variam conforme o ponto de operação do sistema e que, para a obtenção de uma sinalização locacional consistente, o despacho considerado no cálculo das tarifas deverá representar, da forma mais próxima possível, o uso do sistema de transmissão.

Além disso, comprovou-se que o estabelecimento de zonas tarifárias, onde a divisão é feita com base exclusivamente nas tarifas finais de transmissão, é a melhor maneira de constituir essas regiões em comparação com a divisão feita através da disposição geopolítica do sistema. Essa constatação se deu, além da própria disposição dessas regiões em cada situação analisada, também através da análise das dispersões calculadas para os dois métodos, onde o segundo método (i.e., estabelecimento das zonas tarifárias) apresentou um valor menor do que o método que considera apenas o arranjo geopolítico do sistema.

CAPÍTULO 4

APLICAÇÕES COM UM SISTEMA REAL: SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

NESTE capítulo são apresentadas as aplicações da metodologia de tarifação do sistema de transmissão, proposta no capítulo anterior, através de exemplos com o Sistema Interligado Nacional (SIN) no ciclo tarifário de 2007/2008. Inicialmente, o Sistema Brasileiro é apresentado, definindo as suas divisões geográficas e a receita anual permitida (i.e., custo de uso e disponibilidade relativo aos elementos de transmissão a ser pago meio a meio pelos agentes de geração e carga) para o ciclo considerado. Em seguida, são analisados alguns aspectos que complementam a metodologia proposta, para novamente avaliar características importantes como transparência, imparcialidade e flexibilidade. Dentre eles, os procedimentos de alocação dos custos de sistemas de transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica a partir de múltiplos cenários operativos.

O procedimento para a determinação das tarifas médias por região descrito no Capítulo 3 é aplicado ao SIN, onde uma tarifa média por área é calculada tendo como referência as regiões geográficas do sistema. O algoritmo para determinação de tarifas zonais é também aplicado ao SIN, permitindo dividir o sistema em regiões tarifárias, não necessariamente aderentes às regiões geográficas. Nas aplicações realizadas, as tarifas são representadas graficamente sobre o mapa do SIN, utilizando-se uma escala de cores. Nesta análise, são considerados diferentes cenários de uso da rede, como o “despacho proporcional por área”, utilizado pelo Programa Nodal; o “despacho proporcional Brasil”, em que os geradores do sistema são despachados proporcionalmente à sua capacidade instalada até o suprimento da carga-pico somada às perdas na transmissão; e uma nova condição denominada “Norte/Nordeste importador”, onde aproximadamente 3 GW de potência são deslocados das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso, passando a ser supridos pela usina de Itaipu.

4.2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – CICLO 2007/2008

4.2.1. Montantes de Geração e Carga por Região

A Fig. 4.1 ilustra o Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte 2007 que devido à extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga. Desta forma, a Rede Básica de transmissão compreende as tensões de 230kV a 750kV, com as principais funções de [EPE05]:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga;
- Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a aumentar o rendimento do uso da água; e
- Integração energética entre os diversos elementos do sistema e, também, com os países vizinhos para garantir tanto a estabilidade quanto a confiabilidade da rede.

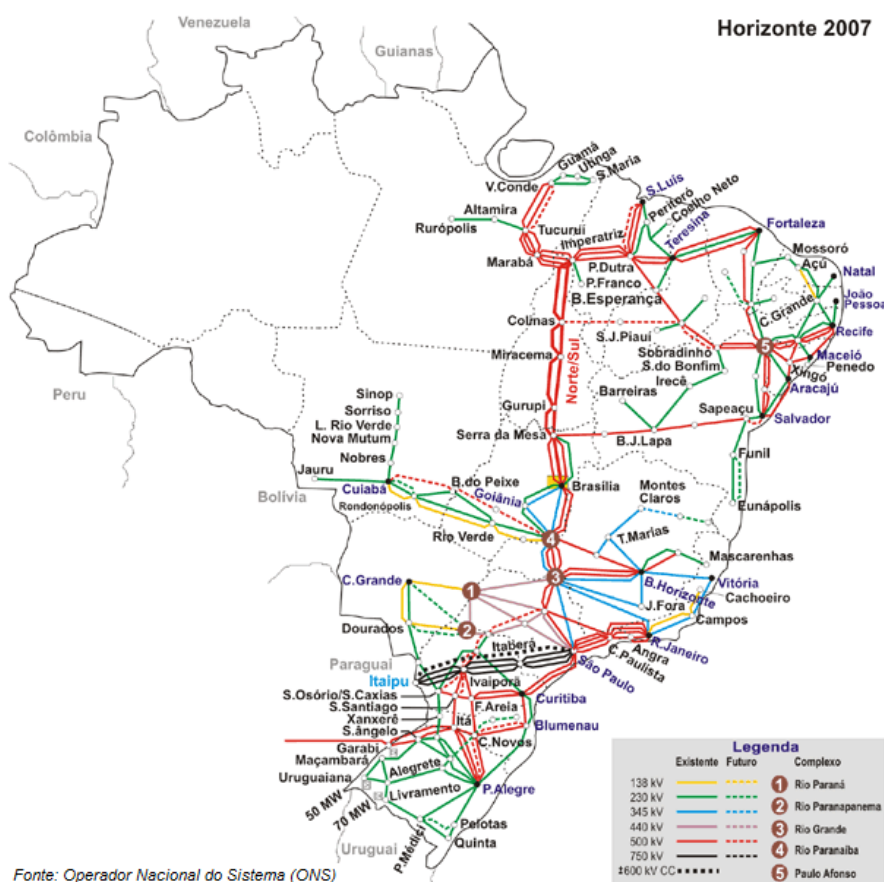


Fig. 4.1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2007 (Fonte: ONS).

As interligações elétricas entre as regiões, possibilita a otimização energética do sistema aproveitando a diversidade hidrológica existente. As aplicações numéricas apresentadas neste capítulo utilizam o SIN para o ciclo tarifário 2007/2008, dividido em 4 subsistemas [EPE05]:

- **Sul (S):** Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- **Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO):** Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- **Norte (N):** Pará, Tocantins e Maranhão;
- **Nordeste (NE):** Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A Fig. 4.2 apresenta as regiões do SIN, destacando as interligações entre as regiões, consideradas nos casos de estudo simulados. No ciclo tarifário considerado (ciclo tarifário 2007/2008) o custo total da transmissão (*CTT*), i.e., a Receita Anual Permitida (*RAP*) vale 7.204.090.273,65 R\$/ano, a ser alocado em partes iguais entre os geradores e as cargas.

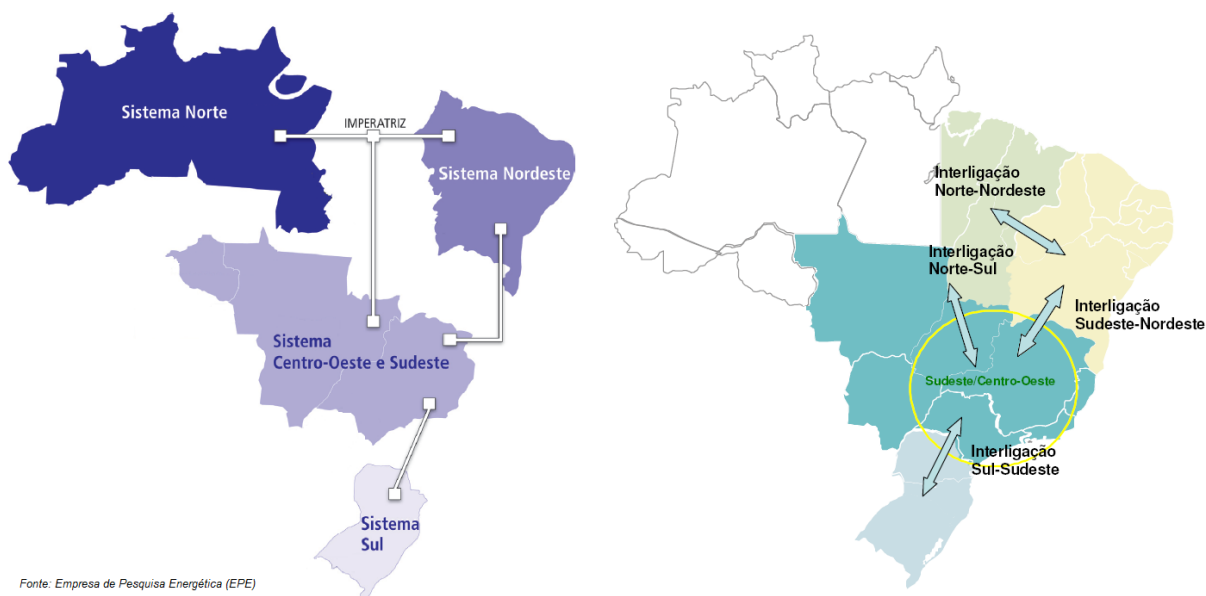


Fig. 4.2 – Representação Esquemática das Interligações entre as Regiões do SIN (Fonte: EPE).

No Brasil, assim como em outros países que adotaram a metodologia Nodal para a alocação dos custos de transmissão, a divisão em 50:50% foi estabelecida pela agência reguladora (ANEEL) [A99]. Entretanto, por exemplo, uma divisão de aproximadamente 25:75% geração/carga é usada na Inglaterra e Suécia, uma divisão de 35:65% é usada na Noruega e uma divisão de 0:100% é usada na Austrália [CDP93, NG11, PJM10].

4.3. ALGORITMO NODAL

4.3.1. Descrição do Despacho Proporcional por Área

Como visto no Capítulo 3, a metodologia utilizada atualmente no SIN calcula as tarifas em um ponto de operação obtido a partir de uma condição de despacho proporcional às capacidades instaladas dos geradores. Os seguintes passos [A11] descrevem de forma simplificada o algoritmo utilizado para a obtenção desse despacho:

1. Calcular o fluxo de potência linear DC com perdas a partir do despacho original;
2. Despachar os geradores proporcionalmente às capacidades instaladas;
3. Estimar as perdas em todos os subsistemas e armazená-las;
4. Para cada subsistema i :
 - a) $Erro \leftarrow 0$;
 - b) $C_{tot}(i) \leftarrow$ carga total + perdas da rede do subsistema i ;
 - c) $G_{tot}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i ;
 - d) $Fator = \frac{C_{tot}(i)}{G_{tot}(i)}$;
 - e) Multiplicar os despachos de todos os geradores por $Fator$. Se em algum gerador o despacho exceder a potência instalada, deve-se fazer a geração igual ao valor máximo e acumular a diferença em $Erro$;

f) Enquanto $Erro > 0$:

- $G_{aux}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i referente aos geradores que ainda não atingiram o valor limite;
- $K_{aux}(i) = \frac{G_{aux}(i) + Erro}{G_{aux}(i)}$;
- Multiplicar os despachos dos geradores que não atingiram o limite por $K_{aux}(i)$
- $Erro \leftarrow 0$;
- Se algum despacho exceder a capacidade instalada, fazer a geração igual à potência máxima e acumular a diferença em $Erro$;

5. Executar um cálculo de fluxo de potência com perdas;

6. Recalcular as perdas de cada subsistema e armazená-las;

7. Se o balanço de potência em algum subsistema for maior que a tolerância admitida, retornar ao passo 4.

No caso de algum subsistema apresentar geração insuficiente para suprir seu montante total de carga e perdas, o déficit correspondente deverá ser eliminado com a importação de potência do subsistema vizinho com a maior margem disponível, i.e., diferença entre geração e carga.

No cálculo das tarifas de transmissão através do despacho proporcional por área, a autossuficiência dos subsistemas faz com que os fluxos nas interligações sejam mínimos, como pode ser observado na Fig. 4.3, de forma que seus custos sejam alocados por selo. Pode-se notar também que os fluxos calculados a partir desse despacho são significativamente diferentes dos obtidos na operação real, i.e., em condições de carregamento consideradas no planejamento da expansão do sistema de transmissão, não estimando exatamente o grau de utilização da rede pelos agentes, como consequência imediata, os custos da parcela utilizada e não utilizada da rede passam a ser determinados de forma imprecisa.

4.3.2. Resultados do Fluxo de Potência - Despacho Proporcional por Área

A Tabela 4.1 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações do Sistema Elétrico Brasileiro no ciclo 2007/2008, obtidos a partir do despacho proporcional por área.

TABELA 4.1 – FLUXOS EM ALGUMAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL POR ÁREA)

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	-77,90
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	138,05
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	77,05
556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	167,32
299	S.MESA-2-500	6444	R.REGUAS--500	1	152,74
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	219,03
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	219,03
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	-122,76
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-58,95
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER--500	1	-409,31

A Fig. 4.3 ilustra os intercâmbios entre os subsistemas para esta condição de despacho dos geradores, obtidos a partir da solução de fluxo DC com perdas.

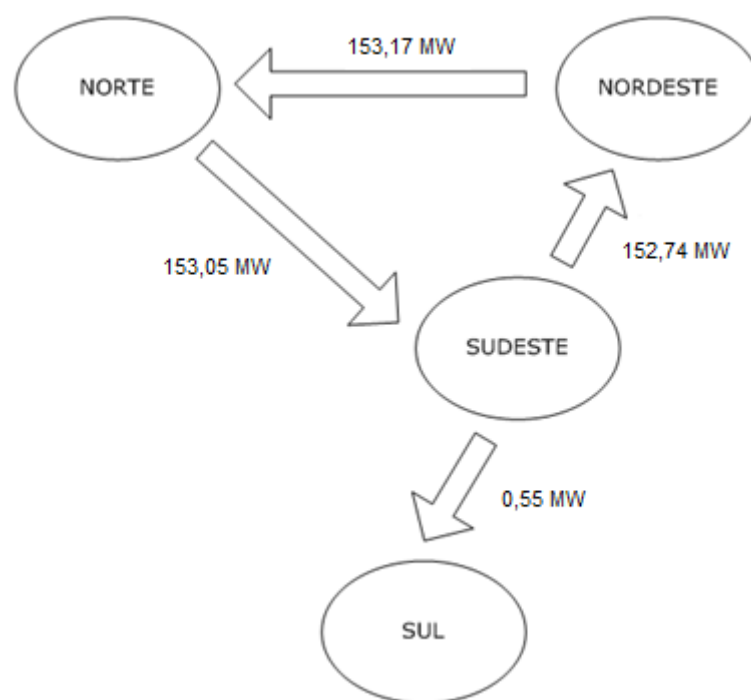


Fig. 4.3 – Intercâmbios entre Subsistemas – Despacho Proporcional por Área.

Observe que apesar do balanço de potência em cada subsistema ser praticamente igual a zero, o algoritmo de despacho proporcional por área não garante que os fluxos nas linhas de interligação sejam nulos como desejado inicialmente.

4.3.3. Resultados Obtidos com o Despacho Proporcional por Área

A Tabela 4.2 apresenta os valores das tarifas finais fornecidas pelo Programa Nodal para algumas usinas do Sistema Interligado Nacional no ciclo tarifário considerado.

TABELA 4.2 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO (PROGRAMA NODAL)

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa Nodal (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	7,2110
	UHE TUCURUÍ	8358,0	9,0340
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	6,0620
NE	UHE XINGO	3155,9	9,7130
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	9,9850
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	9,9080
	UHE SOBRADINHO	1049,5	9,4610
	UTE TERMOBAHIA	187,4	5,0150
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	4,3860
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	6,3930
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	6,5410
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	5,4460
	UHE GUAPORÉ	120,0	12,3230
	UTE W. ARJONA	186,8	2,2470
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,0780
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,6330
	UTE IBIRITE	230,0	0,2980
	UTE ANGRA I	627,0	-0,4160
	UTE ANGRA II	1275,0	-0,4160
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	-0,2450
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	1,8110
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	3,2960
	UTE PIRATININGA	350,0	-0,2260
S	UHE ITAIPU	11625,0	0,4660
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	3,5620
	UTE ARAUCARIA	469,0	0,6960
	UHE ITAUBA	500,0	1,1580
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	-2,7650
	UHE ITA	1450,0	1,7150
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	1,8520

A Tabela 4.3 apresenta as tarifas finais fornecidas, novamente, pelo Programa Nodal para algumas barras de carga do Sistema Interligado Nacional no ciclo tarifário considerado.

TABELA 4.3 – TARIFAS FINAIS DE CARGA (PROGRAMA NODAL)

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa Nodal (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	0,0000
	6461	V.CONDE--230	928,5	0,0000
	6472	GUAMA----069	191,0	0,0000
	6482	UTINGA----069	344,2	0,0000
	6493	STA.MARI--069	98,1	0,3940
	7202	MIRACEMA-138	74,2	0,0000
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	0,0000
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,7580
	5453	FORTALEZ-069	357,4	1,8120
	5551	S.LUISII-230	908,0	1,1090
	5721	JARDIM----230	79,6	0,0000
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	0,0000
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	4,7790
	471	BAIXADA--345	220,0	5,8470
	477	CARBOCL--230	116,0	6,3740
	493	BANDEIRA--088	1053,0	6,2490
	761	ANHANGUE-138	129,1	3,5000
	768	XAVANTES-138	299,3	4,3230
	787	NIQUEL---230	149,3	0,6690
	1520	CSBM-----230	145,7	8,1400
	3475	SUL1-----088	1070,0	6,3020
	3715	CARAJAS--138	130,0	4,0000
	3724	PIRINEUS-138	129,3	5,0160
	4533	COXIPO---138	274,8	0,0000
S	840	CASCADEL-138	451,5	3,3460
	887	IBIPORA--138	248,0	4,9190
	940	BLUMENAU-138	543,8	5,5690
	1016	JOINVILL-138	322,3	6,0670
	1204	POLOPETR-230	168,3	6,0850
	1257	CINDUPAL-138	212,0	6,5050

Por outro lado, os valores das tarifas finais de agentes de carga localizados nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram valores mais altos quando comparados com os obtidos para cargas localizadas nas regiões Norte e Nordeste que, em muitos casos apresentaram tarifas nulas. Esse efeito é observado, mais uma vez, devido à política de eliminação de alocações negativas presente na Metodologia Nodal.

4.4. ALGORITMO PROPOSTO – TUST

4.4.1. Descrição do Algoritmo Proposto

A metodologia proposta foi implementada computacionalmente, i.e., foi desenvolvido um programa não comercial, referido ao longo deste Trabalho de Tese como “Programa TUST”. Na fase inicial dos estudos, foi preparada uma versão em Matlab® para análise da metodologia através de simulações em sistemas testes. Posteriormente, para simular os casos do SIN apresentados neste capítulo, foi desenvolvida a versão escrita em linguagem C++.

O algoritmo do Programa TUST é composto pelos passos apresentados a seguir:

1. Efetuar a leitura dos dados elétricos e a condição de despacho desejada para o sistema (formato ANAREDE) e dados de custos de transmissão (custos dos elementos e uso ou não do fator de ponderação);
2. Escolher o critério para alocação de custos em sistemas interligados:
 - *Critério 1:* Não separa as interligações (idem mercado único);
 - *Critério 2:* Separa as interligações (CTI alocado por selo);
3. Decidir se haverá eliminação de alocações negativas na geração e/ou na carga e escolher o modelo de eliminação, i.e., sobre o custo total (após o rateio da parcela selo) ou sobre o encargo locacional;
4. Executar o cálculo do fluxo DC com perdas a partir da condição de despacho informada. Nesta fase, são calculadas as cargas fictícias e os fluxos nos circuitos, permitindo conhecer a capacidade utilizada da rede;

5. Com base no ponto de operação obtido no Passo 4, calcular a matriz β por (2.14) e o vetor de tarifas iniciais por (2.16);
6. Calcular o ajuste m por (2.21) e aplicar (2.22) e (2.23) para obter as tarifas referentes ao CTU . Ao usar (2.21), PC deve incluir as cargas fictícias (perdas);
7. Calcular o ajuste δ_C por (2.28) e corrigir as tarifas locais (CTU) das cargas;
8. Determinar os valores de CTU , CTI e CTN , conforme critério estabelecido no Passo 2 e detalhado na Tabela 2.4;
9. Calcular, por (2.25), os ajustes k_G e k_C para o cálculo da tarifa selo responsável pela alocação do CTN . Neste ponto, o vetor PC deverá conter apenas as cargas originais;
10. Determinar as tarifas referentes ao CTT por (2.26) e (2.27);
11. Executar o procedimento de verificação e eliminação de alocações negativas conforme o modelo escolhido no Passo 3;
12. Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e cargas-pico dos agentes.

4.4.2. Descrição do Despacho Proporcional Brasil

No despacho proporcional Brasil, todas as usinas são despachadas proporcionalmente à sua capacidade instalada, sem, no entanto, procurar estabelecer um balanço de potência nulo para cada área, como visto no despacho utilizado normalmente pelo Programa Nodal. Este novo ponto de operação foi utilizado nas simulações deste capítulo com a finalidade de que todas as unidades geradoras fossem despachadas, podendo, assim, participar do processo de rateio dos custos do sistema de transmissão.

Para que esta condição de despacho fosse gerada a partir do Programa Nodal, todas as barras do SIN foram especificadas nos arquivos de entrada do programa como pertencentes a uma única área. O despacho resultante desta simulação no Programa Nodal foi então informado através do arquivo de dados do programa desenvolvido (Programa TUST), que executou os cálculos de fluxo de potência DC com perdas e dos valores das tarifas de transmissão.

4.4.3. Resultados do Fluxo de Potência - Despacho Proporcional Brasil

A Tabela 4.4 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações do Sistema Elétrico Brasileiro no ciclo 2007/2008, obtidos a partir do despacho proporcional Brasil.

TABELA 4.4 – FLUXO NAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL BRASIL)

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	98,43
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	146,56
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	99,98
556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	371,67
299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS—500	1	52,26
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	272,82
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	272,82
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	-122,21
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-54,97
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER—500	1	-274,35

A Fig. 4.5 ilustra os intercâmbios para esta condição de despacho. Neste caso, os balanços de potência de cada área são diferentes dos apresentados para o despacho proporcional por área.

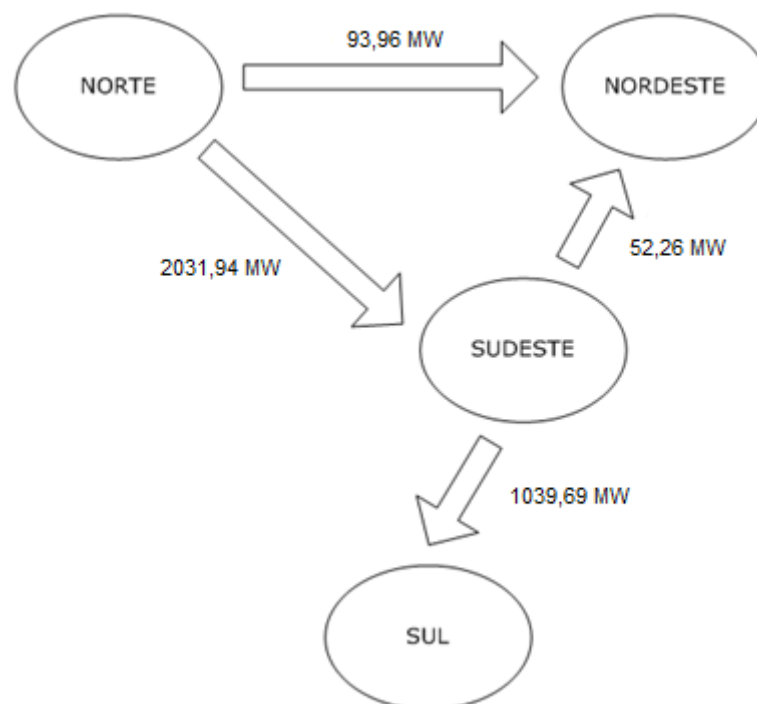


Fig. 4.5 – Intercâmbios entre Subsistemas – Despacho Proporcional Brasil.

4.4.4. Montantes de Geração e Carga por Região

Mais uma informação adquirida através das simulações com o Programa TUST são os montantes de geração e carga por região, i.e., Sul (S), Sudeste e Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N), do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Tabela 4.5 apresenta, para todas as regiões do SIN, os valores de capacidade instalada, geração despachada, carga-pico e o balanço (Geração – Carga – Perdas), considerando o despacho proporcional Brasil.

TABELA 4.5 – MONTANTES DE POTÊNCIA DE CADA REGIÃO (VALORES EM MW)

Região	Cap. Instalada	Geração	Carga	Carga + Perdas	Balanço	Percentual
S	14995,70	11900,95	12629,26	12940,69	-1039,74	17,93%
SE/CO	51828,00	41188,19	40166,38	42128,13	-939,94	60,12%
NE	12695,20	9921,40	9769,99	10067,61	-146,21	14,42%
N	8358,00	6281,20	3897,01	4155,31	2125,89	7,53%
Total	87876,90	69291,74	66462,64	69291,74	0,00	100,00%

Nota-se que na Tabela 4.5, do montante total (geração e carga) do Sistema Brasileiro no ciclo considerado, a maior parcela (60,12%) se encontra na Região Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO). Depois, em ordem decrescente, aparece a Região Sul com 17,93% deste montante seguida pelo Nordeste com 14,42% e pelo Norte com 7,53%.

Um fato interessante de se observar é que no despacho considerado as regiões Norte e Nordeste somadas representam cerca de 20% do montante de potência total do sistema, deixando para as regiões Sudeste e Centro-Oeste e Sul os 80% restantes. Com isso, espera-se o deslocamento do “centro de gravidade” ou “referência virtual” para próximo destas últimas regiões, em especial, da região SE/CO.

4.4.5. Resultados

Inicialmente, foi simulado o caso em que é aplicado o Critério 2, em que o *CTU* e *CTN* são alocados, respectivamente, com base nas potências despachadas e capacidades instaladas. Além disso, os encargos totais referentes às linhas de interesse sistêmico são rateados entre todos os participantes através de selo, utilizando as proporções das capacidades instaladas e cargas pico. Nas simulações realizadas, o custo total referente às interligações é igual a 321.805.200,00 R\$/ano. i.e., aproximadamente 4,5% do valor total do *CTT*.

As Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam as tarifas finais de uso do sistema de transmissão obtidas com o Programa TUST para algumas barras de geração e carga escolhidas aleatoriamente. No caso dos geradores, a tarifa final foi calculada por:

$$Tarifa\ TUST = \frac{Enc.\ Loc. + Enc.\ Selo + Enc.\ Interligações}{Capacidade\ Instalada} \quad (4.1)$$

Cabe ressaltar, ainda, que foi utilizado o despacho proporcional Brasil e que a eliminação de alocações negativas foi feita, na geração e carga, após os rateios da parcela selo.

TABELA 4.6 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	6,6418
	UHE TUCURUÍ	8358,0	8,5199
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	5,7026
NE	UHE XINGO	3155,9	8,6415
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	8,8442
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	8,7828
	UHE SOBRADINHO	1049,5	8,1189
	UTE TERMOBAHIA	187,4	5,4123
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	5,6742
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	6,0777
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	6,3189
	UHE SERRA DA MESA	1272,0	5,2276
	UHE GUAPORÉ	120,0	10,1644
SE/CO	UTE W. ARJONA	186,8	1,7580
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,1803
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3564
	UTE IBIRITE	230,0	1,2094
	UTE ANGRA I	627,0	0,2304
	UTE ANGRA II	1275,0	0,2304
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	0,8307
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,0695
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3421
	UTE PIRATININGA	350,0	0,2818
S	UHE ITAIPU	11625,0	0,9263
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,6489
	UTE ARAUCARIA	469,0	0,1560
	UHE ITAUBA	500,0	0,4271
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	0,1526
	UHE ITA	1450,0	1,1284
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	0,8483

A Fig. 4.6 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada para o Programa Nodal, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o despacho proporcional Brasil.

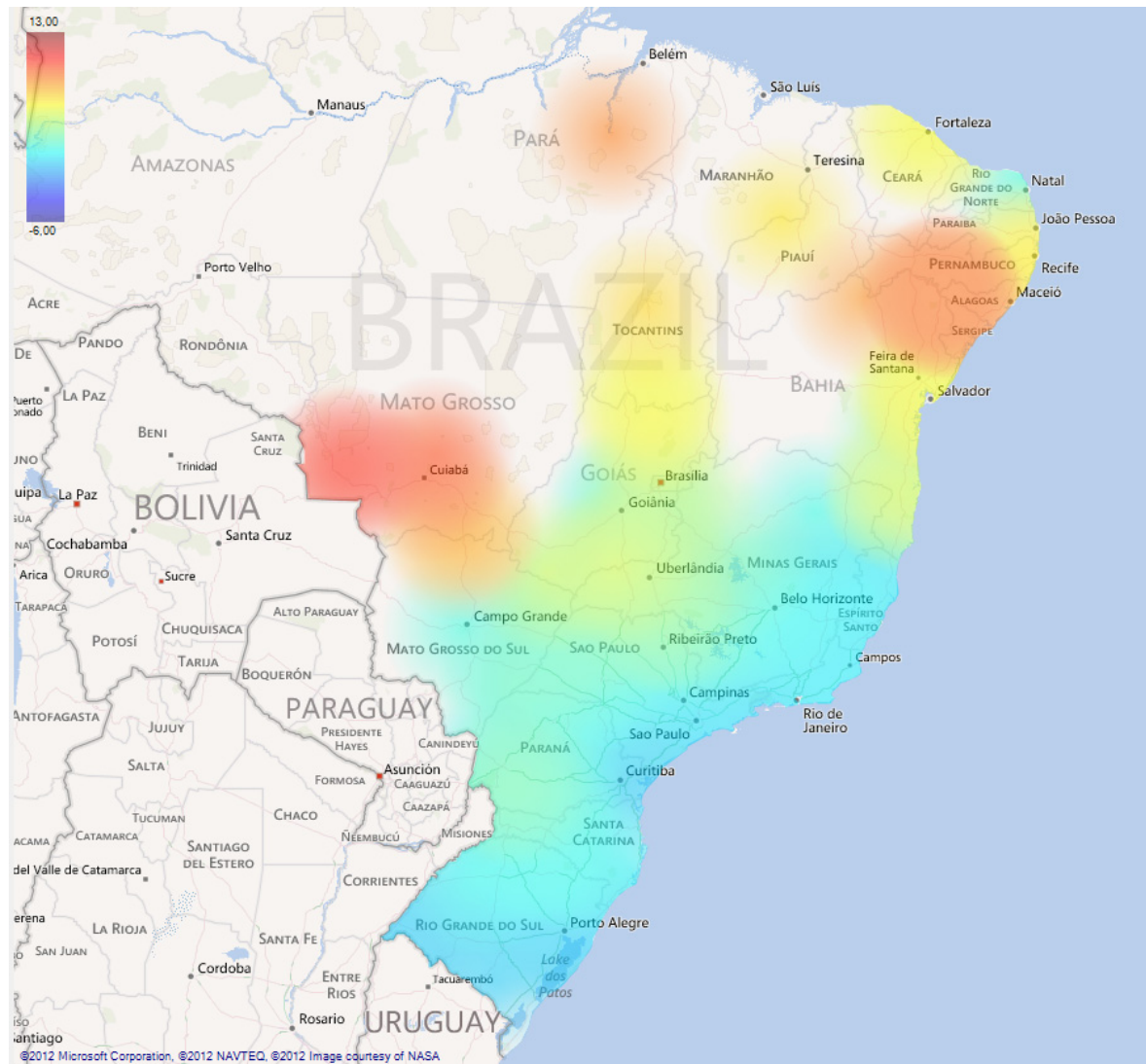


Fig. 4.6 – Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação após Selo.

Em geral, os resultados indicam uma pequena diminuição nos maiores valores das tarifas de geração quando comparados aos obtidos através do Programa Nodal, na Tabela 4.2. Note que, por exemplo, a usina de PAULO AFONSO IV apresentou uma tarifa de 9,9080 R\$/kW×mês no Programa Nodal, enquanto que no Programa TUST, seu valor é de 8,7828 R\$/kW×mês. Observe que, devido ao critério de eliminação de alocações negativas estabelecido, não houve valores negativos e que o menor valor estabelecido nesta condição foi a tarifa final devido ao custo das interligações (i.e., 0,1526 R\$/kW×mês) que é alocada através de selo.

A Tabela 4.7 apresenta as tarifas finais fornecidas pelo Programa TUST para algumas barras de carga do Sistema Interligado Nacional no ciclo tarifário considerado.

TABELA 4.7 – TARIFAS FINAIS DE CARGA

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	0,2017
	6461	V.CONDE--230	928,5	0,2017
	6472	GUAMA----069	191,0	0,2017
	6482	UTINGA----069	344,2	0,2017
	6493	STA.MARI--069	98,1	0,2017
	7202	MIRACEMA-138	74,2	0,2017
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	0,2017
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,2427
	5453	FORTALEZ-069	357,4	0,2017
	5551	S.LUISII-230	908,0	0,2017
	5721	JARDIM----230	79,6	0,2017
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	0,2017
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	4,6252
	471	BAIXADA--345	220,0	5,9372
	477	CARBOCL--230	116,0	6,4781
	493	BANDEIRA--088	1053,0	6,4476
	761	ANHANGUE-138	129,1	2,7350
	768	XAVANTES-138	299,3	3,6758
	787	NIQUEL---230	149,3	0,2017
	1520	CSBM-----230	145,7	7,8654
	3475	SUL1-----088	1070,0	6,4521
	3715	CARAJAS--138	130,0	3,2379
	3724	PIRINEUS-138	129,3	2,7163
	4533	COXIPO---138	274,8	0,2017
S	840	CASCADE-138	451,5	4,0179
	887	IBIPORA--138	248,0	5,3478
	940	BLUMENAU-138	543,8	6,6328
	1016	JOINVILL-138	322,3	7,1821
	1204	POLOPETR-230	168,3	7,0487
	1257	CINDUPAL-138	212,0	7,4347

Este é um caso interessante, pois o encargo referente ao uso (*CTU*) das interligações (linhas de grande importância sistêmica) passa a ser socializado, i.e., alocado sob a forma de selo entre todos os participantes do mercado (geração e carga).

Já neste outro caso, a eliminação de alocações negativas é aplicada sobre a parcela locacional dos custos, impedindo que encargos de uso negativos possam ser utilizados para a redução da parcela selo. Como no caso anterior, o custo total referente às interligações é alocado entre todos os agentes do sistema através de selo. As Tabelas 4.8 e 4.9 apresentam as tarifas finais de uso do sistema de transmissão obtidas com o Programa TUST para algumas barras.

TABELA 4.8 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,5909
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,4687
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	3,6515
NE	UHE XINGO	3155,9	6,5906
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,7931
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	6,7318
	UHE SOBRADINHO	1049,5	6,0678
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,3606
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,6231
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	4,0261
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2680
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,1765
	UHE GUAPORÉ	120,0	8,1126
	UTE W. ARJONA	186,8	2,3900
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,3900
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3900
	UTE IBIRITE	230,0	2,3900
	UTE ANGRA I	627,0	2,3900
	UTE ANGRA II	1275,0	2,3900
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,3900
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,3900
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3900
	UTE PIRATININGA	350,0	2,3900
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,3900
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,3900
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,3900
	UHE ITAUBA	500,0	2,3900
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,3900
	UHE ITA	1450,0	2,3900
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,3900

A Fig. 4.7 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada para o Programa Nodal, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o despacho proporcional Brasil.

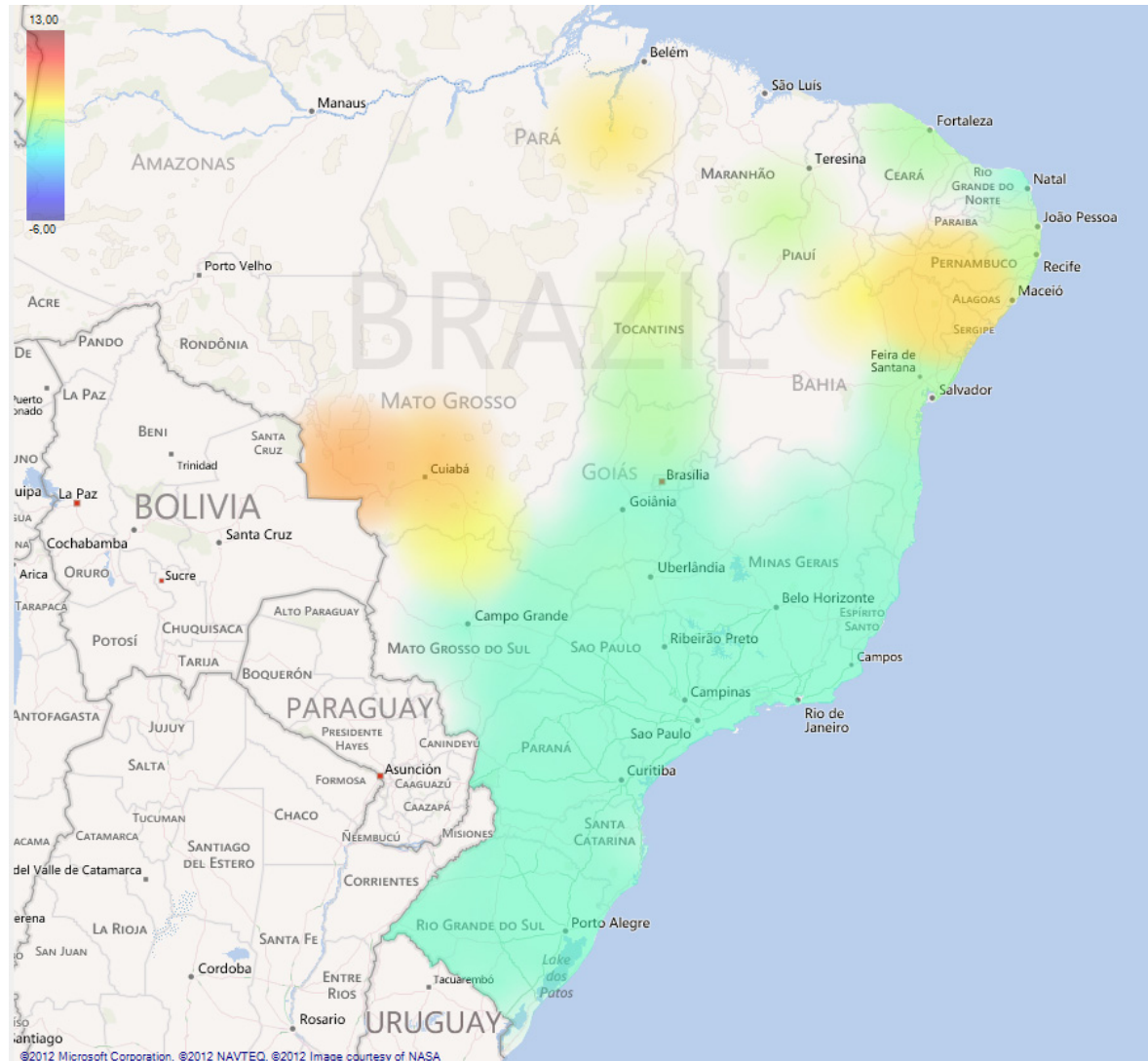


Fig. 4.7 – Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação antes do Selo.

Nesta nova situação onde a eliminação das alocações negativas foi feita na parcela locacional, há uma diminuição na dispersão dos valores das tarifas finais de geração. Isto pode ser observado pela predominância da tarifa alocada sob forma de selo no valor de 2,3900 R\$/kW×mês (i.e., custo da parcela não utilizada e custo relativos às interligações) representada pela cor verde claro na Figura 4.7.

A Tabela 4.9 apresenta as tarifas finais fornecidas pelo Programa TUST para algumas barras de carga do Sistema Interligado Nacional no ciclo tarifário considerado.

TABELA 4.9 – TARIFAS FINAIS DE CARGA

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	3,1601
	6461	V.CONDE--230	928,5	3,1601
	6472	GUAMA----069	191,0	3,1601
	6482	UTINGA----069	344,2	3,1601
	6493	STA.MARI--069	98,1	3,1586
	7202	MIRACEMA-138	74,2	3,1581
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	3,1601
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,1601
	5453	FORTALEZ-069	357,4	3,1601
	5551	S.LUISII-230	908,0	3,1601
	5721	JARDIM----230	79,6	3,1601
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	3,1601
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	3,6905
	471	BAIXADA--345	220,0	5,0024
	477	CARBOCL--230	116,0	5,5434
	493	BANDEIRA--088	1053,0	5,5129
	761	ANHANGUE-138	129,1	3,1601
	768	XAVANTES-138	299,3	3,1601
	787	NIQUEL---230	149,3	3,1601
	1520	CSBM-----230	145,7	6,9306
	3475	SUL1-----088	1070,0	5,5173
	3715	CARAJAS--138	130,0	3,1601
	3724	PIRINEUS-138	129,3	3,1601
	4533	COXIPO---138	274,8	3,1601
S	840	CASCADE-138	451,5	3,1601
	887	IBIPORA--138	248,0	4,4131
	940	BLUMENAU-138	543,8	5,6980
	1016	JOINVILL-138	322,3	6,2474
	1204	POLOPETR-230	168,3	6,1139
	1257	CINDUPAL-138	212,0	6,4999

Observe que as tarifas das barras de carga localizadas nas regiões Norte e Nordeste, que anteriormente eram nulas no Programa Nodal e possuíam uma tarifa de 0,2017 R\$/kW×mês no Programa TUST, passaram a apresentar um valor igual a 3,1600 R\$/kW×mês, referentes tanto ao custo da parcela não utilizada das linhas quanto ao custo das interligações. Este aumento das tarifas de carga, por sua vez, provoca uma redução nas tarifas alocadas às cargas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Entretanto, deve-se ressaltar que, mesmo com este aumento global, as tarifas das cargas localizadas na região agregada Norte/Nordeste (i.e., região exportadora de energia na condição de despacho considerada) possuem, em sua maioria, valores mais baixos que os das tarifas das cargas situadas na região agregada Sudeste/Centro-Oeste/Sul (i.e., região importadora de energia, também, nesta condição de despacho).

Após estes primeiros resultados, pode-se observar e constatar a flexibilidade da metodologia proposta (i.e., Programa TUST) com relação à possibilidade da inclusão de despachos alternativos, aplicação de critérios para a alocação das tarifas (tratamento diferenciado ao encargo das interligações) e o emprego de diferentes modelos para a eliminação de alocações negativas (diretamente na parcela utilizada ou na parcela final da rede).

4.5. CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS DESPACHOS

4.5.1. Procedimento Proposto

A seguir, descreve-se o procedimento proposto para a alocação dos custos de transmissão considerando a inclusão de múltiplos despachos, visando atender às particularidades do Sistema Interligado Nacional. O procedimento consta dos seguintes passos:

1. Identificar uma ou mais condições de operação utilizadas na fase de planejamento, que tenham sido determinantes para a configuração atual do sistema de transmissão;
2. Se desejado, pode-se atribuir a cada condição, um peso (ponderação);
3. Para cada condição considerada, aplicar a metodologia de decomposição de tarifas juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos obtidos com relação:
 - Ao uso da rede de transmissão (*CTU*);
 - À disponibilidade da rede de transmissão (*CTN*);
 - Às interligações entre subsistemas (*CTI*).
4. Para cada participante, calcular a média ponderada (com base nos pesos determinados no passo 2) dos encargos relativos ao *CTU*, *CTN* e *CTI* obtidos em todas as condições analisadas;
5. Calcular a tarifa final (equivalente) de cada gerador e carga como a relação entre o encargo médio obtido no passo 4 e um valor de referencial de potência, e.g., capacidade instalada de geração e pico de demanda.

Este procedimento proposto permite determinar para cada participante, uma tarifa final de transmissão equivalente (i.e., um único valor), tal que se leva em conta o uso da rede ao longo do período tarifário, próximas da operação real, e alocam-se os custos das interligações através de selo, de forma independente das condições de despacho consideradas para a alocação do custo da transmissão utilizada.

4.5.2. Novo Despacho: “Norte/Nordeste Importador”

Nesta condição foram retirados aproximadamente 3 GW das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso (i.e., regiões Norte e Nordeste) e injetados na usina de Itaipu (região Sul). Com isso, nota-se na Fig. 4.8 a inversão do fluxo entre as regiões Sudeste e Norte ocasionando um novo cenário denominado “Norte/Nordeste Importador”. A Tabela 4.10 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações obtidas a partir desta nova condição de despacho.

TABELA 4.10 – FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (DESPACHO N/NE IMPORTADOR)

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	74,62
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	129,31
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	74,49
556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	-13,40
299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS—500	1	495,65
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	429,77
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	429,77
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	353,14
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-45,11
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER—500	1	-48,03

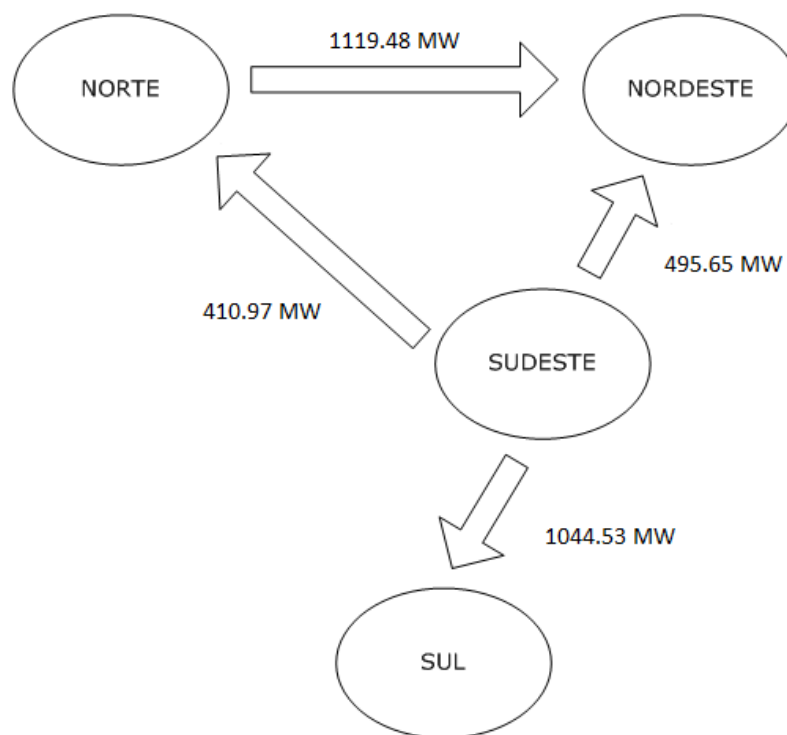


Fig. 4.8 – Fluxos nas Interligações do SIN (“Norte/Nordeste Importador”).

A Tabela 4.11 apresenta as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando esta nova condição de despacho, a aplicação do Critério 2 e a eliminação de alocações negativas sobre a parcela locacional, a fim de demonstrar a capacidade da metodologia em considerar qualquer despacho informado.

TABELA 4.11 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	5,7903
	UHE TUCURUÍ	8358,0	5,6776
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	4,8036
NE	UHE XINGO	3155,9	3,7797
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	4,7289
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	2,7440
	UHE SOBRADINHO	1049,5	4,6026
	UTE TERMOBAHIA	187,4	2,5066
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	2,5066
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	2,5066
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,1483
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	4,3073
	UHE GUAPORÉ	120,0	10,0628
	UTE W. ARJONA	186,8	2,9418
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,0648
	UHE MARIMBONDO	1435,0	3,0343
	UTE IBIRITE	230,0	2,5066
	UTE ANGRA I	627,0	2,5066
	UTE ANGRA II	1275,0	2,5066
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,5066
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,7575
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	3,8662
	UTE PIRATININGA	350,0	2,5066
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,7901
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	3,8490
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,5066
	UHE ITAUBA	500,0	2,5066
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,5066
	UHE ITA	1450,0	2,5066
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,5066

A Fig. 4.9 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada anteriormente, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando a condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”.

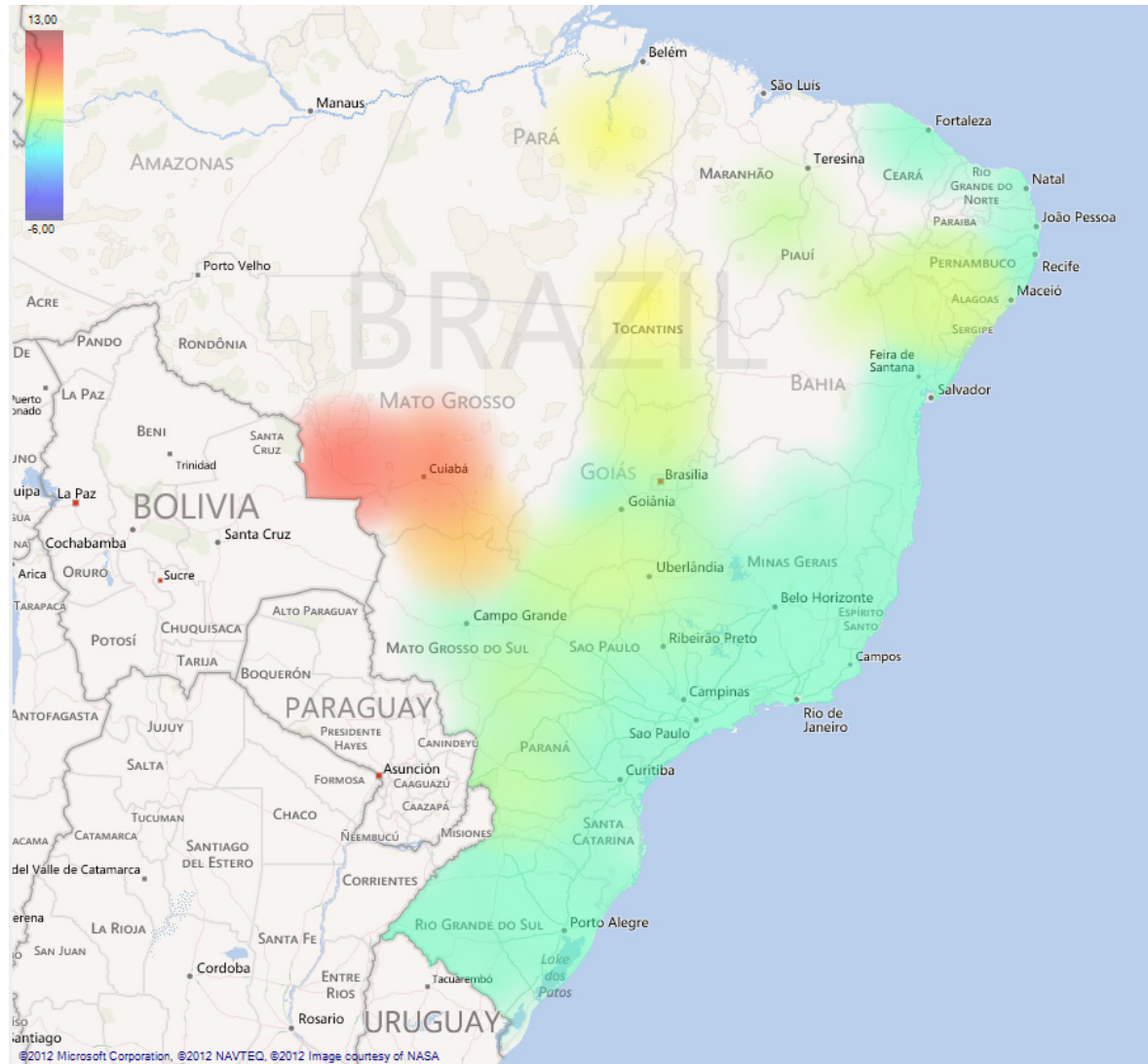


Fig. 4.9 – Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.

Comparando as tarifas finais de geração desta nova condição de despacho com a condição original (i.e., tarifas finais apresentadas na Tabela 4.8) nota-se, na maioria dos casos, uma diminuição nos valores das usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste e um aumento nos valores das usinas do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, refletindo coerentemente a modificação imposta na geração.

Foi utilizada esta escala de cores para uma ampla comparação entre todos os casos simulados até agora, ou seja, o Programa Nodal e Programa TUST. A seguir, como será simulada apenas a metodologia proposta (TUST), esta escala será alterada para melhor comparação das diferentes condições de despacho.

4.5.3. Exemplo Numérico

A aplicação numérica apresentada neste capítulo utiliza o Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ciclo tarifário 2007/2008, em uma configuração com 4 subsistemas (i.e., Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), como mostrou a Fig. 4.2. Somente para a ilustração do procedimento proposto neste capítulo, são admitidos como exemplo, dois pontos de operação para o sistema, a saber:

- Caso 1: Cenário referente à condição de carregamento e despacho idênticos aos utilizados na aplicação numérica da Seção 4.4 onde a eliminação de alocações negativas é aplicada sobre a parcela locacional dos custos, e;
- Caso 2: Condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”. Esta condição foi obtida com a retirada de aproximadamente 3 GW de usinas da região Norte e Nordeste e injetados em usinas da região Sul. Neste caso a eliminação de alocações negativas também foi aplicada sobre a parcela locacional dos custos de transmissão.

Neste exemplo, satisfazendo o item 2 do procedimento proposto (i.e., a ponderação de cada condição operativa), optou-se por atribuir um peso de 8/12 para a condição original e 4/12 para a condição denominada “Norte/Nordeste Importador”.

4.5.4. Resultados de Alocação de Custos

A Tabela 4.12 apresenta novamente, para facilitar o entendimento da metodologia proposta, as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando o despacho original e a condição denominada “Norte/Nordeste Importador” (apresentadas neste capítulo, respectivamente, nas Tabelas 4.8 e 4.11).

TABELA 4.12 – COMPARAÇÃO DAS TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST Despacho Original (R\$/kW×mês)	Tarifa TUST Despacho N/NE Importador (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,5909	5,7903
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,4687	5,6776
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	3,6515	4,8036
NE	UHE XINGO	3155,9	6,5906	3,7797
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,7931	4,7289
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	6,7318	2,7440
	UHE SOBRADINHO	1049,5	6,0678	4,6026
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,3606	2,5066
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,6231	2,5066
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	4,0261	2,5066
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2680	4,1483
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,1765	4,3073
	UHE GUAPORÉ	120,0	8,1126	10,0628
	UTE W. ARJONA	186,8	2,3900	2,9418
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,3900	3,0648
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3900	3,0343
	UTE IBIRITE	230,0	2,3900	2,5066
	UTE ANGRA I	627,0	2,3900	2,5066
	UTE ANGRA II	1275,0	2,3900	2,5066
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,3900	2,5066
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,3900	2,7575
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3900	3,8662
	UTE PIRATININGA	350,0	2,3900	2,5066
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,3900	2,7901
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,3900	3,8490
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,3900	2,5066
	UHE ITAUBA	500,0	2,3900	2,5066
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,3900	2,5066
	UHE ITA	1450,0	2,3900	2,5066
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,3900	2,5066

As Figuras 4.10 e 4.11 ilustram, através da mesma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando, respectivamente, o despacho original e a condição “Norte/Nordeste Importador”.

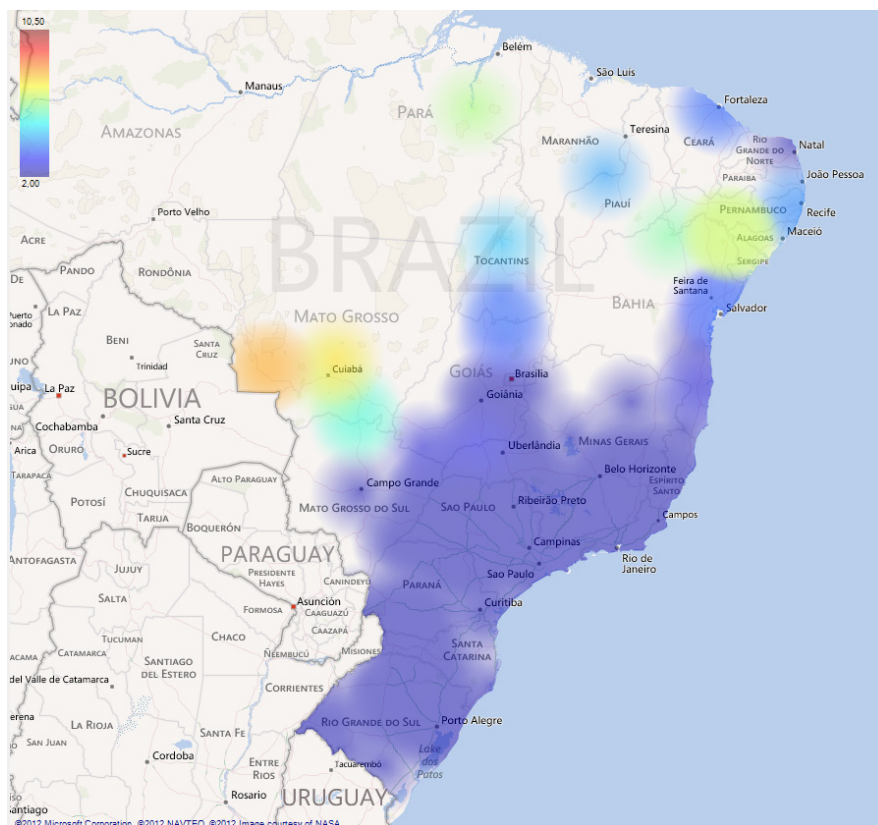


Fig. 4.10 – Tarifas de Geração para o Despacho Original.

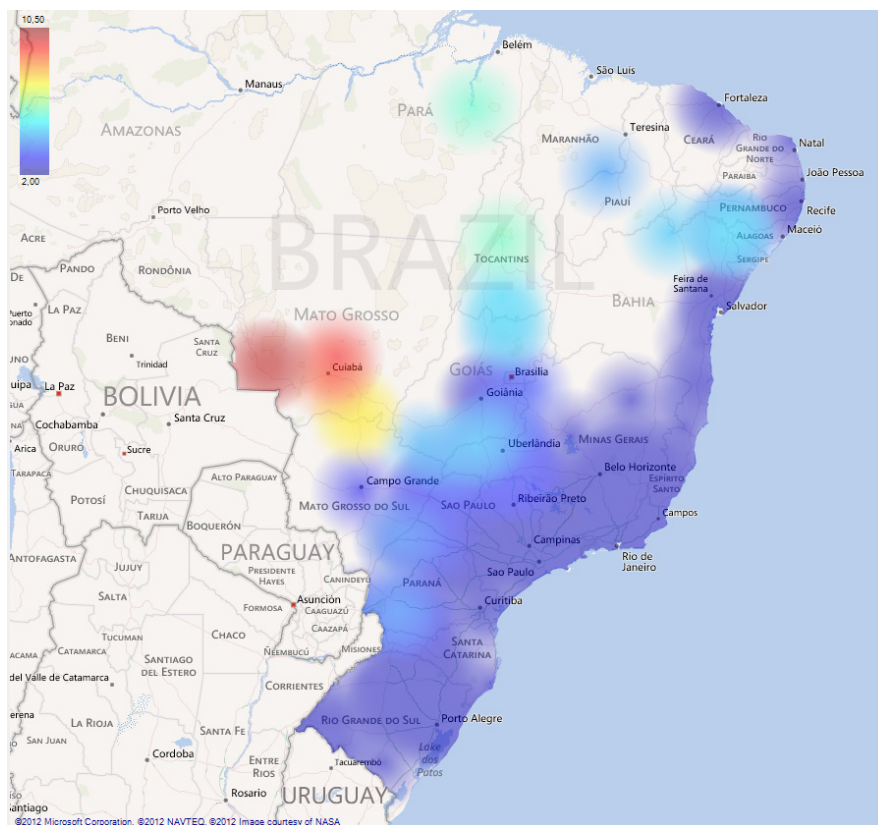


Fig. 4.11 – Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.

A Tabela 4.13 apresenta as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando o caso composto por 8/12 do despacho original e 4/12 da condição “Norte/Nordeste Importador”.

TABELA 4.13 –CASO COMPOSTO (8/12 ORIGINAL E 4/12 N/NE IMPORTADOR)

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST Caso Composto (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,9907
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,2050
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	4,0355
NE	UHE XINGO	3155,9	5,6536
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,1050
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	5,4026
	UHE SOBRADINHO	1049,5	5,5794
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,0760
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,2510
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	3,5196
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2281
	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,5535
SE/CO	UHE GUAPORÉ	120,0	8,7622
	UTE W. ARJONA	186,8	2,5740
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,6149
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,6048
	UTE IBIRITE	230,0	2,4289
	UTE ANGRA I	627,0	2,4289
	UTE ANGRA II	1275,0	2,4289
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,4289
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,5125
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,8821
	UTE PIRATININGA	350,0	2,4289
	UHE ITAIPU	11625,0	2,5234
S	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,8763
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,4289
	UHE ITAUBA	500,0	2,4289
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,4289
	UHE ITA	1450,0	2,4289
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,4289

A Figura 4.12 ilustra, através da mesma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o caso composto por 8/12 do despacho original e 4/12 da condição “Norte/Nordeste Importador”.

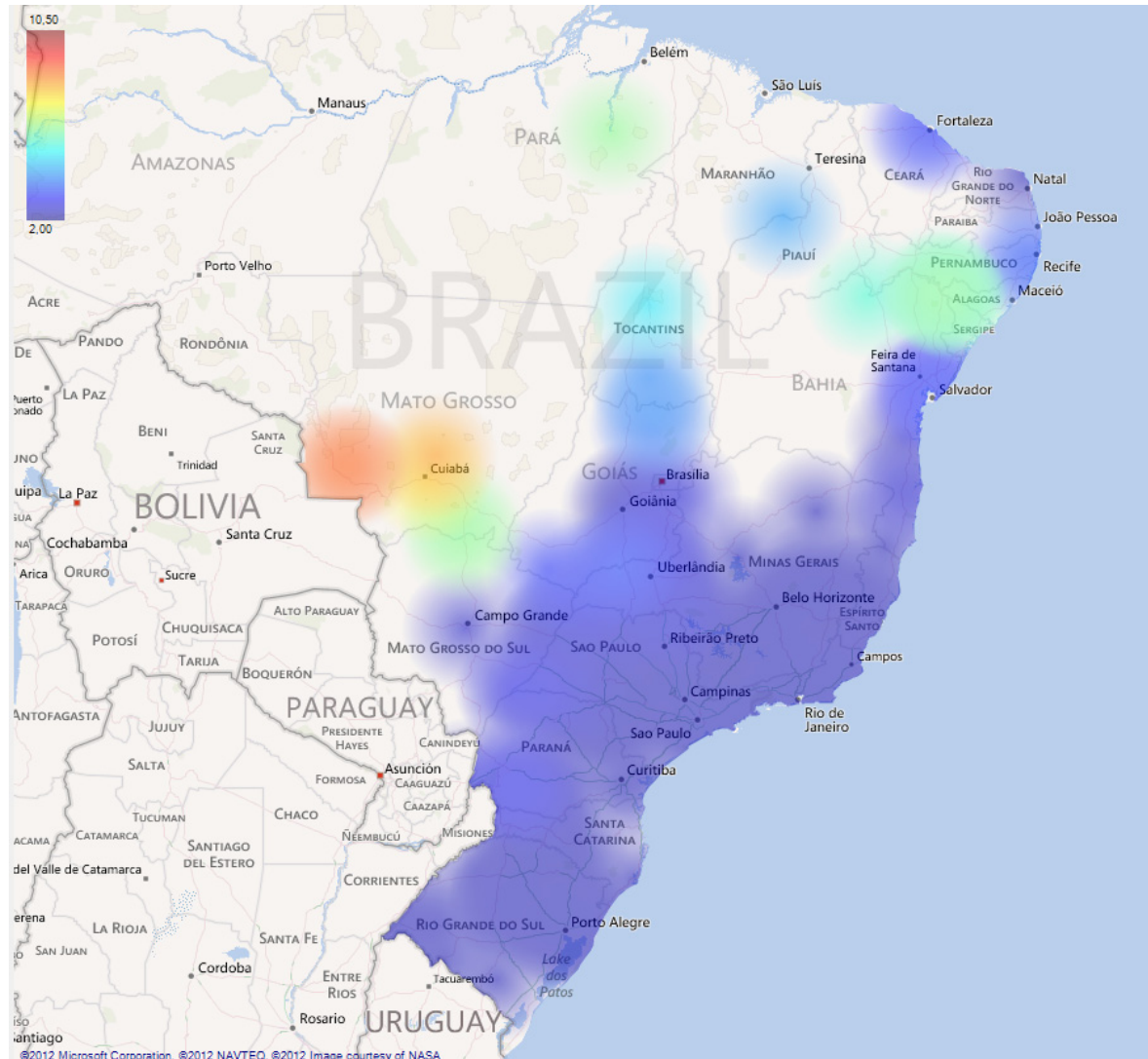


Fig. 4.12 – Tarifas de Geração para o Despacho Composto.

Como era de se esperar, os valores das tarifas finais refletem esta nova condição, que está em um nível intermediário entre o caso original (onde os fluxos nas interligações estão direcionados do Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste/Centro-Oeste) e a condição “Norte/Nordeste Importador” onde os fluxos nas interligações estão direcionados do Sul/Sudeste/Centro-Oeste para o Norte/Nordeste.

4.6. DETERMINAÇÃO DE TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO

4.6.1. Procedimento Proposto

Como dito no capítulo anterior, a separação da rede em diferentes regiões ou zonas facilita a interpretação dos sinais econômicos e simplifica os mecanismos tarifários principalmente para sistemas elétricos de grande porte. O cálculo das tarifas de transmissão em cada região é o estabelecimento de uma tarifa equivalente média, onde os pesos são as capacidades instaladas dos agentes de geração e a demanda pico dentro de cada região pré-estabelecida do sistema.

Para a ilustração do procedimento proposto nesta seção, é admitido, como exemplo, o SIN, na condição de despacho original, para o ciclo tarifário 2007/2008, em uma configuração com 4 subsistemas (i.e., Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), como ilustrado na Fig. 4.2.

4.6.2. Exemplo Numérico

As Tabelas 4.14 e 4.15 apresentam, por região geográfica, a potência máxima, os encargos locacional e selo e as tarifas médias de transmissão, respectivamente para os agentes de geração e carga, considerando a condição operativa original.

TABELA 4.14 – TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO PARA GERAÇÃO

Região	Potência Máxima (MW)	Encargo Locacional (R\$/mês)	Encargo Selo (R\$/mês)	Tarifa Média (R\$/kW×mês)
S	14995,70	0,00	402621,15	2,2374
SE/CO	51828,00	126833,57	1391535,51	2,4414
NE	12695,20	543186,43	340854,78	5,8030
N	8358,00	411709,37	224404,83	6,3424
Total	87876,90	1081729,37	2359416,27	-

TABELA 4.15 – TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO PARA AS CARGAS

Região	Potência Máxima (MW)	Encargo Locacional (R\$/mês)	Encargo Selo (R\$/mês)	Tarifa Média (R\$/kW×mês)
S	12629,26	362244,11	448337,31	5,3486
SE/CO	40166,38	717762,07	1425901,99	4,4475
NE	9769,99	1723,20	346833,55	2,9730
N	3897,01	0,00	138343,42	2,9583
Total	66462,64	1081729,38	2359416,27	-

A Figura 4.13 ilustra, através da mesma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas médias por região do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando a condição de despacho original.

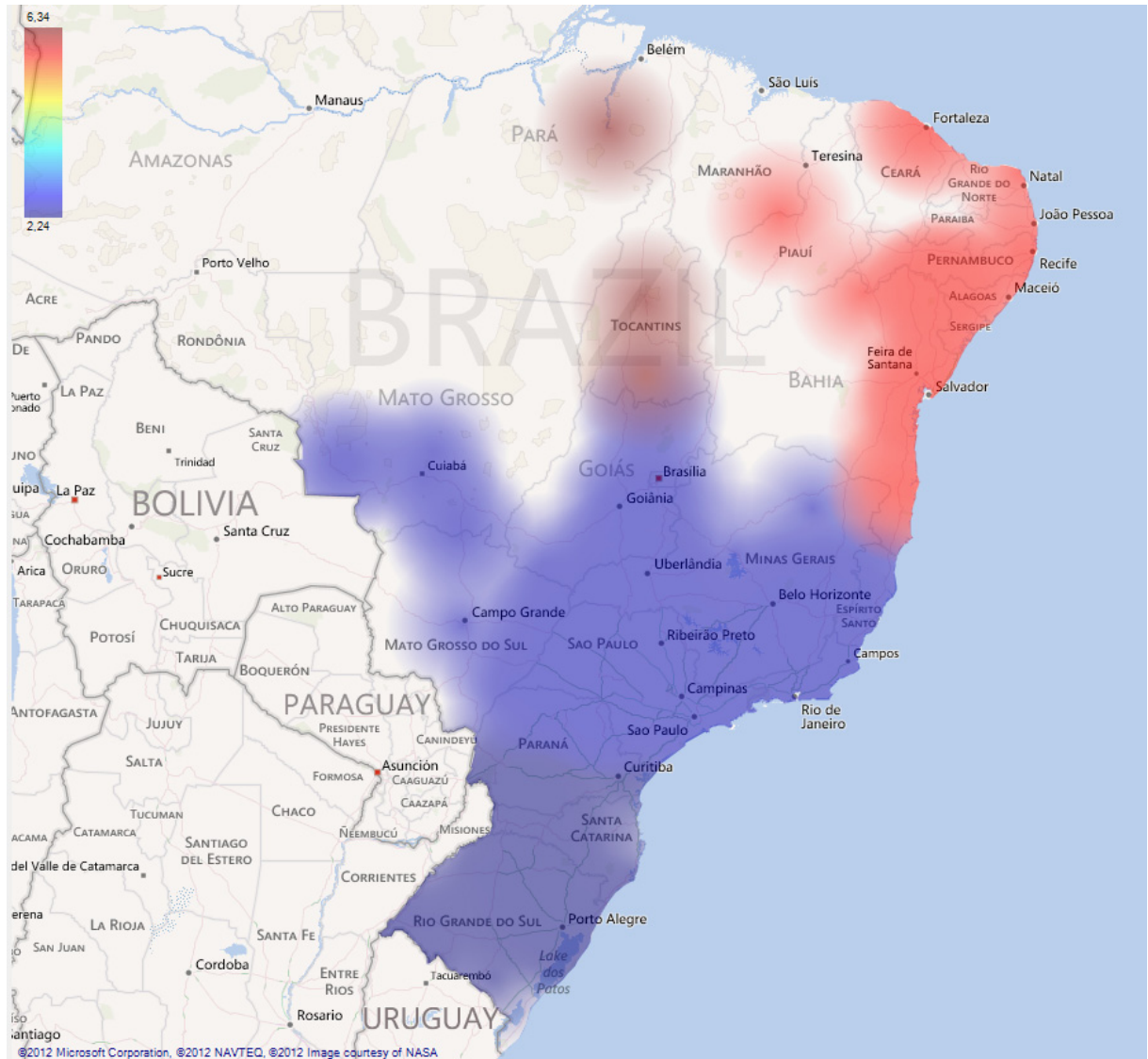


Fig. 4.13 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Média por Região.

Nota-se, claramente na Fig. 4.13, a divisão em regiões geográficas (i.e., Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) através do valor das tarifas médias de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ciclo tarifário 2007/2008. A maior tarifa média pertence às usinas da região Norte com 6,3424 R\$/kW×mês, seguida das usinas da região Nordeste que apresentam uma tarifa de 5,8030 R\$/kW×mês, depois vem as do Sudeste/Centro-Oeste com 2,4414 R\$/kW×mês e, por fim, as usinas da região Sul, com a tarifa mais baixa, no valor de 2,2374 R\$/kW×mês.

Além disso, observa-se uma alta dispersão entre as tarifas originalmente obtidas pela metodologia proposta e as tarifas médias calculadas por região. O caso mais crítico foi encontrado em usinas da região Sudeste/Centro-Oeste localizadas no estado do Mato Grosso (e.g., UHE JAURU e UHE GUAPORÉ) com uma diferença com relação à tarifa média desta região de, respectivamente, 5,6724 R\$/kW×mês e 5,6712 R\$/kW×mês.

4.7. TARIFAÇÃO ZONAL

4.7.1. Procedimento Proposto

Como explicado no capítulo anterior, em situações cujas tarifas calculadas pela metodologia proposta tendam a assumir valores praticamente iguais devido à proximidade elétrica entre as barras de uma mesma área, pode ser interessante a utilização de tarifas zonais, com valor idêntico para todas as barras de uma mesma área, uniformizando o processo de alocação de custos de transmissão em cada região estabelecida do sistema.

As tarifas zonais podem ser calculadas em uma etapa posterior à determinação das tarifas nodais. Neste caso, a tarifa aplicável aos geradores de uma área é dada pelo quociente entre a soma dos encargos atribuídos aos mesmos (obtidos na tarifação nodal) e a geração total instalada na área. Para as cargas, o cálculo é análogo, dividindo-se o encargo total atribuído às cargas pela carga-pico total da área.

Para o estabelecimento dessas regiões ou zonas tarifárias é instituído um valor de passo aleatório, (i.e., um intervalo no valor das tarifas finais, calculado em \$/MW×mês), onde todas as usinas cujo valor dessa tarifa pertence a esse intervalo, farão parte dessa zona e assumirão o mesmo valor a ser pago relativo aos encargos de transmissão.

Para demonstração da metodologia proposta foi feita a análise dos agentes geradores do sistema com um passo de 1,00 e em três situações. No primeiro caso considera-se o caso original, com a eliminação de alocações negativas aplicada diretamente na parcela locacional, demonstrado na Tabela 4.8; em seguida se analisa o caso denominado “Norte/Nordeste Importador”, demonstrado na Tabela 4.11, e, por fim, a condição composta constituída pela ponderação de 8/12 para o caso original e 4/12 para o cenário “Norte/Nordeste Importador”.

4.7.2. Exemplo Numérico

A Tabela 4.16 apresenta a capacidade instalada, o encargo anual individualizado por usina, as tarifas finais por usina e as tarifas médias (i.e., valores em \$/MW×mês), divididas por região considerando um passo de 1,00 \$/MW×mês, analisando a condição original.

Tabela 4.16 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO ORIGINAL – PASSO: 1,00)

Região	Nome da Usina	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×mês)	Tarifa Média (\$/MW×mês)
1	UHE MARIMBONDO	1435,00	41155,95	2,3900	2,3964
	UHE SAO SIMAO	1698,40	48710,29	2,3900	
	UHE ITAIPU	11625,00	333406,24	2,3900	
	UHE FURNAS	1210,00	34702,93	2,3900	
	...	...	...	...	
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,00	98344,09	2,3900	
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,80	43444,63	2,3900	
	UTE ANGRA II	1275,00	36567,14	2,3900	
2	UHE SERRA DA MESA	1272,00	48486,85	3,1765	3,4323
	UHE PEDRA DO CAVALO	161,00	6188,74	3,2033	
	UTE TERMOBAHIA	187,40	7557,35	3,3606	
	UTE CAMACARI	349,80	14961,85	3,5644	
	UTE FAFEN	111,00	4748,28	3,5648	
	UTE TERMOCEARA	290,00	12608,4	3,6231	
	UTE FORTALEZA	318,50	13847,93	3,6232	
	UHE PEIXE ANGICAL	452,00	19805,51	3,6515	
	UHE CANA BRAVA	442,00	19398,04	3,6572	
3	UTE JB	36,20	1748,79	4,0258	4,3605
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	25123,14	4,0261	
	UHE BOA ESPERANCA	237,00	12138,08	4,2680	
	UHE LAJEADO	902,50	49719,37	4,5909	
4	UHE ITIQUIRA(I,II)	156,00	10413,73	5,5629	5,5633
	UHE PONTE DE PEDRA	167,00	11149,44	5,5636	
5	UHE SOBRADINHO	1049,50	76418,08	6,0678	6,5393
	UHE TUCURUI	8358,00	648781,37	6,4687	
	UHE ITAPARICA	1477,60	115900,21	6,5365	
	UHE XINGO	3155,90	249591,64	6,5906	
	UTE CUIABA	1,00	80,19	6,6825	
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,80	198626,86	6,7318	
	UHE APOLONIO SALES	399,60	32497,22	6,7770	
	UHE PAULO AFONSO I, II, III	1415,10	115354,69	6,7931	
6	UHE MANSO	195,40	17750,74	7,5703	7,5703
7	UHE GUAPORE	120,00	11682,2	8,1126	8,1132
	UHE JAURU	115,00	11196,99	8,1138	

A Figura 4.14 ilustra a disposição das zonas tarifárias para os agentes de geração do Sistema Interligado Nacional, demonstradas na Tabela 4.16, obtidas com um passo de 1,00 utilizando a condição de despacho original.

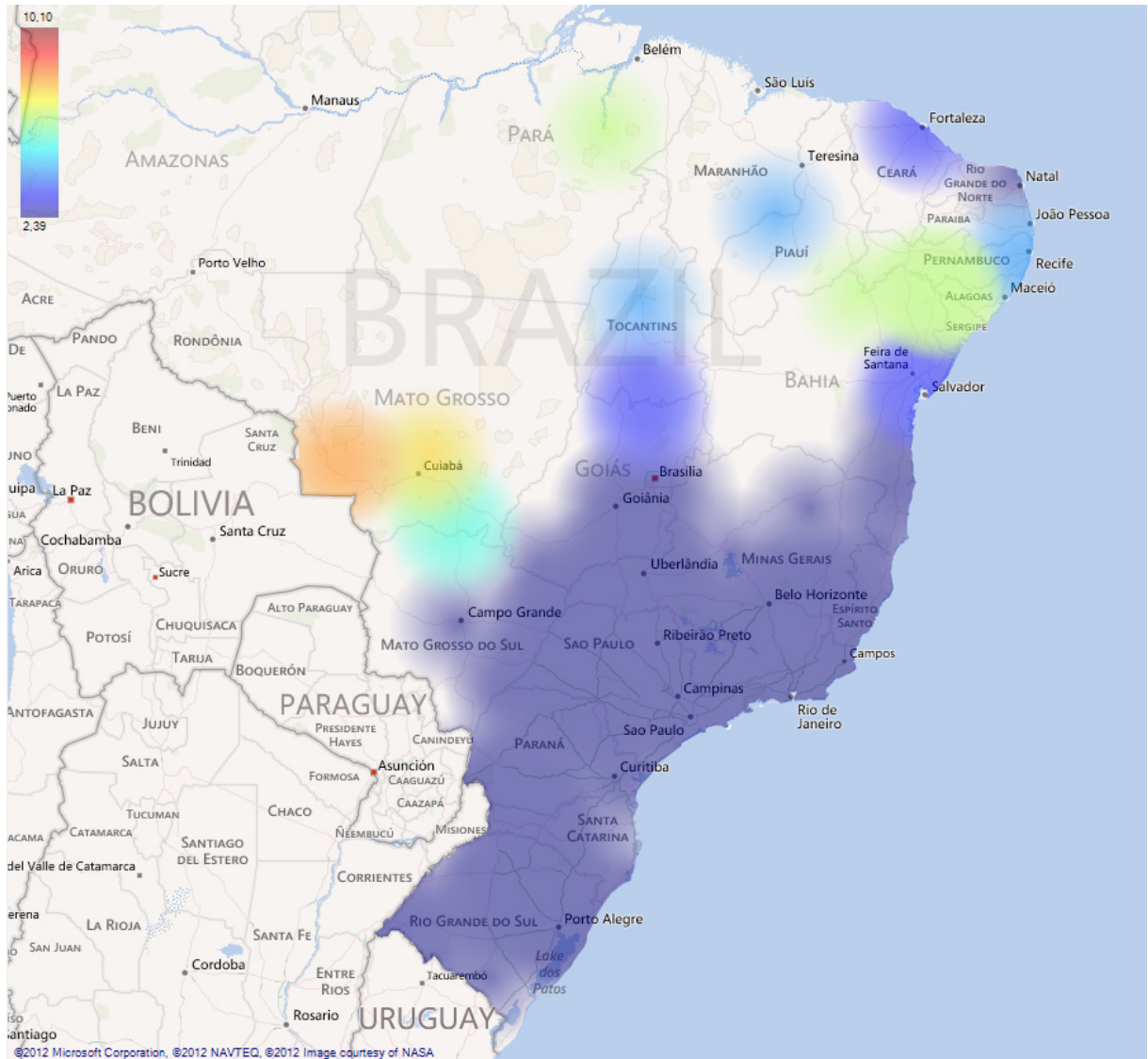


Fig. 4.14 – Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – Despacho Original.

Observa-se na Fig. 4.14 a disposição das sete zonas tarifárias para os agentes de geração nessa condição de despacho. Há uma grande região (i.e., região na cor azul escuro) com a tarifa única de $2,3964 \text{ \$/MW} \times \text{mês}$ onde estão incluídas a maioria das usinas do sistema. A tarifa mais alta, (i.e., região na cor laranja e no valor de $8,1132 \text{ \$/MW} \times \text{mês}$), pertence às usinas UHE GUAPORE e UHE JAURU. A maior dispersão, considerando esta situação, apresenta o valor de $0,4715 \text{ \$/MW} \times \text{mês}$ observada na UHE SOBRADINHO localizada na região 5.

A Tabela 4.17 apresenta a capacidade instalada, o encargo anual e as tarifas finais por usina, e as tarifas médias divididas por região (i.e., através um passo de 1,00 \$/MW×mês), considerando a condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”.

Tabela 4.17– TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO “N/NE IMPORTADOR” – PASSO: 1,00)

Região	Nome da Usina	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×mês)	Tarifa Média (\$/MW×mês)
1	UTE ANGRA II	1275,00	38351,67	2,5066	2,6371
	UHE FURNAS	1210,00	36396,49	2,5066	
	...	...	...	...	
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,00	113464,93	2,7575	
	UHE ITAIPU	11625,00	389222,1	2,7901	
2	UHE MARIMBONDO	1435,00	52251,19	3,0343	3,5250
	UHE CAPIVARA	618,80	22708,83	3,0582	
	UHE IGARAPAVA	207,70	7628,43	3,0607	
	UHE TRES IRMAOS	803,30	29537,3	3,0642	
	UHE EMBORCACAO	1184,90	43577,09	3,0648	
	UHE VOLTA GRANDE	378,10	13906,95	3,0651	
	...	...	...	...	
	UHE XINGO	3155,90	143140,54	3,7797	
	UHE CORUMBA I	373,00	17124,4	3,8258	
	UHE SALTO OSORIO	1065,10	49195,11	3,8490	
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,80	70278,96	3,8662	
	UHE ITAPARICA	1477,60	69171,75	3,9011	
	UHE SAO SIMAO	1698,40	81152,76	3,9818	
3	UHE BOA ESPERANCA	237,00	11797,75	4,1483	4,5735
	UHE SERRA DA MESA	1272,00	65746,6	4,3073	
	UHE ESPORA	1,00	52,14	4,3450	
	UHE CACHOEIRA DOURADA	655,30	35248,29	4,4825	
	UHE SOBRADINHO	1049,50	57965,77	4,6026	
	UHE APOLONIO SALES	399,60	22592,49	4,7115	
	UHE PAULO AFONSO I, II, III	1415,10	80302,18	4,7289	
	UHE CANA BRAVA	442,00	25336,14	4,7768	
4	UHE PEIXE ANGICAL	452,00	26054,76	4,8036	5,6885
	UHE TUCURUI	8358,00	569436,45	5,6776	
5	UHE LAJEADO	902,50	62708,55	5,7903	7,4863
	UHE ITIQUIRA(I,II)	156,00	14013,19	7,4857	
6	UHE PONTE DE PEDRA	167,00	15003,52	7,4868	8,7692
7	UTE CUIABA	1,00	105,23	8,7692	9,5183
8	UHE MANSO	195,40	22318,52	9,5183	10,0621
	UHE GUAPORE	120,00	14488,34	10,0613	
	UHE JAURU	115,00	13886,69	10,0628	

A Figura 4.15 ilustra essa disposição para os agentes de geração do Sistema Interligado Nacional, demonstradas na Tabela 4.17, obtidas com um passo de 1,00 e a condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”.

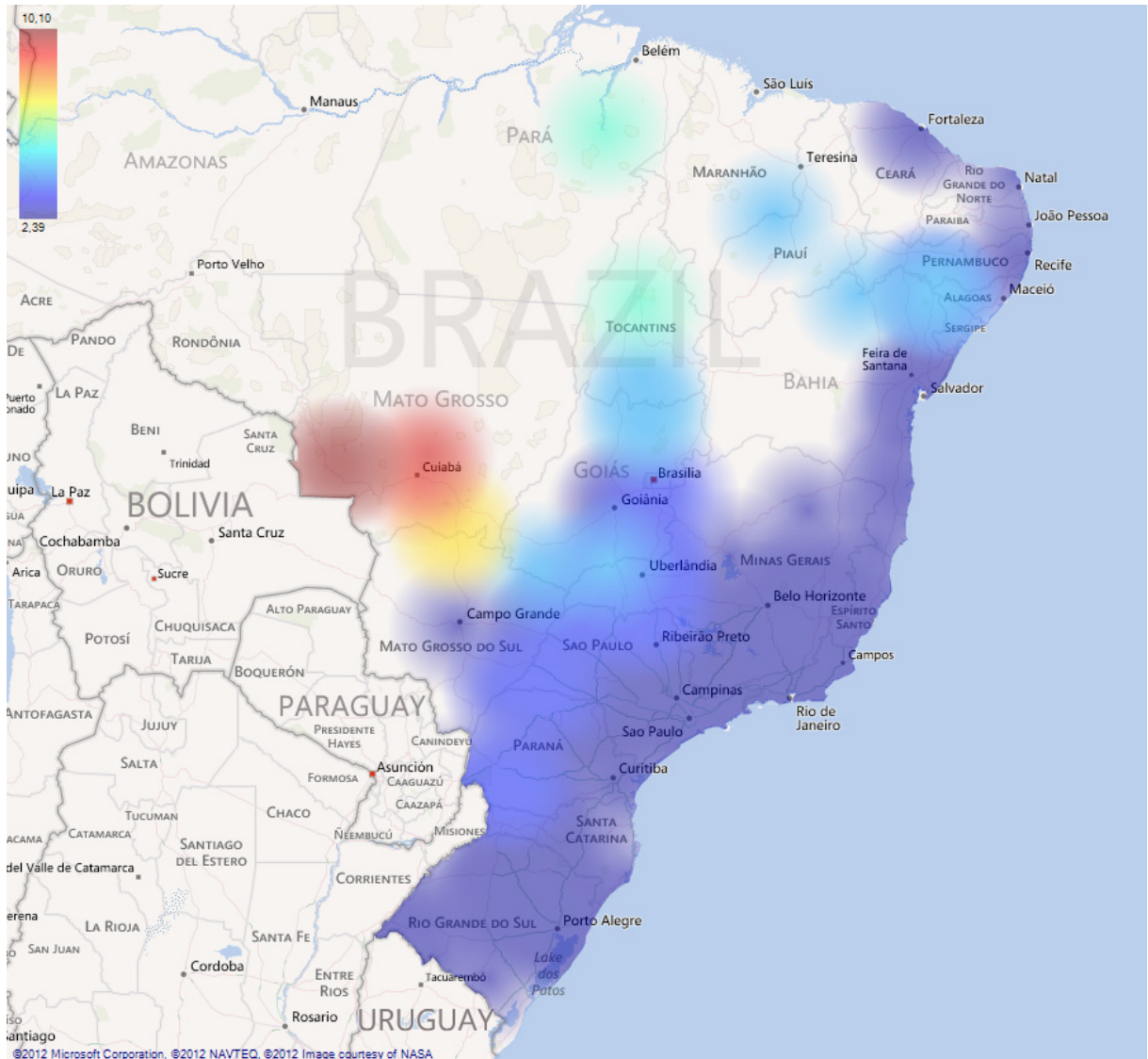


Fig. 4.15 – Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – “Norte/Nordeste Importador”.

Observa-se, nesta condição de despacho, a disposição das oito zonas tarifárias para os agentes de geração. Há duas grandes regiões onde estão incluídas a maioria das usinas do sistema, uma região na cor azul escuro e outra na cor azul claro, com as tarifas médias, respectivamente, de 2,6371 \$/MW×mês e 3,5250 \$/MW×mês. A tarifa mais alta, na cor vermelho escuro e no valor de 10,0621 \$/MW×mês, pertence novamente às usinas UHE GUAPORE e UHE JAURU. A maior dispersão, valor de 0,4907 \$/MW×mês, foi observada na UHE MARIMBONDO, localizada na região 2.

A Tabela 4.18 apresenta, finalmente, a capacidade instalada, o encargo anual individualizado por usina, as tarifas finais por usina e as tarifas médias, divididas por região considerando a condição operativa composta (i.e., 8/12 para o caso original e 4/12 para a condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”).

Tabela 4.18 – TARIFICAÇÃO ZONAL (CASO COMPOSTO – PASSO: 1,00)

Região	Nome da Usina	Cap. Instalada (MW)	Encargo Final (\$/ano)	Tarifa Final (\$/MW×mês)	Tarifa Média (\$/MW×mês)
1	UHE FURNAS	1210,00	35267,45	2,4289	2,5472
	UTE ANGRA II	1275,00	37161,98	2,4289	
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,00	103384,37	2,5125	
	UHE ITAIPU	11625,00	352011,53	2,5234	
	...	...	...	...	
	UHE MARIMBONDO	1435,00	44854,36	2,6048	
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,80	52389,41	2,8821	
	UHE SAO SIMAO	1698,40	59524,45	2,9206	
2	UTE TERMOBAHIA	187,40	6917,21	3,0760	3,3996
	UTE CAMACARI	349,80	13481,86	3,2118	
	UTE FAFEN	111,00	4278,47	3,2121	
	UHE ESPORA	1,00	38,79	3,2328	
	UTE TERMOCEARA	290,00	11313,31	3,2510	
	UTE FORTALEZA	318,50	12425,42	3,2510	
	UHE CACHOEIRA DOURADA	655,30	26435,97	3,3618	
	UTE JB	36,20	1528,82	3,5194	
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	21962,58	3,5196	
	UHE SERRA DA MESA	1272,00	54240,10	3,5535	
3	UHE CANA BRAVA	442,00	21377,41	4,0304	4,4808
	UHE PEIXE ANGICAL	452,00	21888,59	4,0355	
	UHE BOA ESPERANCA	237,00	12024,64	4,2281	
	UHE LAJEADO	902,50	54049,10	4,9907	
4	UHE PAULO AFONSO IV	2458,80	159405,63	5,4026	5,5690
	UHE SOBRADINHO	1049,50	70267,31	5,5794	
	UHE XINGO	3155,90	214107,94	5,6536	
	UHE ITAPARICA	1477,60	100324,06	5,6581	
5	UHE APOLONIO SALES	399,60	29195,64	6,0885	6,1870
	UHE PAULO AFONSO I, II, III	1415,10	103670,52	6,1050	
	UHE ITIQUIRA (I,II)	156,00	11613,55	6,2038	
	UHE PONTE DE PEDRA	167,00	12434,13	6,2047	
	UHE TUCURUI	8358,00	622333,06	6,2050	
6	UTE CUIABA	1,00	88,54	7,3781	7,3781
7	UHE MANSO	195,40	19273,33	8,2196	8,5162
	UHE GUAPORE	120,00	12617,58	8,7622	
	UHE JAURU	115,00	12093,56	8,7634	

A Figura 4.16 ilustra a disposição das zonas tarifárias para os agentes de geração do Sistema Interligado Nacional, demonstradas na Tabela 4.18, obtidas com a condição composta.

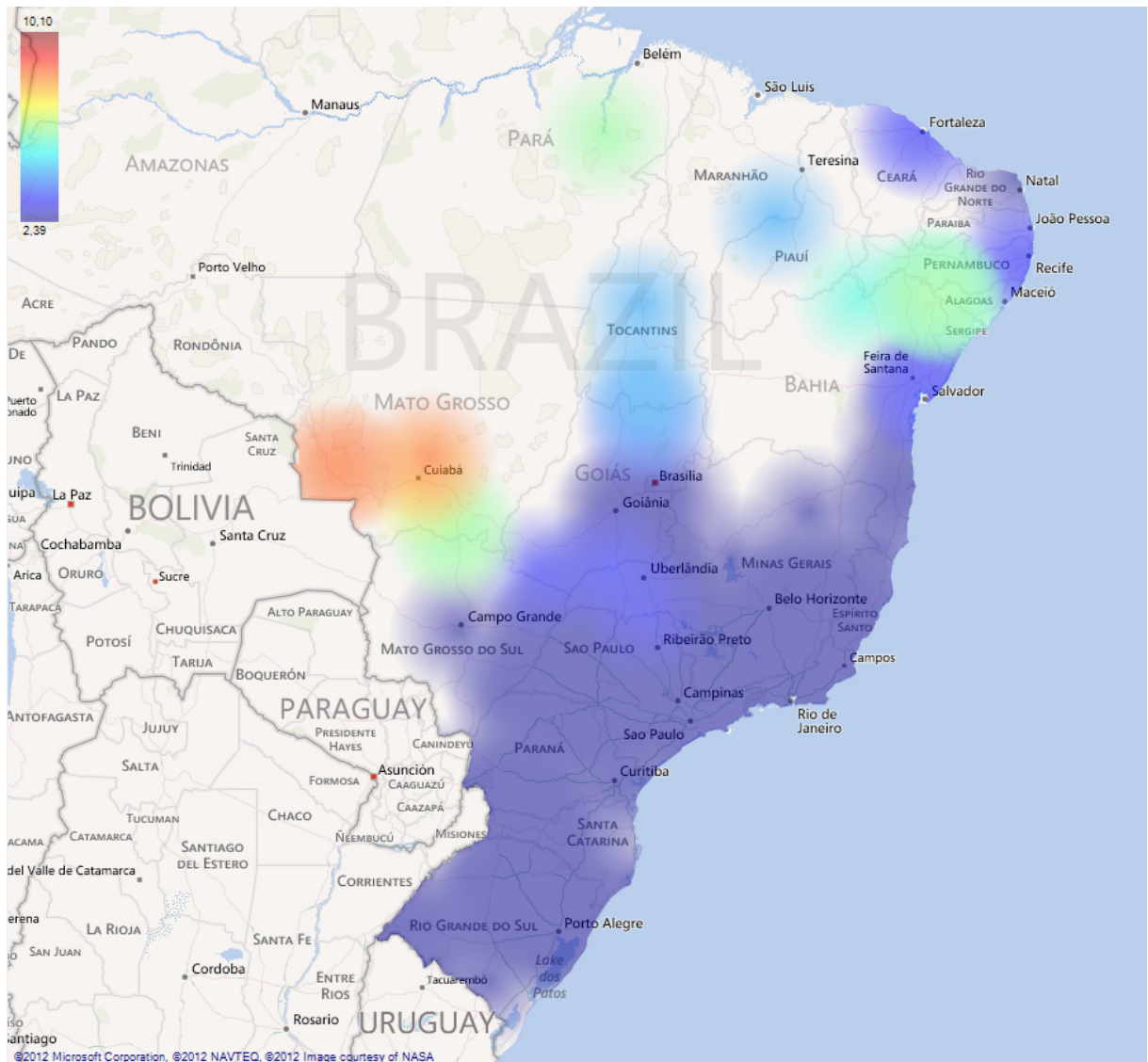


Fig. 4.16 – Tarifas de Geração com um passo de 1,00 – Condição Composta.

Nota-se na Fig. 4.16 a disposição das sete zonas tarifárias para os agentes de geração na condição de despacho composto. Novamente há uma grande região (i.e., região na cor azul mais escura) com a tarifa única de $2,5472 \text{ \$}/\text{MW} \times \text{mês}$ onde está incluída a maioria das usinas do sistema. A tarifa mais alta, (i.e., região na cor laranja e no valor de $8,5162 \text{ \$}/\text{MW} \times \text{mês}$), pertence às usinas UHE MANSO, UHE GUAPORE e UHE JAURU. A maior dispersão, considerando esta situação, apresenta o valor de $0,5099 \text{ \$}/\text{MW} \times \text{mês}$ observada na UHE LAJEADO, localizada na região 3.

Dando prosseguimento nos resultados do SIN para o ciclo tarifário 2007/2008, apresentam-se, nesta seção, as simulações na condição de despacho composto (i.e., 8/12 para o caso original e 4/12 para a condição “Norte/Nordeste Importador”) para os diferentes passos considerados.

As Figuras 4.17, 4.18, 4.19 e 4.20 ilustram, respectivamente para os passos 0,25, 0,75, 1,00 e 1,25 a disposição das zonas tarifárias para os agentes de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), obtidas com a condição operativa composta.

Para esses casos, observa-se, respectivamente, a divisão em 14, 9, 7 e 6 regiões, onde, em cada caso determinado, uma tarifa única foi calculada. Como dito anteriormente, essa tarifa única deve ser assumida por todos os agentes de geração da área escolhida devido aos encargos de transmissão referentes à geração.

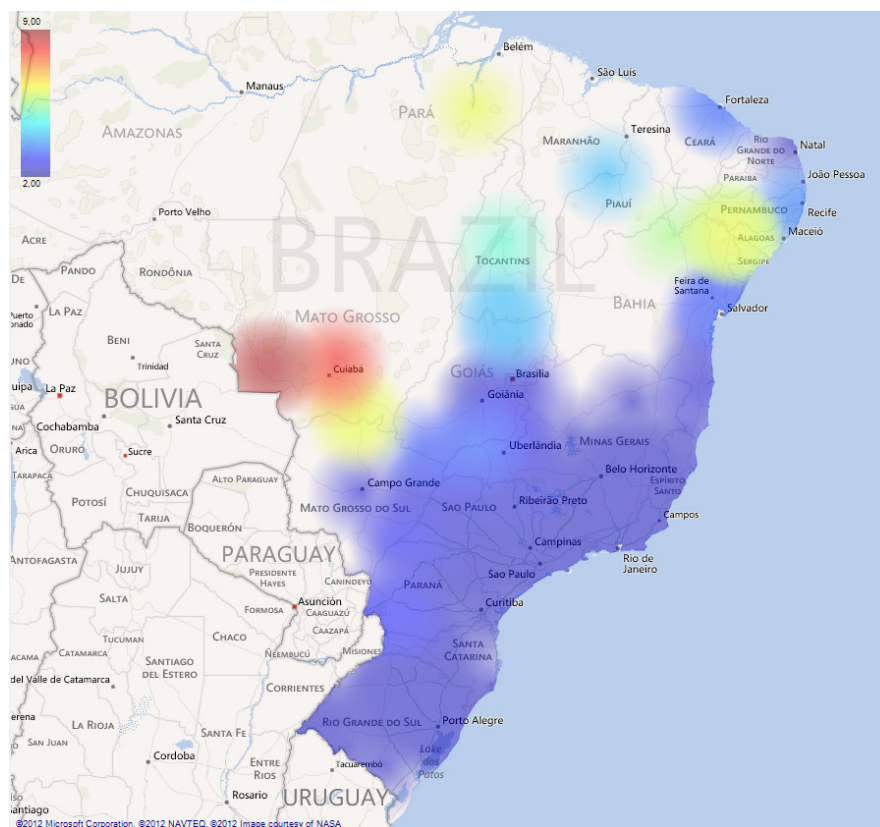


Fig. 4.17 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 0,25).

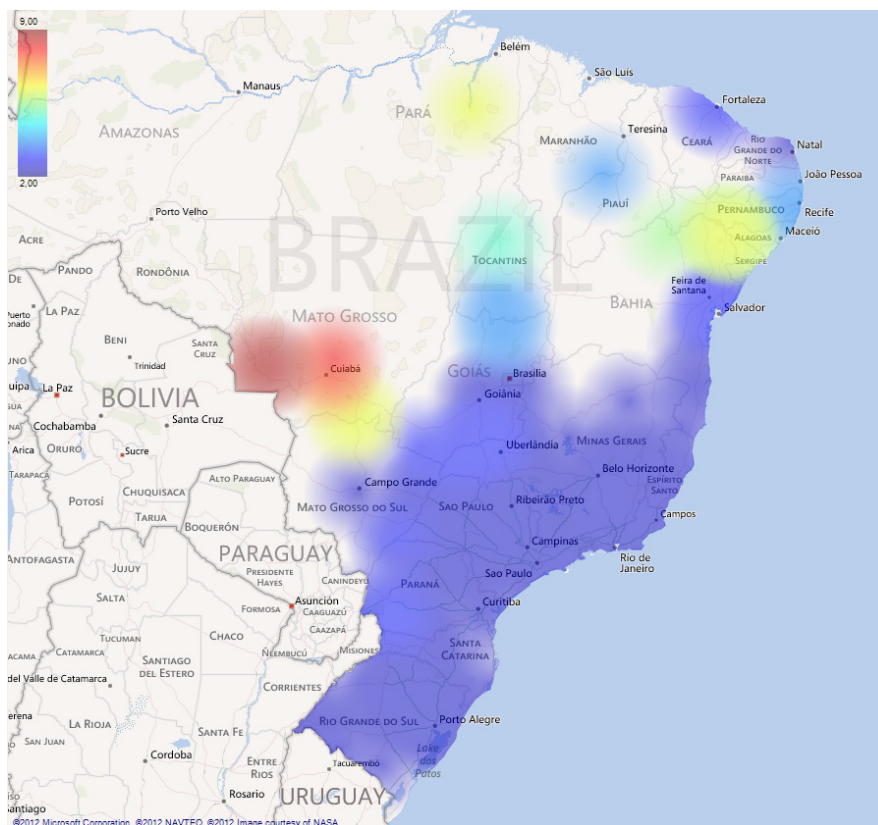


Fig. 4.18 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 0,75).

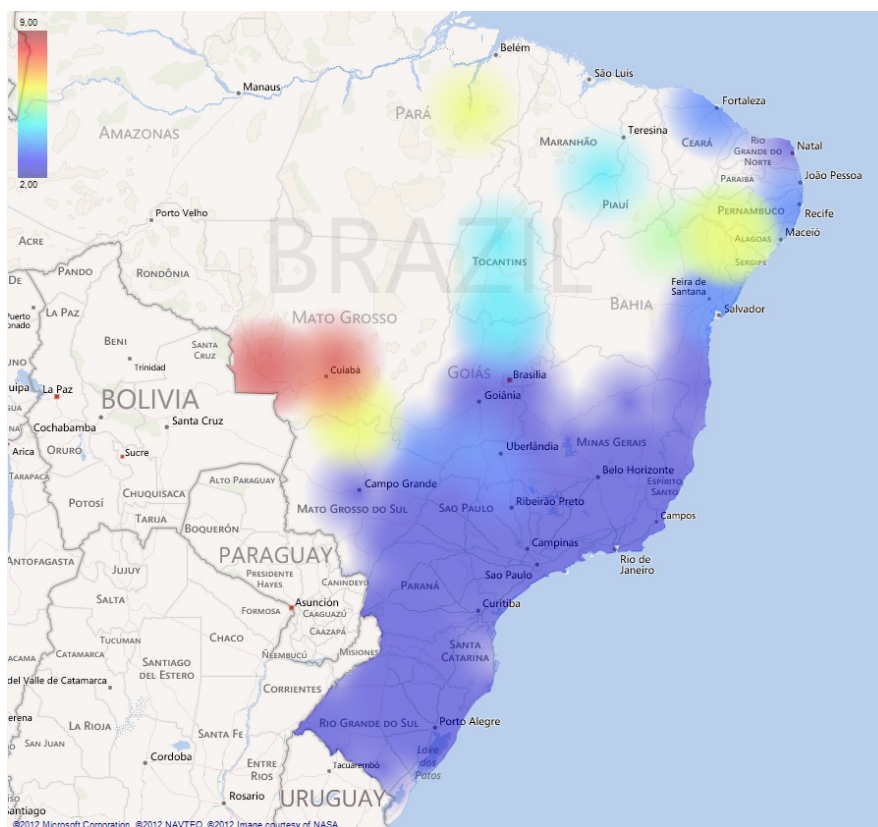


Fig. 4.19 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,00).

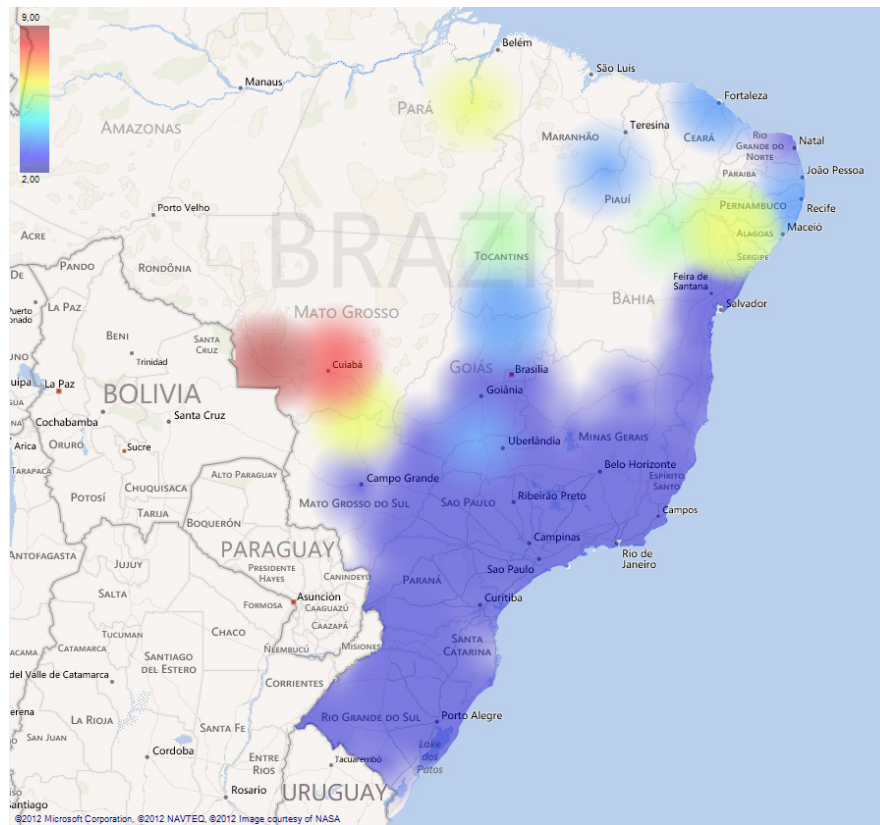


Fig. 4.20 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,25).

Observa-se que em todos esses casos simulados há uma grande região, que possui a tarifa mais baixa considerando cada caso (e.g., na cor azul mais escura), que agregam alguns agentes de geração das regiões geográficas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Isto pode ser explicado devido a maior ponderação (i.e., consideração de 8/12) do caso de despacho original, onde este aspecto já havia sido observado.

As Figuras 4.21, 4.22, 4.23 e 4.24 ilustram, respectivamente para os passos 1,50, 2,00, 2,50 e 3,50 a disposição das zonas tarifárias para os agentes de geração do SIN, obtidas, novamente, com a condição operativa ponderada de 8/12 para o caso de despacho original e 4/12 para a condição “Norte/Nordeste Importador”.

Nesses casos, observa-se, respectivamente, o estabelecimento de 5, 4, 3 e 2 regiões, onde é calculada uma única tarifa para cada caso. Como era de se esperar, considerando um valor de passo maior, há uma sensível redução na quantidade de regiões avaliadas.

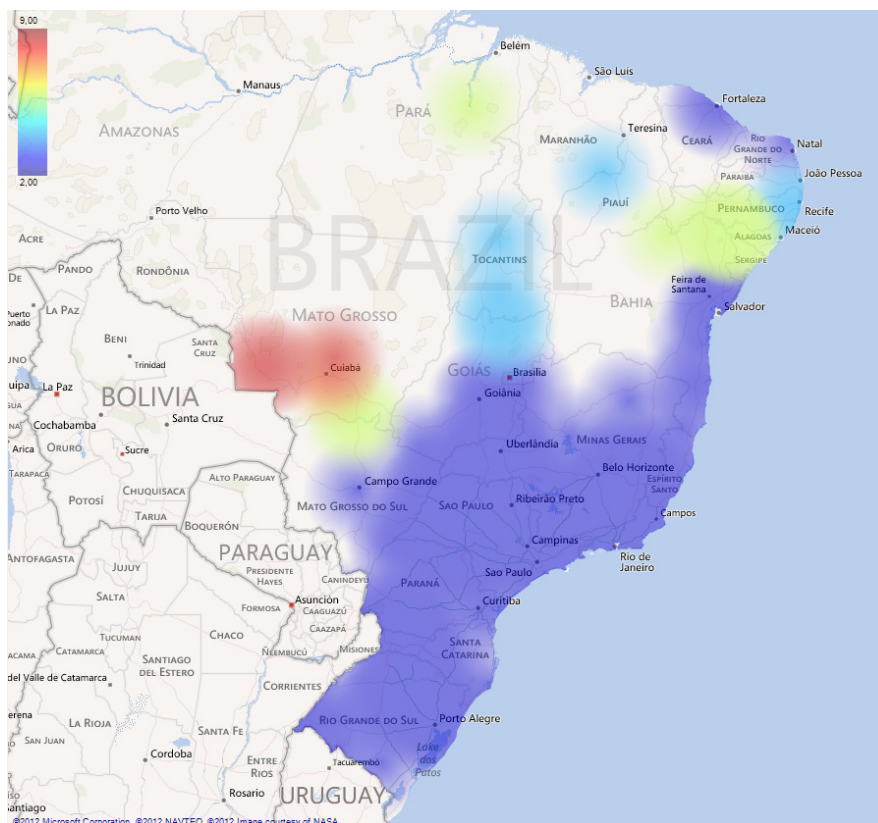


Fig. 4.21 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 1,50).

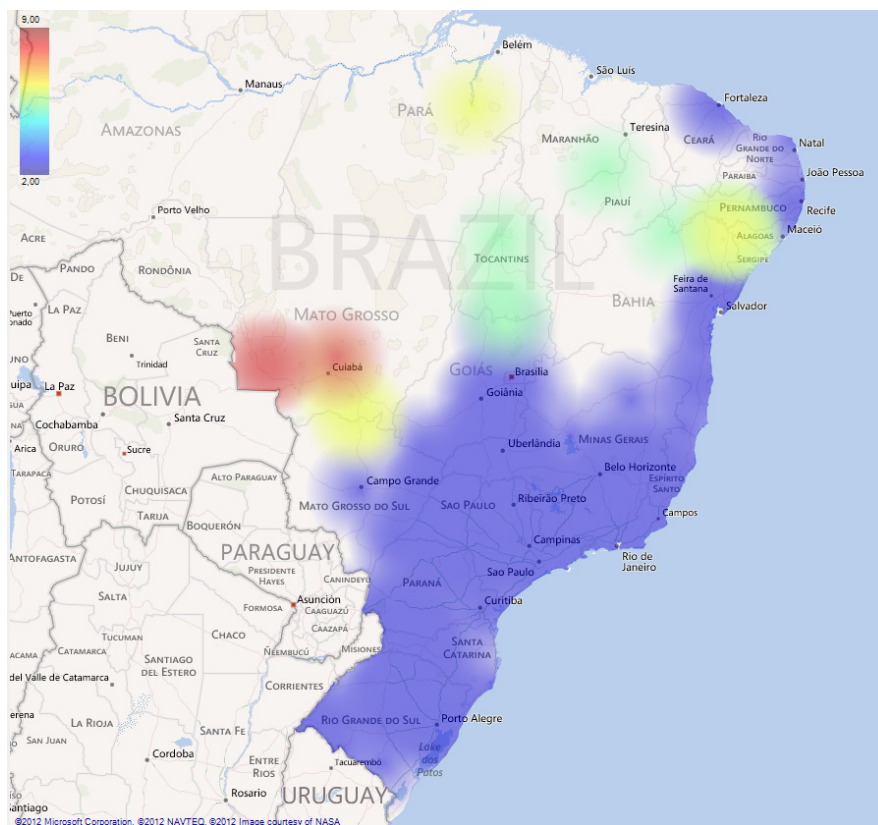


Fig. 4.22 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 2,00).

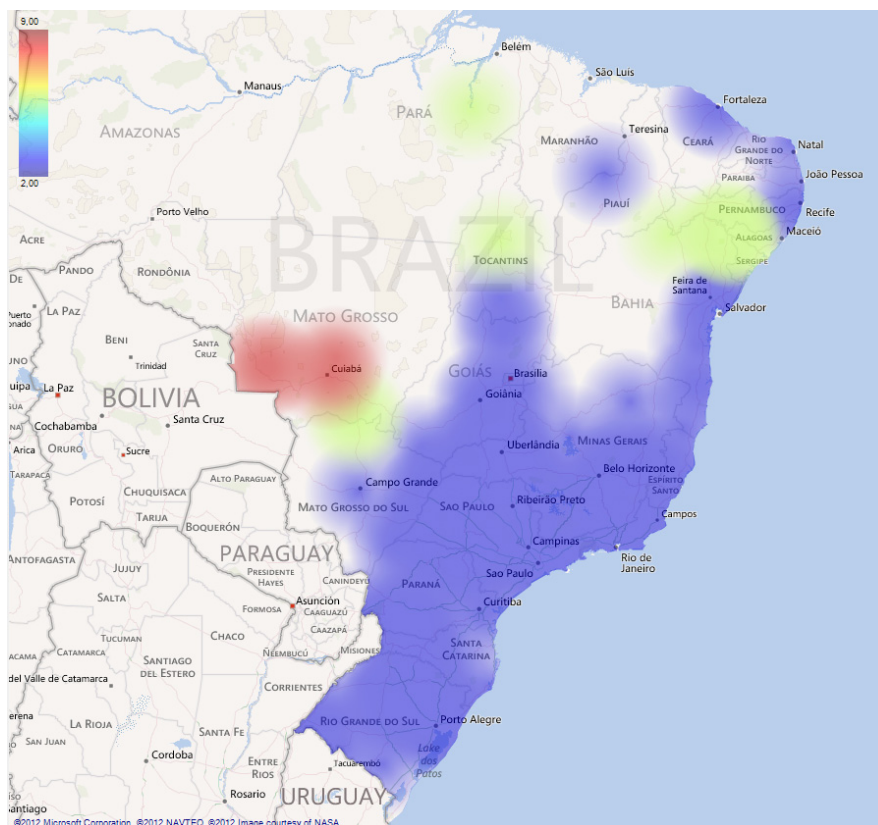


Fig. 4.23 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 2,50).

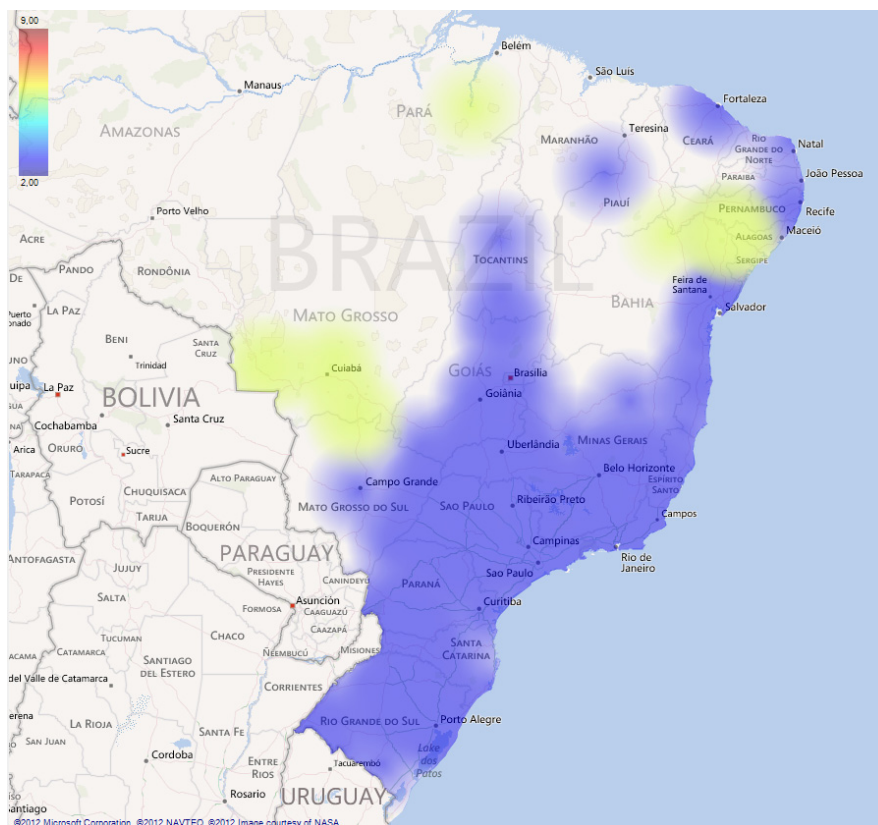


Fig. 4.24 – Representação Gráfica das Tarifas de Geração – Tarifa Zonal (Passo de 3,50).

Nota-se, novamente, que nesses novos casos simulados, considerando um valor de passo maior, há uma região predominante com a menor tarifa em cada caso (e.g., na cor azul mais escura), que agregam a maioria dos agentes de geração do sistema. Esse fato fica evidenciado, nesses novos casos simulados cujo passo tem um valor maior, devido a maior agregação entre os agentes de geração que apresentam tarifas com valores próximos.

O interessante em se notar nessa nova proposta de agregação dos agentes em zonas tarifárias, onde essas tarifas únicas são calculadas em uma etapa posterior à determinação das tarifas nodais individuais, é a diminuição nos valores das dispersões quando comparadas com a proposta de agregação levando-se em conta apenas critérios geopolíticos.

Como observado na seção anterior, se a definição das áreas for feita levando-se em conta apenas critérios geopolíticos, considerando as 4 regiões do Sistema Elétrico Brasileiro, as tarifas zonais representarão a média de tarifas nodais significativamente diferentes, como visto em alguns casos da região Sudeste/Centro-Oeste (i.e., apresentada pela UHE JAURU no valor de 5,6724 \$/MW×mês e UHE GUAPORÉ no valor de 5,6712 R\$/kW×mês).

Do ponto de vista tarifário, este efeito é indesejável, pois prejudica a sinalização locacional presente originalmente nas tarifas finais de uso do sistema de transmissão. Idealmente, a aplicação da tarifação zonal exige a identificação mais adequada possível das áreas (i.e., escolha correta do valor do passo utilizado para divisão das regiões) em função das fronteiras elétricas delimitadas pelo sistema.

Por último, vale salientar que as considerações obtidas neste capítulo para os agentes de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) poderão ser feitas, de maneira similar, para os agentes de carga. Por isso, somente as representações gráficas com as tarifas de geração do SIN aparecem em destaque nesta Tese de Doutorado.

4.8. COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados e análises correspondentes da aplicação da metodologia proposta ao Sistema Interligado Nacional para o ciclo tarifário 2007/2008. Neste estudo, foram consideradas questões como a utilização do despacho proporcional por área, o despacho proporcional Brasil, o cálculo das tarifas considerando múltiplos cenários operativos (i.e., avaliação de um despacho alternativo, denominado “Norte-Nordeste Importador”) e a determinação das tarifas médias por região e das zonas tarifárias.

Os estudos realizados permitiram concluir que:

- A metodologia proposta mostrou-se robusta do ponto de vista elétrico e flexível do ponto de vista tarifário. A utilização efetiva da rede de transmissão é capturada de forma transparente pela tarifa locacional, bem como sua capacidade disponível através da parcela selo. Os encargos relativos às interligações são adequadamente tratados sem a necessidade de se impor condições de despacho específicas;
- Esta flexibilidade torna possível considerar cenários diferentes do propiciado pelo despacho proporcional Brasil, permitindo contemplar todas as situações importantes de utilização da rede (e.g., diversidade hidrológica), que por sua vez, influenciam o posicionamento da “referência virtual” e as tarifas dos participantes.
- O procedimento para a determinação das tarifas médias por região permite o estabelecimento de uma tarifa equivalente tendo como referência as regiões pré-estabelecidas (i.e., regiões geográficas) do sistema. Se essa definição for feita levando-se em conta apenas critérios geopolíticos, as tarifas zonais representarão (a depender da extensão territorial da rede) a média de tarifas nodais significativamente diferentes, tendo como consequência indesejável uma alta dispersão nos valores das tarifas.
- A solução para o problema das altas dispersões nas tarifas regionais foi observado no procedimento proposto, onde a divisão do sistema é realizada através de zonas tarifárias. Como visto neste capítulo, esse método se baseou na obtenção de uma tarifa única, com valores idênticos a todas as barras de uma mesma área do sistema, na qual se utilizou os valores finais da tarifa e não apenas os critérios geopolíticos, como no caso das tarifas regionais.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

ESTA Tese de Doutorado apresentou uma nova metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica únicos ou compostos pela interligação de múltiplos submercados. Inicialmente, o método proposto permitiu decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Apresentou-se também um procedimento para a utilização de dois ou mais pontos de operação no cálculo das tarifas para caracterizar os cenários considerados no planejamento da expansão da transmissão.

A técnica proposta para decomposição de tarifas por subsistema garantiu a aplicabilidade do método a mercados interligados. A partir do procedimento proposto foi possível determinar a responsabilidade de cada participante (ou grupo de participantes) sobre o uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método apresentado também permitiu o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos e de interligação entre as áreas.

O Capítulo 1 apresentou as razões pelas quais o problema de alocação de custos em mercados interligados vem sendo estudado na atualidade, bem como uma revisão bibliográfica sobre tarifação do uso de sistemas de transmissão de energia elétrica, analisando as características de cada método destinado a esta finalidade.

O Capítulo 2 destinou-se à apresentação da metodologia para alocação dos custos dos sistemas de transmissão entre os participantes de mercados de energia elétrica bem como o estabelecimento de critérios para a alocação dos custos dos circuitos internos e de interligação de cada subsistema, com o objetivo de avaliar a flexibilidade da metodologia proposta.

Neste trabalho, preocupou-se apenas com a apresentação de critérios para realizar a alocação dos custos de transmissão, sem se recomendar uma proposta específica. A operacionalização do método de alocação destes custos dependerá, naturalmente, das regras do mercado em questão. Contudo, mais uma vez, nota-se a flexibilidade do método proposto na aderência às regras comerciais, cujo objetivo é a determinação dos custos de transmissão que os agentes provocam em cada um dos submercados.

Um procedimento para o cálculo de tarifas a partir de múltiplos cenários operativos foi proposto no Capítulo 3. Ainda neste capítulo foram avaliados os procedimentos de obtenção de uma tarifa equivalente tendo como referência as regiões pré-estabelecidas do sistema e também a determinação de tarifas zonais, com valores idênticos a todas as barras de uma mesma área. Características importantes da metodologia, como transparência, imparcialidade e flexibilidade foram analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System*.

Por fim, o Capítulo 4 apresentou as aplicações da metodologia proposta com o Sistema Interligado Nacional (SIN) no ciclo tarifário de 2007/2008. Os procedimentos para o cálculo de tarifas a partir de múltiplos cenários operativos, a obtenção de uma tarifa equivalente e a determinação de zonas tarifárias foram novamente observadas com esse novo sistema a fim de reavaliar as principais características da metodologia proposta.

Os estudos realizados ainda permitiram concluir que:

- A metodologia proposta (i.e., metodologia TUST) mostrou-se robusta do ponto de vista elétrico e flexível do ponto de vista tarifário. A utilização efetiva da rede de transmissão é capturada de forma transparente pela tarifa locacional, bem como sua capacidade disponível através da parcela selo;
- Os encargos relativos às linhas de interligação entre áreas ou linhas de interesse sistêmico foram adequadamente tratados sem a necessidade de se impor condições de despacho específicas (e.g., despacho proporcional por área), cuja finalidade é simplesmente anular os fluxos nessas interligações;

- O posicionamento da “referência virtual” considerou tanto as distâncias elétricas quanto os montantes de potência (e.g., geração e carga). Assim, a expansão da rede elétrica brasileira com a adição de novas linhas de interligação (i.e., diminuição das distâncias elétricas) e a redefinição dos despachos básicos correspondentes (i.e., aumento dos montantes de potência) determinou o novo posicionamento da “referência virtual” e, conseqüentemente, os novos valores das tarifas nodais;
- A metodologia proposta admitiu a utilização de qualquer condição de carregamento ou despacho para o cálculo das tarifas de transmissão. Além disso, foi possível determinar as tarifas resultantes da ponderação considerando múltiplos cenários operativos utilizados na fase do planejamento da expansão da rede;
- Esta flexibilidade da metodologia tornou possível considerar cenários diferentes do propiciado pelo despacho proporcional Brasil, permitindo contemplar todas as situações importantes de utilização da rede (e.g., cenários de diversidade hidrológica), que por sua vez, influenciam o posicionamento da “referência virtual” e, conseqüentemente, as tarifas dos participantes;
- O procedimento para a determinação das tarifas médias por região permitiu o estabelecimento de uma tarifa equivalente tendo como referência as regiões pré-estabelecidas (i.e., regiões geográficas) do sistema. Se essa definição for feita levando-se em conta apenas critérios geopolíticos, as tarifas zonais representarão (a depender da extensão territorial da rede) a média de tarifas nodais significativamente diferentes, tendo como consequência indesejável uma alta dispersão nos valores dessas tarifas;
- A solução observada para o problema das altas dispersões nas tarifas regionais foi o procedimento de se obter uma tarifa única através dos próprios valores das tarifas finais de transmissão e não apenas critérios geopolíticos. Para tais situações foi proposto o estabelecimento de zonas tarifárias, com valores idênticos a todas as barras de uma mesma área, uniformizando o processo de alocação de custos de transmissão em cada região do sistema.

A seguir, são observadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

1. Realizar uma avaliação probabilística do problema de alocação dos custos do sistema de transmissão, contemplando-se os vários cenários de falhas em unidades geradoras e circuitos, variações na demanda e nas condições hidrológicas, capacidades de transferência, etc.;
2. Estudar a viabilidade da consideração da alocação dos custos de transmissão pelos modelos de otimização energética, i.e., na determinação dos despachos reais das unidades geradoras;
3. Utilizar as séries hidrológicas provenientes do software Newave® para caracterizar e, posteriormente, considerar nas simulações os diversos cenários operativos do sistema interligado com o intuito de valorar os circuitos de interligação (i.e., circuitos de interesse sistêmico) no planejamento da expansão da transmissão;
4. Realizar mais aplicações em sistemas reais, como por exemplo, o Sistema Interligado Nacional em ciclos tarifários a partir de 2011/2012 que possuem algumas inovações nos cálculos das tarifas finais de uso da transmissão (TUST);
5. A consideração de um ponto de operação definido por uma análise de fluxo de potência AC em comparação ao fluxo de potência DC com perdas, onde as perdas são representadas como cargas fictícias em cada circuito nas suas barras terminais, utilizado na metodologia atual;
6. O estabelecimento de novos critérios para a alocação dos custos de transmissão, envolvendo as parcelas de uso e/ou disponibilidade da rede, como, por exemplo, uma classificação das unidades geradoras renováveis.

Finalmente, o desenvolvimento desta Tese de Doutorado gerou a publicação de quatro artigos sendo um em periódico internacional e 3 em congressos. Estes artigos estão listados a seguir:

- A.M. Leite da Silva, J.G. de Carvalho Costa, L.H. Lopes Lima, “A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, artigo aceito para publicação em 2012;
- J.G. de Carvalho Costa, A.M. Leite da Silva, L.H. Lopes Lima, Z.S. Machado Júnior, C.R. Rafael Dornellas, J.C. de Oliveira Mello, A.C. Rennó Guimarães, R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – XXI SNPTEE*, Florianópolis, SC, Brasil, 23-26 de Outubro de 2011;
- L.H. Lopes Lima, A.M. Leite da Silva, J.G. de Carvalho Costa, “Metodologia para Tarifação do Sistema de Transmissão em Mercados de Energia Elétrica Interligados”, *IX Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – IX CLAGTEE*, Mar del Plata, Argentina, 06-09 de Novembro de 2011;
- J.G. de Carvalho Costa, A.M. Leite da Silva, L.H. Lopes Lima, Z.S. Machado Júnior, “Metodologia Flexível para Tarifação da Transmissão: Aplicações ao Sistema Interligado Nacional”, *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – XII SEPOPE*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 20-23 de Maio de 2012.

Deve-se destacar que o artigo apresentado no *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – XXI SNPTEE* foi classificado como o 2º Melhor Artigo no Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos – GPL. Atualmente, encontra-se em processo de submissão um novo artigo para o *IEEE Transactions on Power Systems*.

APÊNDICES

A.1 Generalização da Parcela de Ajuste “ m ” – Proporção Específica

A divisão 50:50% entre geradores e cargas foi escolhida por estar de acordo com a legislação vigente no Brasil, embora a formulação proposta admite a utilização de qualquer proporção específica. Por exemplo, se queremos alocar 25% dos custos para os geradores e 75% dos custos para as cargas, simplesmente:

$$(\pi + \pi_0) \times PG = 0,25 \times CTU \quad \text{e} \quad -(\pi + \pi_0) \times PC = 0,75 \times CTU . \quad (A1)$$

Igualando as duas expressões, temos:

$$\frac{1}{0,25} \times (\pi + \pi_0) \times PG = \frac{1}{0,75} \times (\pi + \pi_0) \times (-PC) . \quad (A2)$$

Com a nova condição estabelecida em (A2), devemos substituí-la em (2.20), e, depois do desenvolvimento a seguir, pode-se determinar o novo valor do ajuste “ m ”. Assim:

$$\frac{1}{0,25} \times \pi \times PG + \frac{1}{0,25} \times \pi_0 \times PG = -\frac{1}{0,75} \times \pi \times PC - \frac{1}{0,75} \times \pi_0 \times PC$$

$$\frac{1}{0,25} \times \pi_0 \times PG + \frac{1}{0,75} \times \pi_0 \times PC = -\frac{1}{0,25} \times \pi \times PG - \frac{1}{0,75} \times \pi \times PC$$

$$\frac{0,75}{0,25} \times \pi_0 \times PG + \pi_0 \times PC = -\frac{0,75}{0,25} \times \pi \times PG - \pi \times PC$$

$$\pi_0 \times \left(\frac{0,75}{0,25} PG + PC \right) = -\pi \times \left(\frac{0,75}{0,25} PG + PC \right)$$

$$m \times \left(\frac{0,75}{0,25} \sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i \right) = -\pi \times \left(\frac{0,75}{0,25} PG + PC \right)$$

Então:

$$m = \frac{-\pi \times \left(\frac{0,75}{0,25} PG + PC \right)}{\frac{0,75}{0,25} \sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (A3)$$

Se ρ é definido como a relação entre a porcentagem do custo total atribuído às cargas e a porcentagem dos custos atribuídos aos geradores, a expressão (2.21) pode ser substituída por:

$$m = \frac{-\pi \times (\rho \times PG + PC)}{\rho \times \sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad (A4)$$

Portanto, para a proporção de 50:50%, utilizada no Sistema Elétrico Brasileiro, temos $\rho = 1$ e, para a atribuição de 25:75%, utilizada em países como Inglaterra e Suécia, temos $\rho = 3$.

Assim, pode-se notar que o ajuste m pode ser calculado por (A4), a fim de se obter a proporção desejada. Deve-se notar que o ajuste é idêntico para todas as barras do sistema e a sua adição às tarifas iniciais tem o mesmo efeito que a substituição da barra de referência utilizada para a análise do fluxo de potência DC por um barramento de referência fictício, em que a proporção desejada é garantida.

A.2 IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Decomposição Original

```
=====
PROGRAMA TUST - ENTRADA DE DADOS
=====
```

TITU

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS

DBAR

```
(Num) OETGb ( nome ) Gl ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( Pl ) ( Ql ) ( Are )
  1  1  BARRA_01      1.  0.172      108.      1
  2  1  BARRA_02      1.  0.172      97.      1
  3  0  BARRA_03      1.  0.      180.      1
  4  0  BARRA_04      1.  0.      74.      1
  5  0  BARRA_05      1.  0.      71.      1
  6  0  BARRA_06      1.  0.      136.      1
  7  1  BARRA_07      1.  0.240      125.      1
  8  0  BARRA_08      1.  0.      171.      1
  9  0  BARRA_09      1.  0.      175.      1
 10  0  BARRA_10      1.  0.      195.      1
 11  0  BARRA_11      1.  0.      2
 12  0  BARRA_12      1.  0.      2
 13  2  BARRA_13      1.  0.      265.      2
 14  0  BARRA_14      1.  0.      194.      3
 15  1  BARRA_15      1.  0.200      317.      3
 16  1  BARRA_16      1.  0.130      100.      3
 17  0  BARRA_17      1.  0.      3
 18  1  BARRA_18      1.  0.350      333.      3
 19  0  BARRA_19      1.  0.      181.      2
 20  0  BARRA_20      1.  0.      128.      2
 21  1  BARRA_21      1.  0.350      3
 22  1  BARRA_22      1.  0.270      3
 23  1  BARRA_23      1.  0.550      2
 24  0  BARRA_24      1.  0.      2
99999
```

DGER

```
(No ) O (Pmn ) (Pmx ) ( Fp ) (FpR) (FPn) (Fa) (Fr) (Ag) ( Xq ) (Sno)
  1      0.  192.0      1.
  2      0.  192.0      1.
  7      0.  300.0      1.
 13      0.  591.0      1.
 15      0.  215.0      1.
 16      0.  155.0      1.
 18      0.  400.0      1.
 21      0.  400.0      1.
 22      0.  300.0      1.
 23      0.  660.0      1.
99999
```

99999

DARE				
(Ar	(Xchg)	(	Identificacao da area	) (Xmin) (Xmax)
1		Area	1	
2		Area	2	
3		Area	3	

99999

FIM

A.3 IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Decomposição Original

TITULO

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS

DFLG

(Op) E

LOSS L (Perdas DC.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

POND D (Fator de Ponderacao.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

EPBG 0 (Eliminação Negativos - G.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

EPBC 0 (Eliminacao Negativos - C.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

CRIT 0 (Criterios de Alocação.

Opcoes: [0] - Sem Critério

[1] - Critério 1

[2] - Critério 2

(

DCTT

(De)	(Pa)	NcE	(CustoTotal)	I	(Cap)
1	2	1L	175.0	0	175.0
1	3	1L	175.0	0	175.0
1	5	1L	175.0	0	175.0
2	4	1L	175.0	0	175.0
2	6	1L	175.0	0	175.0
3	9	1L	175.0	0	175.0
3	24	1L	400.0	1	400.0
4	9	1L	175.0	0	175.0
5	10	1L	175.0	0	175.0
6	10	1L	175.0	0	175.0
7	8	1L	175.0	0	175.0
8	9	1L	175.0	0	175.0
8	10	1L	175.0	0	175.0
9	11	1L	400.0	1	400.0
9	12	1L	400.0	1	400.0
10	11	1L	400.0	1	400.0
10	12	1L	400.0	1	400.0
11	13	1L	500.0	0	500.0
11	14	1L	500.0	1	500.0
12	13	1L	500.0	0	500.0
12	23	1L	500.0	0	500.0
13	23	1L	500.0	0	500.0
14	16	1L	500.0	0	500.0
15	16	1L	500.0	0	500.0
15	21	1L	0.0	0	0.0
15	21	2L	1000.0	0	500.0
15	24	1L	500.0	0	500.0
16	17	1L	500.0	0	500.0
16	19	1L	500.0	1	500.0
17	18	1L	500.0	0	500.0
17	22	1L	500.0	0	500.0
18	21	1L	0.0	0	0.0
18	21	2L	1000.0	0	500.0
19	20	1L	0.0	0	0.0
19	20	2L	1000.0	0	500.0
20	23	1L	0.0	0	0.0
20	23	2L	1000.0	0	500.0
21	22	1L	500.0	0	500.0

99999

A.4 IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Decomposição Original

```
=====
Fluxo de Potencia
=====
```

```
Modelo DC com Perdas
Despacho Informado
```

```
Status do Caso      : CONVERGENTE
Numero de Iteracoes:    4
Perdas Estimadas MW:  36.29
```

```
Resultados de Barras
```

```
=====
Bar  Sub  Graus      Pger      Pcar      Pfic
      MW      MW      MW
-----
   1   1  -9.90      172.00    108.00     0.33
   2   1  -9.96      172.00     97.00     0.69
   3   1  -9.87           180.00     0.40
   4   1 -12.51           74.00     0.38
   5   1 -12.65           71.00     0.35
   6   1 -15.06           136.00    1.04
   7   1  -9.79      240.00    125.00    0.97
   8   1 -13.80           171.00    1.34
   9   1 -10.17           175.00    0.85
  10   1 -11.91           195.00    1.24
  11   2  -4.71           1.53
  12   2  -3.67           2.97
  13   2   0.00      452.29    265.00    2.25
  14   3  -2.50           194.00    2.28
  15   3   4.57      200.00    317.00    3.32
  16   3   3.94      130.00    100.00    3.23
  17   3   7.78           2.29
  18   3   8.89      350.00    333.00    0.28
  19   2   3.14           181.00    0.24
  20   2   4.51           128.00    0.61
  21   3   9.78      350.00           3.12
  22   3  15.33      270.00           1.91
  23   2   6.05      550.00           3.12
  24   2  -0.98           1.54
-----
Tot                2886.29    2850.00    36.29
=====
```

Resultados de Circuitos

De	Pa	cir	Capn MW	Fluxo MW	Fpond	Perdas MW
1	2	1	175.00	7.14	0.04	0.00
1	3	1	175.00	-0.25	0.00	0.00
1	5	1	175.00	56.78	0.32	0.66
2	4	1	175.00	35.10	0.20	0.38
2	6	1	175.00	46.35	0.26	1.00
3	9	1	175.00	4.42	0.03	0.01
3	24	1	400.00	-185.06	0.46	0.79
4	9	1	175.00	-39.28	0.22	0.39
5	10	1	175.00	-14.57	0.08	0.05
6	10	1	175.00	-90.70	0.52	1.09
7	8	1	175.00	114.03	0.65	1.94
8	9	1	175.00	-38.35	0.22	0.59
8	10	1	175.00	-19.96	0.11	0.16
9	11	1	400.00	-113.68	0.28	0.30
9	12	1	400.00	-135.39	0.34	0.42
10	11	1	400.00	-149.88	0.37	0.52
10	12	1	400.00	-171.59	0.43	0.68
11	13	1	500.00	-172.67	0.35	1.79
11	14	1	500.00	-92.42	0.18	0.45
12	13	1	500.00	-134.42	0.27	1.08
12	23	1	500.00	-175.53	0.35	3.76
13	23	1	500.00	-122.05	0.24	1.63
14	16	1	500.00	-288.70	0.58	4.10
15	16	1	500.00	63.91	0.13	0.09
15	21	1		-185.42	0.00	2.13
15	21	2	500.00	-185.42	0.37	2.13
15	24	1	500.00	186.60	0.37	2.29
16	17	1	500.00	-258.57	0.52	2.17
16	19	1	500.00	60.55	0.12	0.11
17	18	1	500.00	-135.67	0.27	0.33
17	22	1	500.00	-125.19	0.25	2.08
18	21	1		-59.47	0.00	0.11
18	21	2	500.00	-59.47	0.12	0.11
19	20	1		-60.35	0.00	0.18
19	20	2	500.00	-60.35	0.12	0.18
20	23	1		-124.65	0.00	0.43
20	23	2	500.00	-124.65	0.25	0.43
21	22	1	500.00	-142.90	0.29	1.75

Resultados de Interligações

De	Pa	Capn MW	Fluxo MW	Fpond	Perdas MW
3	24	400.00	-185.06	0.46	0.79
9	11	400.00	-113.68	0.28	0.30
9	12	400.00	-135.39	0.34	0.42
10	11	400.00	-149.88	0.37	0.52
10	12	400.00	-171.59	0.43	0.68
11	14	500.00	-92.42	0.18	0.46
16	19	500.00	60.55	0.12	0.11

A.5 IEEE-RTS: Alocação de Custos – Decomposição Original

```
=====
Tarifas Nodais de Transmissão - $/MW.Ano
=====
```

```
Fatores de ponderacao:      Nao
Eliminacao de payback G:    Nao
Eliminacao de payback C:    Nao
```

```
Tarifas Iniciais (TI)
```

```
=====
Barra Sub  Area   1  Area   2  Area   3      Final
-----
```

1	1	-0.7157	-0.9377	0.1738	-1.4796
2	1	-1.6519	-0.9396	0.1658	-2.4257
3	1	-0.2770	-0.8759	0.4249	-0.7280
4	1	-2.3730	-0.9453	0.1429	-3.1754
5	1	-1.8788	-0.9505	0.1216	-2.7076
6	1	-2.1936	-0.9581	0.0908	-3.0609
7	1	-1.0970	-0.9569	0.0956	-1.9583
8	1	-2.0970	-0.9569	0.0956	-2.9583
9	1	-1.1447	-0.9499	0.1241	-1.9706
10	1	-1.0492	-0.9639	0.0672	-1.9459
11	2	-0.0061	-1.1420	0.0061	-1.1421
12	2	-0.0297	-0.8101	0.0293	-0.8106
13	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	3	0.0790	-0.4512	-0.0779	-0.4501
15	3	0.2110	-0.7517	1.9297	1.3890
16	3	0.1582	-0.7389	0.8440	0.2633
17	3	0.1767	-0.7434	1.6196	1.0529
18	3	0.1856	-0.7455	2.3681	1.8082
19	2	0.1181	-0.8886	-0.1165	-0.8869
20	2	0.0838	-0.0169	-0.0826	-0.0158
21	3	0.1935	-0.7475	3.1420	2.5881
22	3	0.1869	-0.7459	3.5457	2.9868
23	2	0.0651	0.9131	-0.0642	0.9140
24	2	0.4067	-0.7992	0.7368	0.3443

```
-----
```

```
Ajustes Adicionais
```

```
=====
Cte  Area  1  Area  2  Area  3      Total
-----
```

m	0.3465	0.5385	-0.8841	0.0009
dC	-0.0016	0.0007	0.0001	-0.0008
kG	0.4985	0.5947	0.7359	1.8291
kC	0.5048	0.6023	0.7453	1.8524

```
=====
```

Tarifas Locacionais da Geracao

Barra	Sub	Area	1	Area	2	Area	3	Final
1	1	-0.3692	-0.3992	-0.7103	-1.4787			
2	1	-1.3054	-0.4011	-0.7182	-2.4248			
3	1	0.0694	-0.3374	-0.4592	-0.7271			
4	1	-2.0265	-0.4068	-0.7412	-3.1745			
5	1	-1.5323	-0.4120	-0.7624	-2.7067			
6	1	-1.8471	-0.4196	-0.7933	-3.0600			
7	1	-0.7505	-0.4184	-0.7884	-1.9574			
8	1	-1.7505	-0.4184	-0.7884	-2.9574			
9	1	-0.7983	-0.4114	-0.7600	-1.9697			
10	1	-0.7027	-0.4254	-0.8169	-1.9450			
11	2	0.3403	-0.6035	-0.8780	-1.1412			
12	2	0.3168	-0.2717	-0.8548	-0.8097			
13	2	0.3465	0.5385	-0.8841	0.0009			
14	3	0.4254	0.0873	-0.9619	-0.4492			
15	3	0.5575	-0.2132	1.0456	1.3899			
16	3	0.5047	-0.2004	-0.0400	0.2642			
17	3	0.5232	-0.2049	0.7355	1.0538			
18	3	0.5320	-0.2070	1.4841	1.8091			
19	2	0.4646	-0.3501	-1.0005	-0.8861			
20	2	0.4303	0.5215	-0.9667	-0.0149			
21	3	0.5400	-0.2090	2.2579	2.5890			
22	3	0.5334	-0.2074	2.6616	2.9877			
23	2	0.4116	1.4515	-0.9482	0.9149			
24	2	0.7532	-0.2607	-0.1473	0.3452			

Tarifas Locacionais das Cargas

Barra	Sub	Area	1	Area	2	Area	3	Final
1	1	0.3676	0.3999	0.7104	1.4778			
2	1	1.3038	0.4018	0.7183	2.4240			
3	1	-0.0711	0.3381	0.4593	0.7263			
4	1	2.0249	0.4075	0.7413	3.1737			
5	1	1.5307	0.4127	0.7625	2.7059			
6	1	1.8455	0.4203	0.7934	3.0592			
7	1	0.7489	0.4191	0.7885	1.9565			
8	1	1.7489	0.4191	0.7885	2.9565			
9	1	0.7966	0.4121	0.7601	1.9688			
10	1	0.7011	0.4261	0.8170	1.9442			
11	2	-0.3420	0.6042	0.8781	1.1404			
12	2	-0.3185	0.2724	0.8549	0.8088			
13	2	-0.3481	-0.5378	0.8842	-0.0017			
14	3	-0.4271	-0.0866	0.9620	0.4483			
15	3	-0.5592	0.2139	-1.0455	-1.3907			
16	3	-0.5063	0.2011	0.0401	-0.2651			
17	3	-0.5248	0.2056	-0.7354	-1.0546			
18	3	-0.5337	0.2077	-1.4840	-1.8099			
19	2	-0.4663	0.3508	1.0006	0.8852			
20	2	-0.4319	-0.5208	0.9668	0.0140			
21	3	-0.5417	0.2097	-2.2578	-2.5898			
22	3	-0.5351	0.2081	-2.6615	-2.9885			
23	2	-0.4132	-1.4508	0.9483	-0.9157			
24	2	-0.7548	0.2614	0.1474	-0.3460			

Tarifas Finais da Geracao

Barra	Sub	Area	1	Area	2	Area	3	Final
1	1	0.1293		0.1955		0.0256		0.3504
2	1	-0.8070		0.1936		0.0177		-0.5957
3	1	0.5679		0.2573		0.2768		1.1020
4	1	-1.5281		0.1879		-0.0053		-1.3454
5	1	-1.0338		0.1827		-0.0265		-0.8776
6	1	-1.3487		0.1751		-0.0573		-1.2309
7	1	-0.2520		0.1763		-0.0525		-0.1283
8	1	-1.2520		0.1763		-0.0525		-1.1283
9	1	-0.2998		0.1833		-0.0241		-0.1406
10	1	-0.2043		0.1693		-0.0810		-0.1160
11	2	0.8388	-0.0088		-0.1421			0.6879
12	2	0.8153	0.3230		-0.1189			1.0194
13	2	0.8450	1.1332		-0.1481			1.8300
14	3	0.9239	0.6820		-0.2260			1.3799
15	3	1.0560	0.3815		1.7815			3.2190
16	3	1.0031	0.3943		0.6959			2.0933
17	3	1.0216	0.3898		1.4714			2.8829
18	3	1.0305	0.3877		2.2200			3.6381
19	2	0.9631	0.2446		-0.2646			0.9430
20	2	0.9288	1.1162		-0.2308			1.8142
21	3	1.0385	0.3857		2.9938			4.4181
22	3	1.0319	0.3873		3.3975			4.8168
23	2	0.9100	2.0462		-0.2123			2.7440
24	2	1.2516	0.3340		0.5886			2.1743

Tarifas Finais das Cargas

Barra	Sub	Area	1	Area	2	Area	3	Final
1	1	0.8724		1.0022		1.4557		3.3302
2	1	1.8086		1.0041		1.4636		4.2763
3	1	0.4337		0.9404		1.2045		2.5787
4	1	2.5297		1.0098		1.4866		5.0261
5	1	2.0355		1.0150		1.5078		4.5583
6	1	2.3503		1.0226		1.5386		4.9115
7	1	1.2537		1.0214		1.5338		3.8089
8	1	2.2537		1.0214		1.5338		4.8089
9	1	1.3014		1.0144		1.5054		3.8212
10	1	1.2059		1.0284		1.5623		3.7966
11	2	0.1628	1.2065		1.6234			2.9927
12	2	0.1864	0.8746		1.6002			2.6612
13	2	0.1567	0.0645		1.6295			1.8506
14	3	0.0777	0.5157		1.7073			2.3007
15	3	-0.0543	0.8162		-0.3002			0.4616
16	3	-0.0015	0.8034		0.7854			1.5873
17	3	-0.0200	0.8079		0.0099			0.7978
18	3	-0.0289	0.8100		-0.7387			0.0425
19	2	0.0386	0.9531		1.7459			2.7376
20	2	0.0729	0.0814		1.7121			1.8664
21	3	-0.0368	0.8119		-1.5125			-0.7374
22	3	-0.0302	0.8103		-1.9162			-1.1361
23	2	0.0916	-0.8486		1.6936			0.9367
24	2	-0.2500	0.8636		0.8927			1.5064

=====

Encargos de Transmissão - \$/Ano

=====

Custos de Uso/Disponibilidade

Parcela	Area 1	Area 2	Area 3	Final
Utiliz.	1222.52	1067.08	1751.85	4041.46
Dispon.	2877.48	3432.92	4248.15	10558.54
Total	4100.00	4500.00	6000.00	14600.00

Encargos Locacionais da Geracao

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	-63.50	-68.66	-122.17	-254.33
2	1	-224.53	-69.00	-123.54	-417.07
7	1	-180.12	-100.42	-189.23	-469.77
13	2	156.71	243.55	-399.86	0.40
15	3	111.50	-42.64	209.12	277.98
16	3	65.61	-26.05	-5.20	34.35
18	3	186.21	-72.46	519.42	633.17
21	3	189.01	-73.14	790.27	906.14
22	3	144.02	-55.99	718.64	806.67
23	2	226.36	798.35	-521.54	503.18
Tot		611.26	533.54	875.92	2020.73

Encargos Locacionais das Cargas

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	39.70	43.19	76.72	159.60
2	1	126.47	38.98	69.68	235.12
3	1	-12.80	60.86	82.67	130.73
4	1	149.84	30.15	54.86	234.85
5	1	108.68	29.30	54.14	192.12
6	1	250.99	57.16	107.90	416.04
7	1	93.61	52.39	98.57	244.56
8	1	299.05	71.67	134.84	505.56
9	1	139.41	72.12	133.01	344.54
10	1	136.71	83.09	159.31	379.12
13	2	-92.25	-142.51	234.30	-0.46
14	3	-82.86	-16.80	186.63	86.97
15	3	-177.25	67.81	-331.42	-440.87
16	3	-50.63	20.11	4.01	-26.51
18	3	-177.72	69.18	-494.16	-602.70
19	2	-84.39	63.50	181.12	160.22
20	2	-55.29	-66.67	123.75	1.80
Tot		611.26	533.54	875.92	2020.73

Encargos 'Selo' da Geracao

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	85.74	102.29	126.58	314.60
2	1	85.74	102.29	126.58	314.60
7	1	119.63	142.73	176.62	438.98
13	2	225.45	268.97	332.85	827.28
15	3	99.69	118.94	147.18	365.82
16	3	64.80	77.31	95.67	237.78
18	3	174.47	208.14	257.57	640.18
21	3	174.47	208.14	257.57	640.18
22	3	134.59	160.57	198.70	493.85
23	2	274.16	327.08	404.76	1006.00
Tot		1438.74	1716.46	2124.08	5279.27

Encargos 'Selo' das Cargas

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	54.52	65.04	80.49	200.06
2	1	48.97	58.42	72.29	179.68
3	1	90.87	108.41	134.15	333.43
4	1	37.36	44.57	55.15	137.08
5	1	35.84	42.76	52.92	131.52
6	1	68.66	81.91	101.36	251.92
7	1	63.10	75.28	93.16	231.55
8	1	86.32	102.99	127.44	316.76
9	1	88.34	105.40	130.43	324.17
10	1	98.44	117.44	145.33	361.21
13	2	133.78	159.60	197.50	490.88
14	3	97.94	116.84	144.59	359.36
15	3	160.03	190.92	236.26	587.20
16	3	50.48	60.23	74.53	185.24
18	3	168.11	200.55	248.18	616.84
19	2	91.37	109.01	134.90	335.28
20	2	64.62	77.09	95.40	237.10
Tot		1438.74	1716.46	2124.08	5279.27

Encargos Finais da Geracao

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	22.23	33.63	4.41	60.27
2	1	-138.80	33.29	3.04	-102.46
7	1	-60.49	42.31	-12.61	-30.79
13	2	382.16	512.53	-67.01	827.68
15	3	211.20	76.30	356.30	643.80
16	3	130.41	51.26	90.47	272.13
18	3	360.68	135.68	776.99	1273.35
21	3	363.47	135.00	1047.85	1546.32
22	3	278.61	104.58	917.34	1300.52
23	2	500.52	1125.43	-116.78	1509.17
Tot		2050.00	2250.00	3000.00	7300.00

Encargos Finais das Cargas

Barra	Sub	Area 1	Area 2	Area 3	Total
1	1	94.22	108.23	157.21	359.66
2	1	175.43	97.40	141.97	414.80
3	1	78.07	169.27	216.82	464.16
4	1	187.20	74.72	110.01	371.93
5	1	144.52	72.06	107.05	323.64
6	1	319.64	139.07	209.26	667.97
7	1	156.71	127.67	191.73	476.11
8	1	385.38	174.66	262.28	822.32
9	1	227.75	177.52	263.44	668.71
10	1	235.15	200.54	304.65	740.33
13	2	41.52	17.09	431.80	490.42
14	3	15.08	100.04	331.22	446.34
15	3	-17.23	258.73	-95.17	146.34
16	3	-0.15	80.34	78.54	158.73
18	3	-9.61	269.73	-245.98	14.14
19	2	6.98	172.51	316.01	495.50
20	2	9.33	10.42	219.15	238.90
Tot		2050.00	2250.00	3000.00	7300.00

Encargos entre Subsistemas - \$/Ano

Parcela Locacional dos Geradores

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	-468.16	-238.08	-434.93	-1141.16
Sub 2	383.07	1041.90	-921.39	503.58
Sub 3	696.35	-270.28	2232.25	2658.31
Total	611.26	533.54	875.92	2020.73

Parcela Locacional das Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	1331.65	538.92	971.69	2842.27
Sub 2	-231.93	-145.68	539.17	161.56
Sub 3	-488.46	140.30	-634.94	-983.10
Total	611.26	533.54	875.92	2020.73

Parcela Locacional dos Geradores + Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	863.50	300.85	536.76	1701.10
Sub 2	151.14	896.22	-382.22	665.14
Sub 3	207.89	-129.99	1597.31	1675.21
Total	1222.52	1067.08	1751.85	4041.46

Parcela 'Selo' dos Geradores

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	291.11	347.30	429.78	1068.19
Sub 2	499.61	596.06	737.60	1833.28
Sub 3	648.01	773.10	956.69	2377.81
Total	1438.74	1716.46	2124.08	5279.27

Parcela 'Selo' das Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	672.42	802.22	992.73	2467.37
Sub 2	289.77	345.70	427.80	1063.26
Sub 3	476.55	568.54	703.55	1748.64
Total	1438.74	1716.46	2124.08	5279.27

Parcela 'Selo' dos Geradores + Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	963.53	1149.52	1422.50	3535.55
Sub 2	789.38	941.76	1165.40	2896.54
Sub 3	1124.57	1341.64	1660.25	4126.45
Total	2877.48	3432.92	4248.15	10558.54

Custos Totais dos Geradores

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	-177.05	109.23	-5.16	-72.98
Sub 2	882.69	1637.96	-183.79	2336.86
Sub 3	1344.36	502.82	3188.94	5036.12
Total	2050.00	2250.00	3000.00	7300.00

Custos Totais das Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	2004.07	1341.14	1964.42	5309.63
Sub 2	57.83	200.02	966.97	1224.82
Sub 3	-11.91	708.84	68.62	765.55
Total	2050.00	2250.00	3000.00	7300.00

Custos Totais dos Geradores + Cargas

Resp	Area 1	Area 2	Area 3	Total
Sub 1	1827.03	1450.37	1959.26	5236.65
Sub 2	940.52	1837.98	783.18	3561.68
Sub 3	1332.46	1211.66	3257.56	5801.67
Total	4100.00	4500.00	6000.00	14600.00

Proporcional Locacional e Selo

AREA	Nome	AREA	Locacional (%)	Selo (%)
1	ZONA HUM		29.82	70.18
2	ZONA DOIS		23.71	76.29
3	ZONA TRES		29.20	70.80

A.6 IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Caso 1

```
=====
PROGRAMA TUST - ENTRADA DE DADOS
=====
```

TITU

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS - CASO 1

DBAR

```
(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc ) ( Pl)( Ql)(Are)
  1  1  BARRA_01      1.  0.172      108.      1
  2  1  BARRA_02      1.  0.172       97.      1
  3  0  BARRA_03      1.  0.      180.      1
  4  0  BARRA_04      1.  0.       74.      1
  5  0  BARRA_05      1.  0.       71.      1
  6  0  BARRA_06      1.  0.      136.      1
  7  1  BARRA_07      1.  0.240     125.      1
  8  0  BARRA_08      1.  0.      171.      1
  9  0  BARRA_09      1.  0.      175.      1
 10  0  BARRA_10      1.  0.      195.      1
 11  0  BARRA_11      1.  0.              1
 12  0  BARRA_12      1.  0.              1
 13  2  BARRA_13      1.  0.      265.      1
 14  0  BARRA_14      1.  0.      194.      1
 15  1  BARRA_15      1.  0.200     317.      1
 16  1  BARRA_16      1.  0.130     100.      1
 17  0  BARRA_17      1.  0.              1
 18  1  BARRA_18      1.  0.350     333.      1
 19  0  BARRA_19      1.  0.      181.      1
 20  0  BARRA_20      1.  0.      128.      1
 21  1  BARRA_21      1.  0.350              1
 22  1  BARRA_22      1.  0.270              1
 23  1  BARRA_23      1.  0.550              1
 24  0  BARRA_24      1.  0.              1
99999
```

DGER

```
(No ) O (Pmn ) (Pmx ) ( Fp) (FpR) (FPn) (Fa) (Fr) (Ag) ( Xq) (Sno)
  1      0.  192.0      1.
  2      0.  192.0      1.
  7      0.  300.0      1.
 13      0.  591.0      1.
 15      0.  215.0      1.
 16      0.  155.0      1.
 18      0.  400.0      1.
 21      0.  400.0      1.
 22      0.  300.0      1.
 23      0.  660.0      1.
99999
```

(De)	d	O d(Pa)NcEP (R%) (X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns
1		2 1 0.26 1.39 175.
1		3 1 5.46 21.12 175.
1		5 1 2.18 8.45 175.
2		4 1 3.28 12.67 175.
2		6 1 4.97 19.20 175.
3		9 1 3.08 11.90 175.
3		24 1 0.23 8.39 400.
4		9 1 2.68 10.37 175.
5		10 1 2.28 8.83 175.
6		10 1 1.39 6.05 175.
7		8 1 1.59 6.14 175.
8		9 1 4.27 16.51 175.
8		10 1 4.27 16.51 175.
9		11 1 0.23 8.39 400.
9		12 1 0.23 8.39 400.
10		11 1 0.23 8.39 400.
10		12 1 0.23 8.39 400.
11		13 1 0.61 4.76 500.
11		14 1 0.54 4.18 500.
12		13 1 0.61 4.76 500.
12		23 1 1.24 9.66 500.
13		23 1 1.11 8.65 500.
14		16 1 0.50 3.89 500.
15		16 1 0.22 1.73 500.
15		21 1 0.63 4.90 500.
15		21 2 0.63 4.90 500.
15		24 1 0.67 5.19 500.
16		17 1 0.33 2.59 500.
16		19 1 0.30 2.31 500.
17		18 1 0.18 1.44 500.
17		22 1 1.35 10.53 500.
18		21 1 0.33 2.59 500.
18		21 2 0.33 2.59 500.
19		20 1 0.51 3.96 500.
19		20 2 0.51 3.96 500.
20		23 1 0.28 2.16 500.
20		23 2 0.28 2.16 500.
21		22 1 0.87 6.78 500.
99999		

```
(Ar      (Xchg)      (      Identificacao da area      ) (Xmin) (Xmax)
  1
99999
FIM
```

A.7 IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Caso 1

TITULO

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS - CASO 1

DFLG

(Op) E

LOSS L (Perdas DC.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

POND D (Fator de Ponderacao.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

EPBG 1 (Eliminação Negativos - G.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

EPBC 1 (Eliminacao Negativos - C.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

CRIT 2 (Criterios de Alocação.

Opcoes: [0] - Sem Critério

[1] - Critério 1

[2] - Critério 2

(

DCTT

(De)	(Pa)	NcE	(CustoTotal)	I	(Cap)
1	2	1L	175.0	0	175.0
1	3	1L	175.0	0	175.0
1	5	1L	175.0	0	175.0
2	4	1L	175.0	0	175.0
2	6	1L	175.0	0	175.0
3	9	1L	175.0	0	175.0
3	24	1L	400.0	1	400.0
4	9	1L	175.0	0	175.0
5	10	1L	175.0	0	175.0
6	10	1L	175.0	0	175.0
7	8	1L	175.0	0	175.0
8	9	1L	175.0	0	175.0
8	10	1L	175.0	0	175.0
9	11	1L	400.0	1	400.0
9	12	1L	400.0	1	400.0
10	11	1L	400.0	1	400.0
10	12	1L	400.0	1	400.0
11	13	1L	500.0	0	500.0
11	14	1L	500.0	1	500.0
12	13	1L	500.0	0	500.0
12	23	1L	500.0	0	500.0
13	23	1L	500.0	0	500.0
14	16	1L	500.0	0	500.0
15	16	1L	500.0	0	500.0
15	21	1L	0.0	0	0.0
15	21	2L	1000.0	0	500.0
15	24	1L	500.0	0	500.0
16	17	1L	500.0	0	500.0
16	19	1L	500.0	1	500.0
17	18	1L	500.0	0	500.0
17	22	1L	500.0	0	500.0
18	21	1L	0.0	0	0.0
18	21	2L	1000.0	0	500.0
19	20	1L	0.0	0	0.0
19	20	2L	1000.0	0	500.0
20	23	1L	0.0	0	0.0
20	23	2L	1000.0	0	500.0
21	22	1L	500.0	0	500.0

99999

A.8 IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Caso 1

```
=====
Fluxo de Potencia
=====
```

```
Modelo DC com Perdas
Despacho Informado
```

```
Status do Caso      : CONVERGENTE
Numero de Iteracoes:    4
Perdas Estimadas MW:  36.29
```

```
Resultados de Barras
```

```
=====
Bar  Sub  Graus      Pger      Pcar      Pfic
      MW      MW      MW
-----
   1   1  -9.90      172.00    108.00     0.33
   2   1  -9.96      172.00     97.00     0.69
   3   1  -9.87           180.00     0.40
   4   1 -12.51           74.00     0.38
   5   1 -12.65           71.00     0.35
   6   1 -15.06           136.00    1.04
   7   1  -9.79      240.00    125.00    0.97
   8   1 -13.80           171.00    1.34
   9   1 -10.17           175.00    0.85
  10   1 -11.91           195.00    1.24
  11   1  -4.71           1.53
  12   1  -3.67           2.97
  13   1   0.00      452.29    265.00    2.25
  14   1  -2.50           194.00    2.28
  15   1   4.57      200.00    317.00    3.32
  16   1   3.94      130.00    100.00    3.23
  17   1   7.78           2.29
  18   1   8.89      350.00    333.00    0.28
  19   1   3.14           181.00    0.24
  20   1   4.51           128.00    0.61
  21   1   9.78      350.00           3.12
  22   1  15.33      270.00           1.91
  23   1   6.05      550.00           3.12
  24   1  -0.98           1.54
-----
Tot                2886.29    2850.00    36.29
=====
```

Resultados de Circuitos

De	Pa	cir	Capn MW	Fluxo MW	Fpond	Perdas MW
1	2	1	175.00	7.14	0.04	0.00
1	3	1	175.00	-0.25	0.00	0.00
1	5	1	175.00	56.78	0.32	0.66
2	4	1	175.00	35.10	0.20	0.38
2	6	1	175.00	46.35	0.26	1.00
3	9	1	175.00	4.42	0.03	0.01
3	24	1	400.00	-185.06	0.46	0.79
4	9	1	175.00	-39.28	0.22	0.39
5	10	1	175.00	-14.57	0.08	0.05
6	10	1	175.00	-90.70	0.52	1.09
7	8	1	175.00	114.03	0.65	1.94
8	9	1	175.00	-38.35	0.22	0.59
8	10	1	175.00	-19.96	0.11	0.16
9	11	1	400.00	-113.68	0.28	0.30
9	12	1	400.00	-135.39	0.34	0.42
10	11	1	400.00	-149.88	0.37	0.52
10	12	1	400.00	-171.59	0.43	0.68
11	13	1	500.00	-172.67	0.35	1.79
11	14	1	500.00	-92.42	0.18	0.45
12	13	1	500.00	-134.42	0.27	1.08
12	23	1	500.00	-175.53	0.35	3.76
13	23	1	500.00	-122.05	0.24	1.63
14	16	1	500.00	-288.70	0.58	4.10
15	16	1	500.00	63.91	0.13	0.09
15	21	1		-185.42	0.00	2.13
15	21	2	500.00	-185.42	0.37	2.13
15	24	1	500.00	186.60	0.37	2.29
16	17	1	500.00	-258.57	0.52	2.17
16	19	1	500.00	60.55	0.12	0.11
17	18	1	500.00	-135.67	0.27	0.33
17	22	1	500.00	-125.19	0.25	2.08
18	21	1		-59.47	0.00	0.11
18	21	2	500.00	-59.47	0.12	0.11
19	20	1		-60.35	0.00	0.18
19	20	2	500.00	-60.35	0.12	0.18
20	23	1		-124.65	0.00	0.43
20	23	2	500.00	-124.65	0.25	0.43
21	22	1	500.00	-142.90	0.29	1.75

Fluxos das Interligacoes Definidas pelo Usuario

BARRA	Nome B. EXPORTADORA	BARRA	Nome B. IMPORTADORA	Fluxo MW
24	BARRA_24	3	BARRA_03	185.06
11	BARRA_11	9	BARRA_09	113.68
12	BARRA_12	9	BARRA_09	135.39
11	BARRA_11	10	BARRA_10	149.88
12	BARRA_12	10	BARRA_10	171.59
14	BARRA_14	11	BARRA_11	92.42
16	BARRA_16	19	BARRA_19	60.55

A.9 IEEE-RTS: Dados de Barras e Circuitos – Caso 2

```
=====
PROGRAMA TUST - ENTRADA DE DADOS
=====
```

TITU

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS - CASO 2

DBAR

(Num)	OETGb	(nome)	G1 (V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(Pl)	(Ql)	(Are)
1	1	BARRA_01	1.	0.172						76.		1
2	1	BARRA_02	1.	0.172						68.		1
3	0	BARRA_03	1.	0.						126.		1
4	0	BARRA_04	1.	0.						52.		1
5	0	BARRA_05	1.	0.						50.		1
6	0	BARRA_06	1.	0.						95.		1
7	1	BARRA_07	1.	0.240						88.		1
8	0	BARRA_08	1.	0.						120.		1
9	0	BARRA_09	1.	0.						123.		1
10	0	BARRA_10	1.	0.						137.		1
11	0	BARRA_11	1.	0.								1
12	0	BARRA_12	1.	0.								1
13	2	BARRA_13	1.	0.						186.		1
14	0	BARRA_14	1.	0.						136.		1
15	1	BARRA_15	1.	0.100						222.		1
16	1	BARRA_16	1.	0. 80						70.		1
17	0	BARRA_17	1.	0.								1
18	1	BARRA_18	1.	0.200						233.		1
19	0	BARRA_19	1.	0.						127.		1
20	0	BARRA_20	1.	0.						90.		1
21	1	BARRA_21	1.	0.200								1
22	1	BARRA_22	1.	0.200								1
23	1	BARRA_23	1.	0.450								1
24	0	BARRA_24	1.	0.								1

99999

DGER

(No)	O	(Pmn)	(Pmx)	(Fp)	(FpR)	(FPn)	(Fa)	(Fr)	(Ag)	(Xq)	(Sno)
1		0.	192.0	1.							
2		0.	192.0	1.							
7		0.	300.0	1.							
13		0.	591.0	1.							
15		0.	215.0	1.							
16		0.	155.0	1.							
18		0.	400.0	1.							
21		0.	400.0	1.							
22		0.	300.0	1.							
23		0.	660.0	1.							

99999

(De	d O d(Pa)NcEP (R%) (X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns
1	2 1 0.26 1.39 175.
1	3 1 5.46 21.12 175.
1	5 1 2.18 8.45 175.
2	4 1 3.28 12.67 175.
2	6 1 4.97 19.20 175.
3	9 1 3.08 11.90 175.
3	24 1 0.23 8.39 400.
4	9 1 2.68 10.37 175.
5	10 1 2.28 8.83 175.
6	10 1 1.39 6.05 175.
7	8 1 1.59 6.14 175.
8	9 1 4.27 16.51 175.
8	10 1 4.27 16.51 175.
9	11 1 0.23 8.39 400.
9	12 1 0.23 8.39 400.
10	11 1 0.23 8.39 400.
10	12 1 0.23 8.39 400.
11	13 1 0.61 4.76 500.
11	14 1 0.54 4.18 500.
12	13 1 0.61 4.76 500.
12	23 1 1.24 9.66 500.
13	23 1 1.11 8.65 500.
14	16 1 0.50 3.89 500.
15	16 1 0.22 1.73 500.
15	21 1 0.63 4.90 500.
15	21 2 0.63 4.90 500.
15	24 1 0.67 5.19 500.
16	17 1 0.33 2.59 500.
16	19 1 0.30 2.31 500.
17	18 1 0.18 1.44 500.
17	22 1 1.35 10.53 500.
18	21 1 0.33 2.59 500.
18	21 2 0.33 2.59 500.
19	20 1 0.51 3.96 500.
19	20 2 0.51 3.96 500.
20	23 1 0.28 2.16 500.
20	23 2 0.28 2.16 500.
21	22 1 0.87 6.78 500.
99999	

```
(Ar      (Xchg)      (      Identificacao da area      ) (Xmin) (Xmax)
1
999999
FIM
```

A.10 IEEE-RTS: Dados de Custo dos Circuitos – Caso 2

TITULO

IEEE Reliability Test System - IEEE-RTS - CASO 2

DFLG

(Op) E

LOSS L (Perdas DC.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

POND D (Fator de Ponderacao.

Opcoes: [D] - Desligado [L] - Ligado

EPBG 1 (Eliminação Negativos - G.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

EPBC 1 (Eliminacao Negativos - C.

Opcoes: [0] - Sem Eliminação

[1] - Eliminação Antes do Selo

[2] - Eliminação Depois do Selo

CRIT 2 (Criterios de Alocação.

Opcoes: [0] - Sem Critério

[1] - Critério 1

[2] - Critério 2

(

DCTT

(De) (Pa) NcE (CustoTotal) I (Cap)

1	2	1L	175.0	0	175.0
1	3	1L	175.0	0	175.0
1	5	1L	175.0	0	175.0
2	4	1L	175.0	0	175.0
2	6	1L	175.0	0	175.0
3	9	1L	175.0	0	175.0
3	24	1L	400.0	1	400.0
4	9	1L	175.0	0	175.0
5	10	1L	175.0	0	175.0
6	10	1L	175.0	0	175.0
7	8	1L	175.0	0	175.0
8	9	1L	175.0	0	175.0
8	10	1L	175.0	0	175.0
9	11	1L	400.0	1	400.0
9	12	1L	400.0	1	400.0
10	11	1L	400.0	1	400.0
10	12	1L	400.0	1	400.0
11	13	1L	500.0	0	500.0
11	14	1L	500.0	1	500.0
12	13	1L	500.0	0	500.0
12	23	1L	500.0	0	500.0
13	23	1L	500.0	0	500.0
14	16	1L	500.0	0	500.0
15	16	1L	500.0	0	500.0
15	21	1L	0.0	0	0.0
15	21	2L	1000.0	0	500.0
15	24	1L	500.0	0	500.0
16	17	1L	500.0	0	500.0
16	19	1L	500.0	1	500.0
17	18	1L	500.0	0	500.0
17	22	1L	500.0	0	500.0
18	21	1L	0.0	0	0.0
18	21	2L	1000.0	0	500.0
19	20	1L	0.0	0	0.0
19	20	2L	1000.0	0	500.0
20	23	1L	0.0	0	0.0
20	23	2L	1000.0	0	500.0
21	22	1L	500.0	0	500.0

99999

A.11 IEEE-RTS: Resultados de Fluxo de Potência – Caso 2

=====
Fluxo de Potencia
=====

Modelo DC com Perdas
Despacho Informado

Status do Caso : CONVERGENTE
Numero de Iteracoes: 4
Perdas Estimadas MW: 18.80

Resultados de Barras

Bar	Sub	Graus	Pger MW	Pcar MW	Pfic MW
1	1	-1.15	172.00	76.00	0.70
2	1	-1.13	172.00	68.00	0.99
3	1	-4.85		126.00	0.34
4	1	-4.72		52.00	0.38
5	1	-4.39		50.00	0.49
6	1	-6.77		95.00	0.74
7	1	1.75	240.00	88.00	1.68
8	1	-3.54		120.00	1.77
9	1	-4.55		123.00	0.11
10	1	-5.22		137.00	0.35
11	1	-2.22			0.29
12	1	-1.14			1.01
13	1	0.00	203.80	186.00	0.87
14	1	-1.51		136.00	0.71
15	1	2.27	100.00	222.00	1.04
16	1	2.20	80.00	70.00	1.01
17	1	4.30			0.88
18	1	4.75	200.00	233.00	0.09
19	1	2.32		127.00	0.23
20	1	3.86		90.00	0.58
21	1	5.39	200.00		1.34
22	1	9.67	200.00		1.04
23	1	5.26	450.00		1.78
24	1	-0.46			0.37
Tot			2017.80	1999.00	18.80

Resultados de Circuitos

De	Pa	cir	Capn MW	Fluxo MW	Fpond	Perdas MW
1	2	1	175.00	-2.26	0.01	0.00
1	3	1	175.00	30.59	0.17	0.48
1	5	1	175.00	66.98	0.38	0.92
2	4	1	175.00	49.51	0.28	0.75
2	6	1	175.00	51.24	0.29	1.22
3	9	1	175.00	-4.34	0.02	0.01
3	24	1	400.00	-91.41	0.23	0.19
4	9	1	175.00	-2.87	0.02	0.00
5	10	1	175.00	16.49	0.09	0.06
6	10	1	175.00	-44.50	0.25	0.26
7	8	1	175.00	150.32	0.86	3.37
8	9	1	175.00	10.72	0.06	0.05
8	10	1	175.00	17.82	0.10	0.13
9	11	1	400.00	-48.50	0.12	0.05
9	12	1	400.00	-71.10	0.18	0.12
10	11	1	400.00	-62.47	0.16	0.09
10	12	1	400.00	-85.07	0.21	0.17
11	13	1	500.00	-81.46	0.16	0.40
11	14	1	500.00	-29.79	0.06	0.05
12	13	1	500.00	-41.62	0.08	0.10
12	23	1	500.00	-115.56	0.23	1.63
13	23	1	500.00	-106.15	0.21	1.23
14	16	1	500.00	-166.50	0.33	1.36
15	16	1	500.00	7.19	0.01	0.00
15	21	1		-111.01	0.00	0.76
15	21	2	500.00	-111.01	0.22	0.76
15	24	1	500.00	91.78	0.18	0.56
16	17	1	500.00	-141.64	0.28	0.65
16	19	1	500.00	-8.68	0.02	0.00
17	18	1	500.00	-53.64	0.11	0.05
17	22	1	500.00	-88.88	0.18	1.05
18	21	1		-43.36	0.00	0.06
18	21	2	500.00	-43.36	0.09	0.06
19	20	1		-67.96	0.00	0.23
19	20	2	500.00	-67.96	0.14	0.23
20	23	1		-113.25	0.00	0.35
20	23	2	500.00	-113.25	0.23	0.35
21	22	1	500.00	-110.08	0.22	1.04

Fluxos das Interligacoes Definidas pelo Usuario

BARRA	Nome B. EXPORTADORA	BARRA	Nome B. IMPORTADORA	Fluxo MW
24	BARRA_24	3	BARRA_03	91.41
11	BARRA_11	9	BARRA_09	48.50
12	BARRA_12	9	BARRA_09	71.10
11	BARRA_11	10	BARRA_10	62.47
12	BARRA_12	10	BARRA_10	85.07
14	BARRA_14	11	BARRA_11	29.79
19	BARRA_19	16	BARRA_16	8.68

REFERÊNCIAS

- [A99] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução No. 281, 1º de outubro de 1999.
- [A11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, NODAL – Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico – versão 4.5, Manual do Usuário, 2011.
- [AEMC10] Australian Energy Market Commission, “Inter-regional transmission charging – ERC0106,” 2010, disponível em: <http://www.aemc.gov.au>.
- [AK09] A. K. Abhyankar, S. A. Khaparde, “Electricity Transmission Pricing: Tracing Based Point-of- Connection Tariff”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 31, No. 1, pp 59–66, Jan. 2009.
- [AKV09] F. Azevedo, H. M. Khodr, Z. A. Vale, “Transmission Cost Allocation Using Cooperative Game Theory: A Comparative Study”, *6th International Conference on the European*, No. 3, pp. 1–6, Aug 2009.
- [AS74] R. J. Aumann, L. S. Shapley, “Values of non-atomic games”, Princeton University Press, New Jersey, USA, 1974.
- [ASK06] A. R. Abhyankar, S. A. Soman, S. A. Khaparde, “Optimization Approach to Real Power Tracing: An Application to Transmission Fixed Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 2, pp. 1350–1361, Jul. 2006.
- [ASK07] A. R. Abhyankar, S. A. Soman, S. A. Khaparde, “Min-Max Fairness Criteria for Transmission Fixed Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 2094–2104, Oct. 2007.
- [B00] J. W. Bialek, “Tracing-Based Unifying Framework for Transmission Pricing of Cross-Border Trades in Europe”, *Int. Conf. on Elec. Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2000, pp. 532–537, Apr. 2000.
- [B97] J. W. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.

- [BBM04] A. Bakirtizis, P. Biskas, A. Maissis, A. Coronides, J. Kabouris, and M. Efstathiou, “Comparison of two methods for long-run marginal cost-based transmission use-of-system pricing”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 148, No. 4, pp. 477-481, Jul. 2004.
- [BK04] J. W. Bialek, P. A. Kattuman, “Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 151, No. 4, pp. 526–532, Jul. 2004.
- [BSP10] R. Bhakar, V. S. Sriram, N. P. Padhy, H. O. Gupta, “Probabilistic Game Approaches for Network Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 51–58, Jan. 2010.
- [BV99] A. R. Bergen, V. Vittal, “Power System Analysis”, 2nd ed., Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 1999.
- [BZ03] J. W. Bialek, S. Ziemianek, “Tracing Based Transmission Pricing of Cross-Border Trades: Fundamentals and Circular Flows”, *Power Tech Conference Proceedings*, 2003, Vol. 3, Jun. 2003.
- [BZW04] J. W. Bialek, S. Ziemianek, R. Wallace, “A Methodology for Allocating Transmission Losses Due to Cross-Border Trades”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1255–1262, Aug. 2004.
- [CBS82] M. C. Caramanis, R. E. Bohn, F. C. Schweppe, “Optimal Spot Pricing: Practice and Theory”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.
- [CCL07] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, “ Z_{bus} Transmission Network Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 342–349, Jan. 2007.
- [CDP93] M. C. Calviou, R. M. Dunnet, P. H. Plumptre, “Charging for Use of Transmission System by Marginal Cost Methods”, *Proceedings of the Power System Computation Conference*, Avignon, France, 1993.
- [DLN03] Y. Dai, X. D. Liu, Y. X. Ni, F. S. Wen, Z. X. Han, C. M. Shen, F. F. Wu, “A Cost Allocation Method for Reactive Power Service Based on Power Flow Tracing”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 64, No. 1, pp 59–65, Jan. 2003.

- [EE09] A. A. Abou El Ela, R. A. El-Sehiemy, “Transmission Usage Cost Allocation Schemes”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 6, pp 926–936, Jun. 2009.
- [EPE05] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico – No. EPE-DEE-RE-042/2005, disponível em: <http://www.epe.gov.br>.
- [ETC05] G. Erli, K. Takahasi, L. Chen, I. Kurihara, “Transmission Expansion Cost Allocation Based on Cooperative Game Theory for Congestion Relief”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 27, No. 1, pp 61–67, Jan. 2005.
- [FSR11] European Commission DG & Florence School of Regulation, “Identifying benefits and allocating costs for cross-border electricity & gas infrastructure projects,” Workshop conclusions by J.M. Glachant and H. Kalfallah, May 2011. Disponível em: <http://www.florence-school.eu>.
- [GCG03] F. D. Galiana, A. J. Conejo, H. A. Gil, “Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, pp. 1425–1431, Nov. 2003.
- [GGC05] H. A. Gil, F. D. Galiana, A. J. Conejo, “Multiarea Transmission Network Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, pp. 1293–1301, Aug. 2005.
- [GH84] D. Granot, G. Huberman, “On the Core and Nucleolus of a Minimum Cost Spanning Tree Games”, *Mathematical Programming*, Vol. 29, No. 3, pp. 323–347, 1984.
- [I79] IEEE APM Subcommittee, IEEE Reliability Test System, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-98, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [IG98] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [JCB07] M. Junqueira, L. C. da Costa, Jr., L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, M. V. F. Pereira, “An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 1532–1546, Nov. 2007.

- [JTR00] Jiuping Pan, Y. Teklu, S. Rahman, K. Jun, “Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, pp. 1218–1224, Nov. 2000.
- [KAS97] D. S. Kirschen, R. N. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- [KL94] R. R. Kovacs, A. L. Leverett, “A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 272–278, Feb. 1994.
- [KS04] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- [L09] L. H. L. Lima, “Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão em Mercados Interligados de Energia Elétrica”, *Dissertação de Mestrado*, UNIFEI, 2009.
- [LCP08] D. A. Lima, J. Contreras, A. Padilha-Feltrin, “A Cooperative Game Theory Analysis for Transmission Loss Allocation”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, No. 2, pp 264–275, Feb. 2008.
- [LCP09] D. A. Lima, J. Contreras, A. Padilha-Feltrin, “An Overview on Network Cost Allocation Methods”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 5, pp 750–758, May 2009.
- [LP04] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, “Allocation of the Costs of Transmission Losses”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 72, No. 1, pp 13–20, Nov. 2004.
- [LS08] S. V. N. L. Lalitha, M. Sydulu, “A Direct Method for Transmission Network Cost Allocation”, *IEEE Reg. 10 Conf. TENCON 2008*, pp. 1–6, Nov. 2008.
- [M96] J. W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed rates: An overview,” *IEEE Trans. on PWRS*, Vol. 11, No. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996.
- [MJ07] Yi Meng, B. Jeyasurya, “Investigation of Transmission Cost Allocation Using a Power Flow Tracing Method”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1–7, Jul. 2007.

- [MM07] L. M. Marangon Lima, J. W. Marangon Lima, “Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil”, *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 988–993, Jul. 2007.
- [M07] L. M. Marangon, “Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarificação do Uso de Sistemas de Transmissão”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2007.
- [MMS03] M. Z. Meah, A. Mohamed, S. Serwan, “Comparative Analysis of Using MW-Mile Methods in Transmission Cost Allocation for the Malaysia Power System”, *Power Engineering Conference*, 2003, pp. 379–382, Dec. 2003.
- [NG11] National Grid – The Connection and Use of System Code (CUSC), Section 14 – Charging Methodologies v1.2, July 2011.
- [NM47] J. Von Neumann, O. Morgenstern, “Theory of Games and Economic Behavior”, Princeton Press, 1947.
- [O99] F. J. Odériz, “Metodologías de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, UPCo – IIT, Madrid, Jan. 1999.
- [OP07] L. Olmos, I. J. Perez-Arriaga, “Evaluation of Three Methods Proposed for the Computation of Inter-TSO Payments in the Internal Electricity Market of the European Union”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 1507–1522, Oct. 2007.
- [PJM10] PJM Report, “A Survey of transmission cost allocation issues, methods and practices,” March 2010, disponível em: www.pjm.com/documents/reports.aspx.
- [RAP06] A. Roy, A. R. Abhyankar, P. Pentayya, S. A. Khaparde, “Electricity Transmission Pricing: Tracing Based Point-of-Connection Tariff for Indian Power System”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Oct. 2006.
- [RD08] N. Ruangchom, P. Damrongkulkamjorn, “Evaluations of Bilateral Transactions in Electricity Markets in Aspects of Optimal Dispatch and Transmission Pricing”, *5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2008, Vol. 2, pp. 961–964, Aug. 2008.

- [RV06] R. Reta, A. Vargas, “Comparative Analysis of Methodologies for Allocating Transmissions Costs Applied to International Interconnections”, *Transm. & Distrib. Conf. and Exposition: Latin America*, No. 1, pp. 1–6, Apr 2007.
- [SA68] G.W. Stagg e A.H. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*, Ed. McGraw-Hill, Ltd., 1968.
- [S53] L. S. Shapley, “Values for n-person Games”, in *Contributions to the Theory of Games*, H. W. Khun and A. W. Tucker, Eds. Princeton, NJ: Princeton University Press, Vol. II, *Annals of Mathematics Studies* No. 28, 1953.
- [SCT88] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, R. E. Bohm, “Spot Pricing of Electricity”, Boston, MA, Kluwer, 1988.
- [SGL89] 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 Trans. on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, pp. 1405–1413, Oct. 1989.
- [SRZ06] F. Sore, H. Rudnick, J. Zolezzi, “Definition of an Efficient Transmission System Using Cooperative Games Theory”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, pp. 1484–1492, Oct. 2006.
- [SSL02] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva e M. T. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP, 2002.
- [TL02] X. Tan, T. T. Lie, “Application of the Shapley Value on Transmission Cost Allocation in the Competitive Power Market Environment”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 149, No. 1, pp. 15–20, Jan. 2002.
- [U05] J. Usaola, “Transmission Cost Allocation in Pool System”, 15th PSCC, Liege, Session 40, Paper 1, Page 1, 22-26 August 2005.
- [Y94] H. P. Young, “Cost Allocation”, in *Handbook of Game Theory*, R. J. Aumann and S. Hart, Eds. New York: Elsevier, Vol. 2, Ch. 34, 1994.
- [ZR02] J. M. Zolezzi, H. Rudnick, “Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002.