



Gabriel Henrique Clemente e Silva

**Proposta Metodológica para Alocação de
Custos de Transmissão Considerando
Múltiplos Cenários de Despacho**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Co-Orientador: Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Rio de Janeiro
Setembro de 2016



Gabriel Henrique Clemente e Silva

Proposta Metodológica para Alocação de Custos de Transmissão Considerando Múltiplos Cenários de Despacho

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

Prof. Delberis Araujo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Co-orientador

Empresa de Pesquisa Energética

Alexandre Street de Aguiar

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Pedro Américo Moretz-Sohn David

Empresa de Pesquisa Energética

Prof. Sérgio Granville

PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2016

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

Gabriel Henrique Clemente e Silva

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência na Universidade Federal Fluminense em 2012. É atualmente analista de energia na PSR e vem atuando na avaliação econômico-financeira de projetos de geração, assessoria estratégica para leilões de energia, estudos de planejamento energético integrado gás-eletricidade e assessoria regulatória para investidores. É Graduate Student Member do IEEE e autor e coautor de artigos técnicos em revistas e conferências nacionais/internacionais.

Ficha Catalográfica

Silva, Gabriel Henrique Clemente e

Proposta metodológica para alocação de custos de transmissão considerando múltiplos cenários de despacho / Gabriel Henrique Clemente e Silva ; orientador: Delberis Araujo Lima ; co-orientador: Luiz Augusto Nóbrega Barroso. – 2016.

131 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2016.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Alocação dos custos de transmissão. 3. Teoria dos jogos cooperativos. 4. Aumann-Shapley. 5. Recuperação dos custos. I. Lima, Delberis Araujo. II. Barroso, Luiz Augusto Nóbrega. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

A toda minha família, em especial às pessoas mais importantes da minha vida,
meus pais: Manuel de Souza e Silva (In memoriam) e Maria do Rosário Clemente
e Silva por todo amor, cuidado e dedicação.

À Helen Borges, por todo carinho, companheirismo, paciência e confiança no meu
trabalho.

Agradecimentos

A todos os amigos PSR, que diariamente contribuem com o meu crescimento pessoal e profissional.

Ao Mário Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade concedida e confiança nas responsabilidades envolvidas. Agradeço pela excelente orientação e troca de idéias em todas as etapas deste trabalho.

Ao co-orientador Luiz Barroso, pela amizade e por todo suporte oferecido não só durante a realização deste trabalho, mas no dia a dia da PSR. Agradeço também pela constante preocupação e pelos incentivos acadêmicos e profissionais.

Ao Sérgio Granville, pelas revisões minuciosas e discussões fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Ao André Granville, Gerson Couto, Luiz Carlos da Costa Júnior, Luiz Maurício Thomé, Ricardo Perez e Silvio Binato por estarem sempre disponíveis a ajudar.

Ao Bernardo Bezerra e Fernando Porrua, pela amizade, por todo o conhecimento compartilhado e sobretudo pela compreensão nos momentos difíceis em que o mestrado impactou na rotina de trabalho.

Ao professor e orientador Delberis Lima, pela motivação, paciência e apoio ao longo de todo o mestrado. Agradeço pela excelente orientação em todas as etapas deste trabalho.

Aos amigos Alexandre Junqueira, Daniel Arias, Eidy Marianne, Fernando Assis, John Vergara, Marcelo Malta e Maxwell Carbajal por todos os momentos compartilhados durante o mestrado.

Aos amigos que embora não compartilhem comigo o ambiente profissional ou acadêmico, foram fundamentais para a conclusão desta etapa, me apoiando nos momentos difíceis e sempre torcendo pelas minhas conquistas. Agradeço especialmente a Jefferson Menas, Matt Wood, Norma Robbs, Renato Vidaurre e Victor Antunes.

À PUC-Rio, pelo auxílio concedido e pelo ótimo ambiente de estudo.

Resumo

E Silva, Gabriel Henrique Clemente; Lima, Delberis Araujo; Barroso, Luiz Augusto Nóbrega. **Proposta Metodológica para Alocação de Custos de Transmissão Considerando Múltiplos Cenários de Despacho**. Rio de Janeiro, 2016. 131p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A consideração dos custos de transmissão associados a cada projeto é fundamental para que as comparações econômicas dos custos totais de geração entre tecnologia sejam realizadas corretamente. Os custos de transmissão tendem a ser elevados para usinas distantes dos centros de carga; ou reduzidos para usinas próximas dos centros de carga. O custo de transmissão de cada agente é calculado a partir de uma tarifa, cujo valor depende do ponto de conexão e deveria refletir o sinal locacional da parcela da rede efetivamente utilizada. As metodologias existentes têm limitações que atenuam consideravelmente o sinal locacional, e, conseqüentemente, necessitam de fatores de ajuste conhecidos como “selo”, que podem ser bastante significativos quando comparados com a parcela locacional. Uma limitação importante das metodologias existentes é não considerar múltiplos cenários de despacho, sobretudo em países com forte presença de hidrelétricas, podendo influenciar bastante a alocação e criar um problema de recuperação de custos. Outro tema abordado é o cálculo da tarifa de transmissão diferenciada por patamar de carga, cujo benefício é possibilitar que os consumidores respondam ao sinal econômico da tarifa de transmissão, aumentando a eficiência econômica. Esta dissertação apresenta uma nova metodologia com base no esquema Aumann-Shapley (AS) que incorpora o tema dos múltiplos cenários de despacho e cálculo da tarifa de transmissão diferenciada por patamar de carga. Para ilustrar a aplicação da metodologia proposta foi utilizado um sistema teste de 3 barras e o sistema elétrico da Bolívia. A metodologia proposta é comparada com as seguintes metodologias: (i) Participações Médias; (ii) Metodologia Nodal ou Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP); e (iii) AS Original. Os resultados mostraram que a utilização da metodologia proposta melhorou significativamente

o sinal locacional, reduzindo a necessidade complementação com a parcela selo da tarifa de transmissão.

Palavras-chave

Alocação dos Custos de Transmissão; Teoria dos Jogos Cooperativos; Aumann-Shapley; Recuperação dos Custos.

Abstract

E Silva, Gabriel Henrique Clemente; Lima, Delberis Araujo (Advisor); Barroso, Luiz Augusto Nóbrega (Co-Advisor). **Methodological Proposal for Allocation of Transmission Costs Taking into Account Multiple Dispatch Scenarios**. Rio de Janeiro, 2016. 131p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The consideration of transmission costs is essential for an isonomic economic valuation of generation projects due to the competition among different sources. The transmission costs tend to be greater for power plants located far from the load centers than for those that are closer. The transmission cost of each agent is calculated through a tariff, whose value depends on the point of connection and might reflect a locational signal of the transmission network's portion effectively used. The existing methodologies have limitations that greatly hinders the locational signal, therefore, is required a complementary charge known as postage stamp that can be quite significant when compared with the locational portion. The existing methodologies do not consider the multiple dispatch scenarios for allocation of the transmission costs, which is a very important issue and can greatly influence the allocation and create a cost recovery problem, especially in countries with a strong presence of hydroelectric plants. Another important issue to be considered in methodologies for allocation of transmission costs is the calculation of the transmission tariff varying in accordance with the load blocks, whose benefit is enable the consumers to respond to the transmission tariff's economic signal, increasing economic efficiency. This thesis presents a new methodology based on the AS scheme that incorporates the multiple dispatch scenarios and provides the calculation of the transmission tariff per load block. To illustrate the application of the proposed methodology, it was used a 3-bus test system and the Bolivian power system. The proposed methodology is compared with the following methods: (i) Average Participation Factors (APF); (ii) Long Run Marginal Cost (LRMC) and (iii) Original AS. The results showed that the use of the proposed methodology

significantly improved the locational signal, reducing the need of the postage stamp portion of the transmission tariff.

Keywords

Allocation of Transmission Costs; Cooperative Game Theory; Aumann-Shapley; Cost Recovery.

Sumário

1	Introdução	17
1.1	A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	20
1.2	Motivação	21
1.3	Objetivos desta dissertação e contribuição	23
1.4	Revisão Bibliográfica	24
1.5	Estrutura da Dissertação	27
2	Descrição do Problema	29
2.1	Esquemas de Mercados de Eletricidade	29
2.1.1	Pagamento por Confiabilidade	30
2.1.2	Licitação de Capacidade Firme	31
2.1.3	Por que o Brasil é Diferente do Resto do Mundo?	32
2.1.4	O Dilema do Regulador: Preço Teto vs. <i>Missing Money</i>	33
2.2	Planejamento da Expansão	35
2.2.1	Modelo Centralizado	35
2.2.2	Modelo Competitivo	36
2.2.3	Tarifa de Transmissão “Ótima”	37
2.3	O Problema da Alocação dos Custos de Transmissão	38
2.3.1	Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão	38
2.3.2	Custos de Transmissão	40
2.3.3	Alocação dos Custos de Transmissão	42
3	Alocação de Custos de Transmissão via Teoria dos Jogos	44
3.1	Teoria dos Jogos Cooperativos	44
3.1.1	Aplicação de Teoria dos Jogos no Setor Elétrico	45
3.1.2	Conceitos Básicos	46
3.1.3	Núcleo de Jogos Cooperativos	48
3.1.4	Determinando os custos de transmissão por um problema de Otimização	49

3.1.5	Alocação de Shapley	52
3.1.6	Alocação de Aumann-Shapley	54
4	Proposta de alocação Aumann-Shapley incorporando múltiplos cenários de despacho e perfil de carga	57
4.1	Múltiplos Cenários de Despacho e Recuperação dos Custos	57
4.2	Perfil de Carga e Eficiência Econômica	59
4.3	Sistema Teste	60
4.4	Caso 1 – Referência	61
4.4.1	Custo Alocado para Geração	62
4.4.2	Custo Alocado para Demanda	63
4.5	Caso 2 – Múltiplos Cenários de Despacho	64
4.5.1	Custo Alocado para Geração	64
4.5.2	Custo Alocado para Demanda	65
4.6	Caso 3 – Múltiplos Cenários de Despacho e Perfil de carga	66
4.6.1	Custo Alocado para Geração	68
4.6.2	Custo Alocado para Demanda	70
5	Estudo de Caso e Discussão dos Resultados	72
5.1	Sistema Bolívia	73
5.1.1	Premissas	74
5.2	Resultados Obtidos	75
5.2.1	Múltiplos Cenários de Despacho e Recuperação dos Custos	84
5.2.2	Perfil de Carga e Eficiência Econômica	85
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	91
7	Referências bibliográficas	94
8	Anexo A – Fluxo de Potência Linearizado	100
8.1	Primeira Lei de Krichhoff	100
8.2	Segunda Lei de Krichhoff	101
8.3	Solução	101

9	Anexo B – Aspectos Teóricos da Metodologia Aumann-Shapley	103
9.1	Alocação de Shapley	104
9.2	Interpretação geométrica do esquema de Shapley	104
9.3	Alocação Shapley modificada	105
9.3.1	Limitações do Esquema Shapley	105
9.3.2	Esquema Shapley modificado	105
9.3.3	Interpretação geométrica do esquema Shapley modificado	106
9.4	Alocação Aumann-Shapley	107
9.4.1	Formulação	107
10	Anexo C – Metodologias para Alocação de Custos	109
10.1	Metodologia Nodal	109
10.1.1	Procedimento de Cálculo	110
10.2	Metodologia Aplicada no Brasil	112
10.2.1	Procedimento de Cálculo	112
10.3	Participações Médias	116
10.3.1	Procedimento de Cálculo	117
10.4	Comparativo das Metodologias para Alocação dos Custos de Transmissão	122
10.4.1	Metodologia Nodal	122
10.4.2	Participações Médias	122
10.4.3	Metodologia Shapley	123
10.4.4	Metodologia Aumann-Shapley Original	123
11	Anexo D – Verificação que o Núcleo pode ser vazio na alocação Aumann-Shapley	125
11.1	Introdução	125
11.2	Formulação do jogo cooperativo	125
11.3	Alocação de Aumann-Shapley	126
11.3.1	Alocação para a demanda	126
11.3.2	Alocação para os geradores	128
11.3.3	Alocação Final	130
11.4	Verificação se Aumann-Shapley está no Núcleo	130
11.5	Verificação se o Núcleo é Não-Vazio	131

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Previsão de expansão da oferta por submercado	17
Figura 1-2 – Evolução da construção de linhas de transmissão da rede básica .	18
Figura 1-3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas.	19
Figura 2-1 – Modelo centralizado da Expansão da Geração e Transmissão	36
Figura 2-2 – Modelo centralizado da Expansão da Geração e Transmissão	37
Figura 2-3 – Representação de um sistema elétrico de potência	39
Figura 3-1 – Sistema teste 5 barras	53
Figura 3-2 – Sistema teste 5 barras	55
Figura 4-1 – Sistema teste 3 barras	60
Figura 4-2 – Fluxo de Potência do Cenário 1	61
Figura 4-3 – Fluxo de Potência do Cenário 2	62
Figura 4-4 – Fluxo de Potência do Cenário 1 (Patamar 1)	66
Figura 4-5 – Fluxo de Potência do Cenário 1 (Patamar 2)	67
Figura 4-6 – Fluxo de Potência do Cenário 2 (Patamar 1)	67
Figura 4-7 – Fluxo de Potência do Cenário 2 (Patamar 2)	67
Figura 4-8 – Demanda em cada patamar de carga	68
Figura 5-1 – Etapas para alocação dos custos de transmissão	73
Figura 5-2 – Mapa da Bolívia.....	74
Figura 5-3 – Sistema de transmissão da Bolívia.....	74
Figura 5-4 – Participações Médias (tarifa de geração).....	76
Figura 5-5 – Participações Médias (tarifa de demanda)	76
Figura 5-6 – Nodal (tarifa de geração).....	77
Figura 5-7 – Nodal (tarifa de demanda).....	77
Figura 5-8 – AS Original (tarifa de geração)	78
Figura 5-9 – AS Original (tarifa de demanda)	78
Figura 5-10 – AS Fluxo Máximo (tarifa de geração).....	79
Figura 5-11 – AS Fluxo Máximo (tarifa de demanda).....	79
Figura 5-12 – Tarifa de Geração para todos os métodos (barra 1 a 32).....	80
Figura 5-13 – Tarifa de Geração para todos os métodos (barra 33 a 64).....	81
Figura 5-14 – Tarifa de Demanda para todos os métodos (barra 1 a 32).....	82
Figura 5-15 – Tarifa de Demanda para todos os métodos (barra 33 a 64).....	83
Figura 5-16 – Percentual de recuperação de custos da parcela locacional	85
Figura 5-17 – Demanda do sistema da Bolívia por Patamar.....	86
Figura 5-18 – Tarifa de Geração por Patamar (barra 1 a 32)	87
Figura 5-19 – Tarifa de Geração por Patamar (barra 33 a 64)	88
Figura 5-20 – Tarifa de Demanda por Patamar (barra 1 a 32)	89
Figura 5-21 – Tarifa de Demanda por Patamar (barra 33 a 64)	90
Figura 9-1 – Função de custo de transmissão.....	103

Figura 9-2– Ordem de entrada é uma trajetória no espaço de agentes.....	104
Figura 9-3 – “Trajetórias” no esquema Shapley modificado.....	106
Figura 9-4 – Trajetórias no espaço de agentes quando o tamanho dos subagentes é infinitesimal.....	107
Figura 10-1– Fator de Ponderação.....	115
Figura 10-2– Princípio da Divisão Proporcional	117

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Alocação de AS	56
Tabela 4.1 – Determinação dos Cenários de Fluxo Máximo	59
Tabela 4.2 – Dados de Linha do Sistema Teste	61
Tabela 4.3 – Cenários de Geração e Demanda (Patamar 1)	61
Tabela 4.4 – Cenários de Geração e Demanda (Patamar 2)	61
Tabela 4.5 – Pagamento da Geração	62
Tabela 4.6 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo	62
Tabela 4.7 – Tarifa Final da Geração	63
Tabela 4.8 – Pagamento da Demanda	63
Tabela 4.9 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo	63
Tabela 4.10 – Tarifa Final da Demanda	64
Tabela 4.11 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo	64
Tabela 4.12 – Pagamento da Geração	64
Tabela 4.13 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo	65
Tabela 4.14 – Tarifa Final da Geração	65
Tabela 4.15 – Pagamento da Demanda	65
Tabela 4.16 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo	66
Tabela 4.17 – Tarifa Final da Demanda	66
Tabela 4.18 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo (Patamar 1)	68
Tabela 4.19 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo (Patamar 2)	68
Tabela 4.20 – Pagamento da Geração	68
Tabela 4.21 – Rateio do montante total arrecadado por patamar na geração	69
Tabela 4.22 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo	70
Tabela 4.23 – Tarifa Final da Geração	70
Tabela 4.24 – Pagamento da Demanda	70
Tabela 4.25 – Rateio do montante total arrecadado por patamar na demanda	71
Tabela 4.26 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo	71
Tabela 4.27 – Tarifa Final na Demanda	71
Tabela 5.1 – Custo e receita requerida pelo sistema Bolívia	75
Tabela 5.2 – Rateio da receita requerida entre geração e demanda	75
Tabela 9.1 – Alocação de Aumann-Shapley	104
Tabela 9.2 – Alocação de Aumann-Shapley com “subdivisão” de agentes	106
Tabela 10.1 – Vantagens e Desvantagens da Metodologia Nodal	122
Tabela 10.2 – Vantagens e Desvantagens do Participações Médias	122
Tabela 10.3 – Vantagens e Desvantagens da Metodologia Shapley	123
Tabela 10.4 – Vantagens da Metodologia Aumann-Shapley Original	124

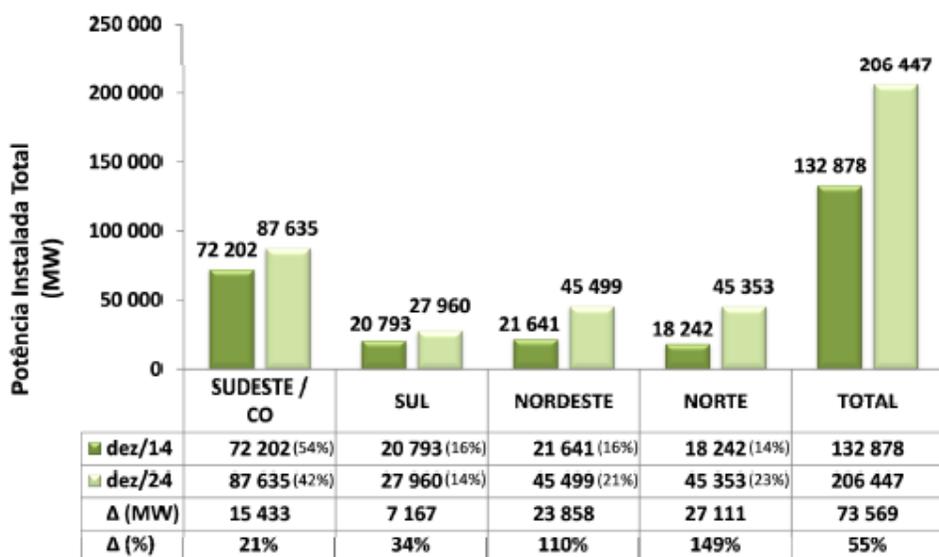
Lista de abreviaturas e siglas

<i>ACL</i>	Ambiente de Contratação Livre
<i>ACR</i>	Ambiente de Contratação Regulado
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>APF</i>	Average Participation Factors
<i>AS</i>	Aumann-Shapley
<i>CCEE</i>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<i>CME</i>	Custo Marginal de Expansão
<i>CMLP</i>	Custo Marginal de Longo Prazo
<i>CMO</i>	Custo Marginal de Operação
<i>CST</i>	Custo de Uso do Sistema de Transmissão
<i>DIT</i>	Demais Instalações de Transmissão
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética
<i>LOLP</i>	Probabilidade de Corte de Carga
<i>LRMC</i>	Long Run Marginal Costs
<i>MME</i>	Ministério de Minas e Energia
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema
<i>PAR</i>	Plano de Ampliação e Reforços
<i>PDE</i>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<i>RAP</i>	Receita Anual Permitida
<i>RB</i>	Rede Básica
<i>RN</i>	Resolução Normativa
<i>SIN</i>	Resolução Normativa
<i>TUST</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1 Introdução

O Brasil possui uma grande extensão territorial e uma forte presença de usinas hidrelétricas que se localizam a grandes distâncias dos principais centros consumidores. Assim, os custos de transmissão podem ser elevados para usinas distantes dos centros de carga, onde a energia produzida é transportada por milhares de quilômetros; ou bastante reduzidos para usinas próximas dos centros de carga.

Nos sistemas elétricos, o *driver* para a expansão do sistema está associado ao aumento da demanda por energia elétrica. De acordo com os dados publicados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) elaborado pela EPE, a previsão é que a expansão na oferta e demanda se mantenha para a próxima década. A projeção indica crescimento médio de 3,9% a.a. para a carga de energia do SIN no período 2014 – 2024, atingindo 692 TWh em 2024. Paralelamente ao crescimento da demanda, está previsto também um crescimento de 55% na oferta para 2024, equivalente a um acréscimo de 73.569 MW na capacidade instalada do SIN, conforme observado na Figura 1-1 [1].



Fonte: EPE.

Figura 1-1 – Previsão de expansão da oferta por submercado

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por instalações de transmissão em níveis de tensão de até 750 kV. De acordo com a Resolução Normativa (RN) nº 067/04 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [2], integram a Rede Básica (RB) as instalações com níveis de tensão igual ou superior a 230 kV. Além das instalações da Rede Básica, também constituem o SIN as Demais Instalações de Transmissão (DIT), que compreendem as linhas de transmissão e equipamentos de subestação.

O reforço das linhas de transmissão existentes e a construção de novas linhas são fundamentais para acompanhar o crescimento da demanda. O sistema de transmissão brasileiro possui atualmente mais de 100 mil km de linhas de alta tensão (> 230 kV) em operação, com 28 mil km licitadas nos últimos 5 anos e expectativa de atingir 138 mil km de linhas até 2017, conforme é possível observar no gráfico da Figura 1-2 [3].

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1312533/CA

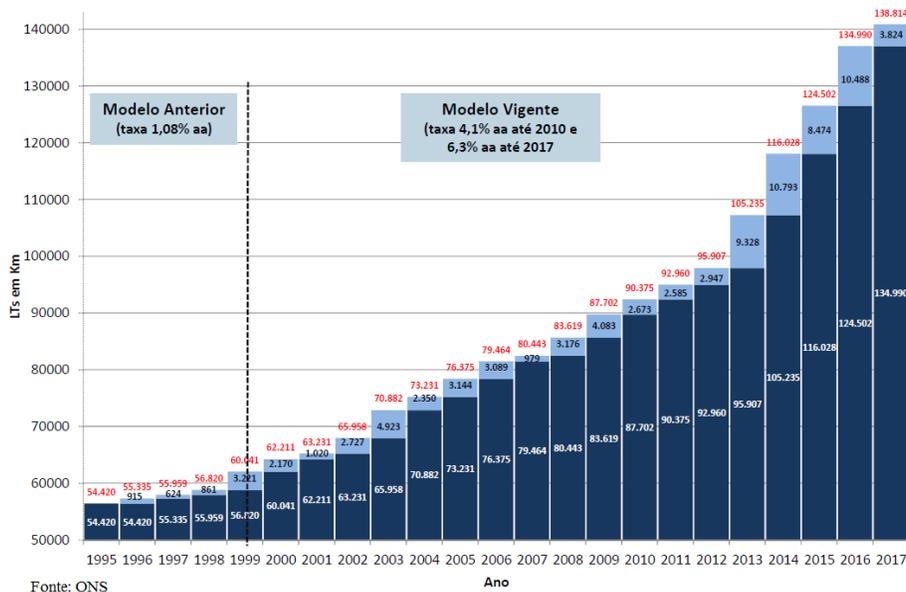


Figura 1-2 – Evolução da construção de linhas de transmissão da rede básica

A Figura 1-3 apresenta de maneira resumida o planejamento da expansão do sistema de transmissão no período 2015 – 2024.

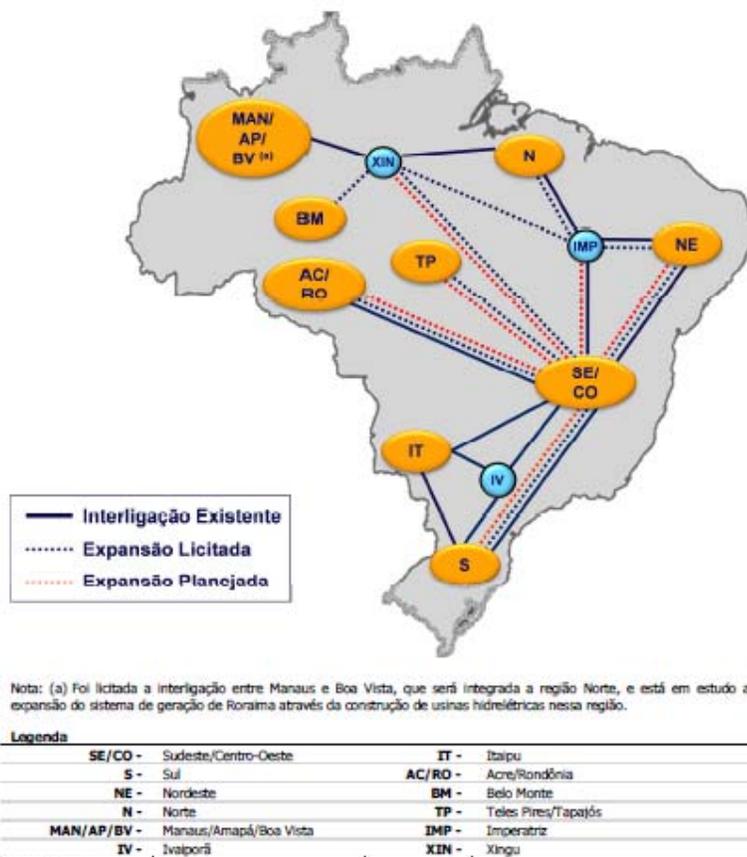


Figura 1-3 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas

O planejamento da expansão do sistema de transmissão leva em consideração a conexão dos novos projetos de geração, o aumento da demanda e as perdas no transporte de energia até os centros de consumo. A expansão da rede de transmissão é feita de acordo com as obras propostas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), respaldadas por estudos conduzidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que cumprindo com suas respectivas atribuições, emitem o Plano de Ampliação e Reforços (PAR) e os Estudos de Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. Por fim, a ANEEL, fiscalizada pelo MME, é o órgão responsável pela homologação das obras e realização dos leilões, onde as empresas disputam o direito de construção e concessão das redes de transmissão. Segundo [4], a dinâmica do leilão funciona como a seguir: a ANEEL publica com antecedência o edital, que contém os dados técnicos dos projetos a serem leiloados, estabelecendo um valor máximo para a remuneração anual da concessionária. Este valor máximo

é denominado Receita Anual Permitida (RAP). A empresa que oferecer o menor valor de remuneração vence o leilão.

Neste contexto, surge o problema da alocação da RAP entre os agentes de geração e consumo que fazem uso do sistema, sendo o tema principal deste trabalho.

1.1

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

A consideração dos custos de transmissão associados a cada projeto é fundamental para que as comparações econômicas dos custos totais de geração entre distintas tecnologias sejam realizadas de forma correta. A expansão da geração tem sido baseada na construção de geração barata em pontos distantes do centro de carga e geração cara em pontos próximos. O custo para escoar energia para pontos mais distantes do centro de carga é mais elevado, logo, projetos com geração mais barata não necessariamente terão o menor custo final, pois os custos de transmissão podem ser bastante significativos. Na regulamentação setorial brasileira, o custo de transmissão de cada agente é valorado através de uma tarifa fixa (em R\$/kW.mês) conhecido como Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), cujo valor depende do ponto de conexão de cada agente. Logo, é essencial que a TUST seja calculada corretamente para que a comparação dos custos finais dos projetos seja feita de forma isonômica.

Idealmente, a TUST deveria refletir o custo da parcela da rede de transmissão efetivamente utilizada por cada gerador, além de objetivar:

1. Remunerar as transmissoras
2. Incentivar a “expansão ótima” da geração
3. Alocar os custos de transmissão de forma justa

Como será visto no decorrer desta dissertação, existe um grande conjunto de metodologias na literatura para calcular as tarifas do uso do sistema de transmissão. A metodologia atualmente adotada para o cálculo da TUST no Brasil, a qual consiste em uma variante da metodologia Nodal [5] com algumas particularidades, é baseada em custos marginais de longo prazo e possui uma série de limitações [6], como: (i) Restrições de modelagem de instalações de transmissão em corrente contínua; (ii) Influência de decisões administrativas

sobre fenômenos físicos; (iii) Problemas associados ao cenário de despacho proporcional utilizado para o cálculo das tarifas; e (iv) Baixos níveis de carregamento dos circuitos da RB, particularmente dos intercâmbios inter-regionais.

Com o objetivo de incentivar a expansão ótima da geração, a metodologia aplicada no Brasil prevê, em teoria, o cálculo de tarifas maiores para agentes localizados em regiões mais distantes dos centros de carga e tarifas menores para agentes localizados em regiões mais próximas dos centros de carga. Esta é a idéia por trás do chamado sinal locacional. Como exemplo, é possível citar o grande número de geradores eólicos localizados no Nordeste do país, que por estarem localizados em regiões menos favoráveis para o sistema (distantes dos grandes centros de carga), possuem tarifas mais elevadas. Em suma, os custos de transmissão podem ser decisivos na análise de viabilidade para novos empreendimentos de geração, uma vez que dependem da localização.

A abordagem brasileira vem sendo estudada, como em [7], com objetivo de solucionar as limitações pontuadas acima. Neste sentido, existem diversas propostas alternativas para tornar o método mais eficiente para as particularidades do sistema brasileiro, como discutido em [8].

1.2 Motivação

Independentemente da necessidade de aperfeiçoamentos na metodologia do cálculo da TUST no Brasil, as metodologias de cálculo da tarifa de transmissão em suas formas mais gerais possuem desafios práticos de implementação, que são a motivação para este trabalho. Nesta dissertação lidamos com dois deles: (i) a necessidade de incorporar o efeito de múltiplos cenários de despacho, com muitas vezes um carregamento dos circuitos inferior à sua capacidade máxima (o que reduz o sinal locacional e aumenta a parcela selo) e (ii) a necessidade de considerar o perfil de consumo (curva de carga) no cálculo da tarifa de transmissão, visando aumentar a eficiência econômica na alocação.

No caso do primeiro tema, o planejamento da expansão da transmissão leva em consideração a projeção de diversos cenários de geração, demanda e custos

futuros¹, que por sua vez irão indicar a necessidade de construção e/ou reforço das linhas de transmissão existentes no sistema. O objetivo deste planejamento é garantir a continuidade da transmissão de forma segura e minimizando o custo total.

Para todos os cenários de geração, demanda e custos futuros utilizados nas simulações, a capacidade projetada das linhas deverá ser suficiente para transportar o fluxo de potência previsto, no entanto, é possível que cenários de alto carregamento das linhas sejam pouco frequentes e com isso o sistema trabalhe abaixo de sua capacidade na maior parte do tempo, ou seja, o carregamento das linhas tende a ser baixo e não é possível, na prática, planejar uma rede de transmissão ótima pelos seguintes motivos:

1. Elevado grau de incerteza nos cenários de demanda e geração utilizados nas simulações;
2. Utilização de padrões internacionais na rede de transmissão, e.g., 230 kV, 500 kV, etc., dificultando o dimensionamento ótimo da rede;
3. Superdimensionamento da rede de transmissão para atendimento do crescimento da demanda, evitando desta forma a realização de novas obras em um espaço curto de tempo;
4. Redução de custos unitários através do ganho de escala obtido em obras de grande porte, o que também contribui para aumentar a capacidade do sistema;
5. Critério de confiabilidade (N-1) tipicamente utilizado requer que seja feito um investimento adicional na rede de transmissão.

Realizar a alocação dos custos de transmissão com base nos custos marginais de cada barra é por definição eficiente, mas não recupera os custos de transmissão. Em função disso foram propostas metodologias com base no uso da rede, no qual a remuneração viria através de um pagamento fixo, como por exemplo a TUST no caso brasileiro, porém como o fator de utilização da rede é baixo em função dos motivos relacionados acima, a recuperação dos custos através destes pagamentos é insatisfatória e é necessário uma complementação

¹ Neste trabalho, cenário tem o significado genérico de hipóteses utilizadas pelo planejador para auxílio na tomada de decisões. Não são considerados, por exemplo, cenários de contingência de linhas de transmissão.

ainda maior do que o pagamento fixo. Ou seja, observa-se o montante arrecado através da parcela locacional da tarifa de transmissão calculada com as metodologias disponíveis na literatura é insuficiente para recuperar o investimento feito pelos agentes e é necessária uma “complementação” através de uma parcela fixa conhecida como selo. De forma geral, o selo atenua o sinal locacional e não incentiva a expansão ótima da geração.

Além disto, os métodos de alocação existentes na literatura não representam a curva de carga do consumidor, utilizando diretamente sua demanda máxima como *proxy* da utilização da rede de transmissão. Esta dissertação reconhece que, caso exista um sinal econômico para tal, consumidores podem modular seu consumo entre as horas de um dia (ou mês ou ano) e com isso melhorar a utilização da infraestrutura e aumentar a eficiência econômica.

1.3 Objetivos desta dissertação e contribuição

O objetivo desta dissertação é propor uma metodologia para alocação dos custos de transmissão que seja justa, eficiente e capaz de melhorar a recuperação dos custos de transmissão da parcela locacional através da incorporação das seguintes propriedades:

- Múltiplos cenários de despacho:
 - O planejador tem a sua disposição diversos cenários de geração para auxiliar na realização da expansão da transmissão. O carregamento das linhas de transmissão irá variar de acordo com cada cenário de geração. Uma abordagem possível para calcular a tarifa de transmissão é considerar o carregamento médio dos circuitos, porém o carregamento médio costuma ser baixo em função das redundâncias do sistema para atender à critérios de confiabilidade, dentre outras razões. Como consequência, a recuperação dos custos do locacional também costuma ser baixa, daí a necessidade de “complementação” através do selo. Esta dissertação propõe resolver este problema alocando os custos de transmissão para cada agente

selecionando somente os cenários de geração em que os circuitos apresentam carregamento máximo.

➤ Perfil de Carga

- A tarifa de transmissão será calculada através de um rateio do montante arrecadado entre os patamares considerando a proporcionalidade dos montantes de carga (maior demanda → maior tarifa) de modo a induzir a racionalidade no uso do sistema elétrico.

A metodologia proposta é baseada no esquema AS, proposto originalmente por [13] [14] e possui duas das três propriedades desejadas em um problema de alocação de custos de qualquer natureza: (i) é economicamente eficiente em termos de sinal locacional; e (ii) fornece alocações robustas quanto à magnitude dos recursos aportados por cada agente. A terceira propriedade relacionada à recuperação dos custos é o principal objetivo deste trabalho.

A metodologia proposta nesta dissertação será aplicada no Sistema da Bolívia e comparada com outras propostas presentes na literatura técnica, dentre elas Participações Médias, Nodal e AS Original.

A contribuição desta dissertação está em considerar as propriedades mencionadas acima na metodologia de alocação de custos de transmissão. Como mencionado antes, os métodos atualmente disponíveis na literatura (discutidos a seguir) não as consideram em sua composição. Vale ressaltar que a incorporação destas propriedades foi implementada na metodologia AS, porém poderia ser implementada em qualquer outra metodologia. A generalidade da proposta é um atributo positivo, pois não restringe a sua implementação à uma determinada metodologia. A razão da escolha da metodologia AS para implementação da proposta se justifica pelas suas vantagens apresentadas na seção 10.4. A metodologia proposta é chamada de AS Fluxo Máximo.

1.4 Revisão Bibliográfica

Em um problema de alocação de custos, diversos agentes com preferências desconhecidas desejam receber um produto ou serviço e cada alocação determina custos diferentes para cada agente.

A aplicação da teoria dos jogos cooperativos [9] [10] [11] [12] no desenvolvimento de métodos de alocação dos custos do sistema de transmissão já foi abordada em [13] [15] [16].

Em [13], a metodologia proposta preserva as propriedades desejáveis nos métodos de Custos Marginais de Longo Prazo (classe de métodos que originou o método Nodal) e método das Participações Médias. Em outras palavras, mantém-se o princípio da superposição do sistema, característico da metodologia marginalista, apresentando paralelamente uma justificativa econômica para a intuição do método das Participações Médias, no qual as injeções de potência atendem preferencialmente as cargas mais próximas.

Em [15], é feito o estudo de um esquema de formação de coalizões descentralizadas em um cenário específico de expansão da transmissão. Os autores primeiro definem quem são os agentes no jogo de expansão e posteriormente fornecem um esquema de coalizão descentralizada com base em valores bilaterais Shapley. Finalmente, com base no histórico de coalizões, os custos totais de expansão são divididos entre os agentes e comparados com as alocações produzidas pelo método que utiliza um esquema centralizado.

Em [16], é desenvolvido um método de repartição dos custos de transmissão entre os agentes. Jogos cooperativos e competitivos são definidos como princípios para soluções justas e alocação eficiente dos custos. O método desenvolvido é aplicável tanto a redes existentes quanto a expansões do sistema e as simulações são feitas com sistemas teste. Comparações com os métodos tradicionais mostram que o método com base em teoria dos jogos cooperativos produz melhores resultados sob o ponto de vista físico e econômico.

Existem diversos exemplos de aplicação de Teoria dos Jogos Cooperativos em vários campos de conhecimento, sobretudo no setor elétrico, na resolução de problemas onde a formação de coalizões entre agentes pode reduzir custos ou aumentar benefícios. Por exemplo, é possível mencionar aplicações na alocação de perdas da transmissão [17] [18], remuneração de geradores que prestam serviços ancilares [19] e na repartição da energia firme de um sistema hidrelétrico [20] e térmico [21].

Um problema comum a maioria das metodologias de alocação de custos é a recuperação dos custos. No contexto da transmissão, este problema está diretamente relacionado ao carregamento das linhas, que em função dos motivos

listados na seção anterior tende a ser baixo. De forma a solucionar este problema é proposta neste trabalho uma metodologia baseada em Teoria do Jogos, onde calcula-se a tarifa de transmissão para cada agente considerando somente o cenário em que os circuitos apresentam fluxo máximo, levando em consideração a linearidade da rede de transmissão. Além disso, como contribuição adicional, a tarifa de transmissão será diferenciada por patamar através de um esquema onde o montante arrecadado é rateado de acordo com a demanda de cada patamar.

Outra área de aplicação de alocação de custos é a de *Mechanism Design* (Desenho de Mecanismos). Em termos gerais *Mechanism Design* é uma área da economia e teoria dos jogos que tem uma abordagem de engenharia para concepção de mecanismos econômicos ou incentivos para se atingir um objetivo desejado em um ambiente estratégico onde os agentes se comportam racionalmente. Um ambiente onde houve nos últimos anos um aumento considerável desses mecanismos é a internet (leilões on-line, roteamento de mensagens, etc.).

O caso mais simples de *Mechanism Design* é o leilão onde vários agentes competem para aquisição de um objeto. Nesse sentido cada agente i tem uma avaliação privada do objeto (v_i), desconhecida do leiloeiro, e submete uma oferta b_i em um envelope fechado. O objetivo do leiloeiro é determinar o ganhador do leilão e o preço associado a ser pago pelo objeto. As regras para esse tipo de leilão devem ser tais que idealmente haja incentivo para que os agentes revelem suas preferências individuais (*strategy proof*) e que o objeto seja arrematado pelo agente que atribua o maior valor para ele (eficiência econômica). Vickrey [22] deu uma solução para esse problema em que o ganhador do leilão é o agente que submeteu a maior oferta e o preço a ser pago é igual a segunda maior oferta.

O problema acima fica mais complexo quando há mais de um objeto (ou serviço) a ser leiloadado e que há um custo associado ao fornecimento do subconjunto de objetos (serviços) que forem arrematados no leilão. Neste caso associado ao leilão há um mecanismo de alocação de custos chamado *cost-sharing mechanism*, que é um protocolo que decide que agentes ganharão o leilão e quais preços serão cobrados para cada um deles. Moulin [23] propôs uma família de procedimentos para resolver esse tipo de problema.

Existem três propriedades desejáveis em leilões de compartilhamento de custos (*cost-sharing mechanism*): (i) incentivo para os agentes revelarem suas

preferências individuais; (ii) eficiência econômica e; (iii) recuperação dos custos. Entretanto para estes mecanismos não é possível garantir uma alocação que satisfaça estas três propriedades simultaneamente, conforme apresentado em Green, Kohlberg e Laffont [24] e Roberts [25]. Por fim, Mehta, Roughgarden e Sundararajan [32] propuseram uma nova abordagem que possui como principais vantagens em relação aos mecanismos de Moulin: (i) melhor eficiência; e (ii) melhor recuperação dos custos.

Embora a metodologia proposta neste trabalho não envolva diretamente a aplicação de *Mechanism Design*, o desenvolvimento desta área nos últimos anos, com avanços na recuperação dos custos, foi uma das motivações para buscar soluções para este problema encontrado também nas metodologias tradicionais de alocação de custos pelo uso da transmissão.

1.5 Estrutura da Dissertação

Os próximos capítulos deste trabalho estão organizados da seguinte forma: o Capítulo 2 descreve o problema da alocação dos custos de transmissão, bem como o planejamento da expansão da transmissão neste contexto. Além disso, discute aspectos relacionados ao principal desafio enfrentado, que é alocar os custos para os geradores e cargas de forma justa e eficiente, diminuindo a necessidade de complementação da parcela selo.

O Capítulo 3 apresenta os conceitos básicos da alocação dos custos de transmissão via teoria dos jogos, contendo uma visão geral da teoria dos jogos cooperativos e suas aplicações no setor elétrico. Ademais, são apresentados exemplos didáticos para ilustrar a aplicação das metodologias.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para a alocação dos custos de transmissão. A metodologia proposta define que cada gerador irá selecionar o conjunto de cargas que deseja suprir (a mesma lógica pode ser aplicada para a formulação do problema sob o ponto de vista da demanda). A metodologia utiliza o esquema AS, que define a ordem dos agentes que irão receber as tarifas otimizadas. O objetivo da metodologia proposta é melhorar a recuperação dos custos de transmissão do locacional da tarifa de transmissão. Além disso, também será apresentada uma contribuição em relação ao cálculo da tarifa de transmissão

diferenciada por patamar que consiste em um rateio do montante arrecadado de acordo com a demanda observada em cada patamar com vistas a induzir uma utilização racional do sistema elétrico. A aplicação da metodologia proposta é ilustrada através de um sistema teste com três casos distintos.

O Capítulo 5 apresenta o Sistema da Bolívia como Estudo de Caso para ilustrar os resultados da aplicação da metodologia proposta. Os resultados obtidos com a metodologia proposta são comparados com²: (i) Participações Médias; (ii) Metodologia Nodal ou CMLP; e (iii) AS Original.

O Capítulo 6 traz as considerações finais e propostas para trabalhos futuros. O Capítulo 7 apresenta todas as referências bibliográficas utilizadas ao longo do desenvolvimento desta dissertação. Adicionalmente, podem ser encontrados anexos com informações complementares ao final do documento.

² As metodologias de alocação dos custos de transmissão utilizadas para comparação são apresentadas em detalhes no Anexo C – Metodologias para Alocação de Custos.

2 Descrição do Problema

O problema principal abordado nesta dissertação diz respeito à recuperação dos custos de transmissão. Além disso, será proposto um esquema de rateio que irá permitir o cálculo da tarifa de transmissão por patamar de carga.

Antes de entrar propriamente na discussão do custo da transmissão, será apresentada uma breve discussão sobre os mercados de geração, tendo em vista que a tarifa de transmissão é um *input* importante para nortear a expansão da geração no sistema. Basicamente existem duas filosofias de operação dos mercados de eletricidade reestruturados, que diferem em termos de estrutura institucional e nível de controle conferido aos agentes sobre as atividades comerciais. A primeira tem por base um modelo *pool*, ao passo que a segunda segue um modelo orientado exclusivamente pelo mercado, com pouca ou nenhuma intervenção centralizada, conhecido como modelo bilateral.

No modelo bilateral, os agentes estabelecem contratos físicos de compra e venda de energia sem a necessidade de submetê-los ao *pool*. O gerador precisa fisicamente produzir e entregar a quantidade contratada, portanto, deve dispor de uma rede de transmissão e arcar com os encargos pela utilização da mesma.

Por outro lado, no modelo *pool* é adotado o despacho centralizado e todas as transações comerciais são intermediadas pelo operador. Assim, as transações comerciais de energia são realizadas com o *pool* e não diretamente entre os agentes, contudo, é permitido aos agentes firmar contratos bilaterais com o objetivo de protegê-los das oscilações do mercado de curto prazo.

2.1 Esquemas de Mercados de Eletricidade

A liberalização dos setores elétricos iniciada na década de 1980 trouxe um desafio para os arquitetos do novo esquema de mercado: como garantir a

expansão de mínimo custo para o consumidor e, em particular, como assegurar a segurança de suprimento, sem a intervenção de um planejamento centralizado?

Esta questão é complexa porque a segurança de suprimento depende do conjunto de geradores, enquanto os riscos e recompensas dos investidores, no esquema de mercado, são individuais. Em outras palavras, como garantir que as ações de uma miríade de agentes que buscam maximizar seus lucros individuais resultem em um custo mínimo global para os consumidores, igual ao almejado pelo planejamento centralizado?

A resposta está na versão matemática da “mão invisível do mercado” de Adam Smith: é possível demonstrar que, se os investidores forem remunerados a cada instante pelo preço marginal da energia (o qual, de maneira simplificada, corresponde ao custo operativo do equipamento mais caro que está acionado naquele instante), o conjunto de investimentos que eles farão será o mesmo do planejamento centralizado (para o caso do Brasil, esta demonstração está relacionada com o critério de planejamento usado pela EPE na preparação do Plano Decenal: o valor esperado do custo marginal de operação, $E(CMO)$, é igual ao custo marginal de expansão, CME .)

2.1.1 Pagamento por Confiabilidade

É interessante observar que também se demonstra que, em teoria, o esquema de mercado é capaz de induzir até a construção de capacidade de reserva adicional que assegure a confiabilidade de suprimento, por exemplo, o risco máximo de 5% por ano. Basta fazer com que o preço da energia nos instantes em que há falhas de suprimento seja igual ao custo econômico de interrupção de suprimento (em termos do sistema brasileiro, corresponderia ao custo de déficit).

No caso da confiabilidade de suprimento em ambiente de mercado, o problema é que, embora o valor esperado dos pagamentos a custo de interrupção seja de fato suficiente para induzir a construção da capacidade de reserva que garante a segurança de suprimento, este pagamento ocorre com uma frequência tão baixa (pois as falhas de suprimento são, por critério, bastante raras) que, em termos financeiros, o investidor não se anima a construir a geração de reserva.

Os ingleses, que foram os primeiros a liberalizar o mercado elétrico resolveram o problema calculando analiticamente o valor esperado deste pagamento “por confiabilidade” e passaram a pagar este valor “à vista” (como se fosse um adiantamento) para os geradores; a única exigência é que os mesmos estivessem disponíveis na ocasião de cada pagamento. Basicamente, um modelo matemático com discretização horária era responsável por calcular a probabilidade de corte de carga (LOLP) que multiplicada pelo custo de déficit, resultava no valor de um pagamento equivalente à receita dos geradores em momentos de escassez de oferta. Os recursos para estes desembolsos eram cobrados dos consumidores através de um “encargo por confiabilidade”, chamado *uplift charge*.

O modelo inglês apesar de conceitualmente robusto possuía algumas fragilidades. Uma delas é o pagamento “por confiabilidade” estar atrelado à LOLP, que por sua vez era fornecida através de um modelo matemático dependente da reserva do sistema e com variabilidade alta. Além disso, a LOLP era manipulada artificialmente por grupos econômicos de geradores com portfólio de usinas que exerciam o seu poder de mercado declarando algumas de suas usinas como indisponíveis para reduzir a margem de reserva do sistema e com isso aumentar a LOLP. Esta medida aumentava os pagamentos “por confiabilidade” e beneficiava as demais usinas do sistema que se encontravam disponíveis. Em função das fragilidades apresentadas, o modelo inglês foi descontinuado no fim da década de 1990.

2.1.2 Licitação de Capacidade Firme

O pagamento por capacidade firme foi adotado nas reformas de quase todos os países da América Latina e serviu como referência para as reestruturações de outras regiões emergentes, como a Ásia. No entanto, a experiência ainda apresentou algumas deficiências, pois a resposta dos investidores era muito sensível ao valor unitário do pagamento: se este era um inferior ao requisito do investidor, ninguém se instalava; se fosse um superior, aparecia rapidamente um excesso de oferta.

Estas dificuldades levaram a uma terceira formulação do incentivo de mercado para confiabilidade, que é licitar a contratação de “capacidade firme”

suficiente para garantir a segurança de suprimento do sistema. Esta licitação é feita da seguinte maneira: (i) cada gerador existente e candidato recebe um “certificado de capacidade firme” que reflete sua produção em condições adversas (no caso de sistemas com forte participação hidrelétrica, esta situação adversa corresponde à ocorrência de uma seca severa); (ii) a agência de planejamento, ou entidade análoga, faz um balanço entre a demanda prevista para os próximos anos e a capacidade firme das usinas existentes e em construção; (iii) realiza-se um leilão para contratar a diferença (se existir) entre demanda prevista e potência firme; e (iv) o custo dos contratos vencedores é coberto através de um encargo cobrado de todos os consumidores.

O esquema acima é semelhante ao modelo brasileiro de contratação por leilões: o Brasil foi um dos primeiros a estimar a necessidade de contratação pelo balanço entre demanda e capacidade firme e a licitar esta contratação. Vários países, por exemplo, Colômbia, Peru, Chile, PJM (o maior *power pool* dos Estados Unidos) e México adotam este esquema, que é conhecido como *capacity market*.

2.1.3

Por que o Brasil é Diferente do Resto do Mundo?

Há uma diferença importante entre o esquema dos demais países e o brasileiro: no exterior, o que se contrata por licitação é apenas a capacidade firme do gerador; a atividade de comercializar a produção de energia do mesmo, por exemplo, vendendo no mercado de curto prazo e/ou negociando contratos, é completamente separada e não tem nada a ver com o contrato por capacidade firme. Em contraste, no Brasil nós agregamos na licitação dois produtos: o certificado de capacidade firme e o contrato de suprimento de energia. Por que o Brasil resolveu ser diferente?

A resposta é: os produtos foram agregados para simplificar o processo de contratação por leilões, pois o Brasil não tinha nenhuma experiência neste tipo de contratação. Dado que houve muita perda de memória sobre como o novo modelo setorial foi desenhado, é interessante observar que as vantagens e desvantagens desta agregação foram bastante discutidas na época, inclusive com especialistas internacionais. O consenso na ocasião foi que a agregação dos produtos

possivelmente seria útil nas primeiras licitações; e que à medida que a credibilidade fosse conquistada e houvesse um amadurecimento do modelo setorial, valeria a pena separar os produtos.

Infelizmente, apesar de alertas de vários agentes e instituições, em particular a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a inércia foi maior do que o esperado, e chegamos a uma situação em que as simplificações originais estão prejudicando a eficiência. No caso da agregação de capacidade firme e contratos, o principal problema é que, após a retração da demanda, a capacidade firme total do país está adequada. No entanto, uma parte significativa desta capacidade está desnecessariamente “acorrentada” à energia de reserva e aos contratos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Como consequência, a única opção para os consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL) é induzir a construção de nova capacidade.

Na opinião de especialistas do setor elétrico, a adição de nova capacidade fisicamente desnecessária por razões de “engessamento” regulatório é ineficiente e, no ambiente atual, bastante prejudicial ao país. Por esta razão, acredita-se que a separação dos produtos capacidade firme e contratos deveria ser implementada o mais cedo possível.

2.1.4

O Dilema do Regulador: Preço Teto vs. *Missing Money*

De acordo com os princípios econômicos básicos, em mercados liberalizados e desregulados que adotam o modelo bilateral, a oferta e demanda é ajustada através do preço de equilíbrio de mercado. Neste contexto de mercado, pode-se questionar: Por que durante períodos de escassez de oferta não há geração suficiente para atender a demanda, mesmo que a preços maiores? A resposta para esta pergunta é dada através do risco de preço. Durante eventos de escassez de oferta, os geradores estão dispostos a aumentar bastante seus preços. Como resultado, os consumidores experimentam um grande aumento nas tarifas durante períodos de escassez de oferta. Como o aumento vertiginoso de preços é uma medida bastante impopular, muitos reguladores optaram por determinar um preço teto para controlar os preços de mercado.

O preço teto é regulado e funciona como um limite superior a ser aplicado sobre o preço de mercado evitando que durante períodos de escassez de oferta ocorra um aumento desenfreado do preço oferecido pelos geradores. A figura do preço teto está presente na maioria dos mercados de eletricidade e pode ter um efeito indireto de combater o poder de mercado, porém, seu objetivo principal é limitar o preço para evitar picos e preservar o bem-estar social.

Contudo, de acordo com [33], a aplicação de um teto nos preços de mercados reestruturados e liberalizados reduziu pagamentos aos geradores (especialmente aos geradores de ponta) que poderiam ser usados para investimento em nova oferta ou simplesmente para cobrir custos operacionais. Portanto, os preços teto levaram ao problema de adequação da receita ou *missing money*. O problema do *missing money* ocorre quando o sistema falha em atrair investimento em nova oferta que seja suficiente para garantir atender o critério de segurança do suprimento definido pelo operador do sistema ou pelo regulador, conforme descrito em [34]. Mais formalmente, [35] define que o problema do *missing money* surge quando a renda líquida esperada das vendas de energia e serviços ancilares à preços de mercado fornecem incentivos inadequados para os geradores. Além disso, enfatiza que o desinvestimento em capacidade tem surgido como um problema em muitos mercados de eletricidade e vem se tornando uma questão relevante nos Estados Unidos e Europa. Em outras palavras, o problema do *missing money* se tornou tão comum entre mercados desregulados quanto o preço teto. Logo, impondo preço teto, os reguladores evitam picos de preço, que por sua vez são impopulares, ao custo da criação de um novo problema chamado *missing money*, que eventualmente gera corte de carga.

A discussão apresentada acima serve como mote para o próximo tópico, no qual será visto que, embora por razões distintas, também existe um problema de *missing money* no setor de transmissão. Uma das razões para este problema é a renda associada a parcela locacional não ser suficiente para remunerar os investimentos em transmissão, como será detalhado mais adiante na discussão sobre Custos de Transmissão. Como solução para este problema, foi adotada a filosofia de determinação dos custos de transmissão segundo o uso da rede, que consiste no cálculo de uma tarifa para recuperar a RAP chamado no Brasil de TUST, porém, o fator de utilização do sistema tende a ser baixo em função de

uma série de questões, logo, o efeito colateral desta filosofia é a criação de um problema de *missing money*.

2.2 Planejamento da Expansão

O planejamento da expansão do sistema de geração-transmissão é o principal desafio enfrentado pelo planejador.

O planejamento da expansão do sistema consiste na verdade em um problema de otimização, pois deve assegurar o atendimento da demanda a um determinado nível de confiabilidade ao longo do horizonte de planejamento.

Os principais *drivers* para o planejamento da expansão são o crescimento da oferta/demanda e a congestão da rede. Por sua vez, os principais benefícios de um planejamento implementado de forma prudente são:

- Elevação do nível de confiabilidade do sistema
- Postergação do investimento em construção de novas usinas
- Otimização do despacho

2.2.1 Modelo Centralizado

O problema do planejamento da expansão de um sistema geração-transmissão em um modelo centralizado pode ser definido como segue:

$$w = \text{Min}\{I(x) + O(x) + I(y) + D(x, y)\}$$

Sendo:

w: custo total da expansão G&T

x: vetor de decisões de investimento em geração

y: vetor de decisões de investimento em transmissão

I(x): custo de investimento associado à decisão x

I(y): custo de investimento associado à decisão y

O(x): custo operativo “nó único” associado à decisão x (sem restrições de transmissão)

$D(x, y)$: custos operativos adicionais (redespacho) devido às restrições de transmissão

A Figura 2-1 ilustra o modelo centralizado de expansão. Neste modelo, o planejador busca uma integração entre os planos de expansão e operação do sistema. Uma vez definido o plano de expansão da geração, realiza-se um despacho ótimo com objetivo de minimizar o custo operativo, porém, nesta primeira etapa as restrições de transmissão não são consideradas e o balanço oferta/demanda é realizado em um nó único. Na etapa subsequente, a rede de transmissão é definida com base nos planos de expansão e um novo despacho é realizado considerando as restrições de transmissão.

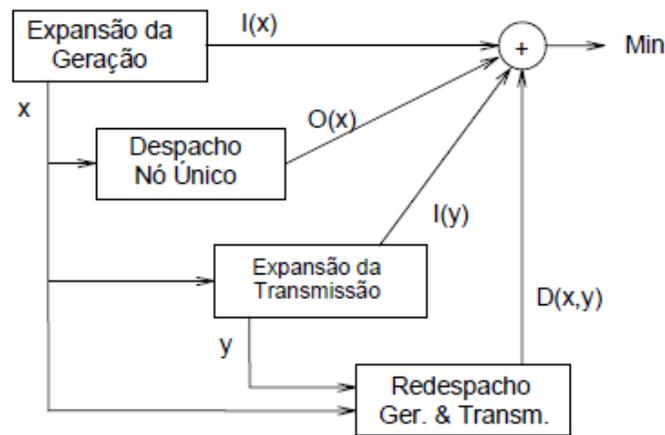


Figura 2-1 – Modelo centralizado da Expansão da Geração e Transmissão

2.2.2 Modelo Competitivo

Para incorporar as restrições de transmissão no modelo de expansão de geração de modo a torná-lo compatível com um mercado competitivo na geração, considera-se que a informação é perfeita, ou seja, que todos os agentes têm acesso aos custos de investimento – $I(x)$ – e custos operativos “nó único” – $O(x)$. Desta forma, é possível simular o modelo competitivo através do problema de otimização conforme definido abaixo:

$$v = \text{Min}\{I(x) + O(x) + T(x)\}$$

Onde, $T(x)$ é uma função que reflete os custos de transmissão associados a cada cenário alternativo de geração x (conforme mencionado anteriormente, x é um vetor que representa as decisões de investimento em geração). O modelo competitivo é ilustrado através da Figura 2-2.

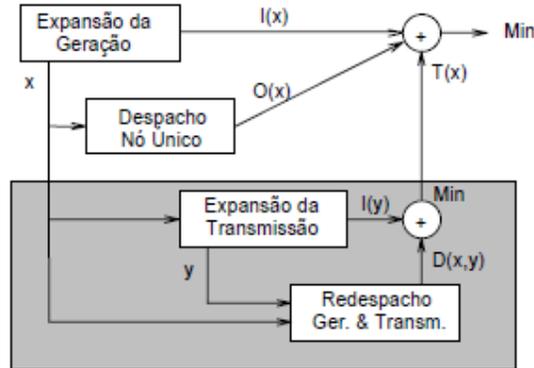


Figura 2-2 – Modelo centralizado da Expansão da Geração e Transmissão

A área cinza da figura acima representa os domínios do agente de transmissão. Verifica-se que a geração não “enxerga” a transmissão e a interface entre os dois sistemas é a função $T(x)$. Se esta função estiver bem ajustada e refletir corretamente os custos de transmissão advindos das diversas opções de investimento em geração, as decisões provenientes do modelo competitivo serão equivalentes às do modelo centralizado. Caso contrário, a expansão da geração não será ótima, provocando uma perda na eficiência econômica.

2.2.3 Tarifa de Transmissão “Ótima”

Através da comparação dos modelos centralizado e competitivo verifica-se que a função que retorna a tarifa de transmissão “ótima” equivale a:

$$T(x) = \text{Min}\{I(y) + D(x, y)\}$$

Onde, $I(y)$ e $D(x, y)$ representam os custos de investimento em transmissão e de redespacho operativo, conforme definido anteriormente. Dito de outra maneira, a função que retorna a tarifa “ótima” avalia o custo ótimo do sistema de transmissão para cada cenário de expansão da geração. Caso seja possível identificar esta

função, é possível garantir que o modelo competitivo retornará investimentos ótimos em geração, motivados pela sinalização adequada da tarifa de transmissão.

Contudo, é possível observar que a equação acima não possui uma representação analítica explícita (não pode ser representada por uma função linear ou um polinômio, etc.) dado que é solução de um problema de programação linear. Portanto, é necessário calcular um encargo de transmissão que seja eficiente (conduza a um plano de expansão de geração “ótimo” de maneira absoluta) e justo (reparta os custos de transmissão entre os agentes com parcimônia).

2.3 O Problema da Alocação dos Custos de Transmissão

Esta seção irá descrever em detalhes o problema da alocação dos custos de transmissão, desde o desenvolvimento de um sistema de transmissão até a repartição do seu custo entre os agentes.

2.3.1 Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão

Basicamente o sistema elétrico é composto por agentes de geração, transmissão, distribuição e consumo. A transmissão é o elo responsável por escoar a energia do centro de produção até o centro de carga e pode ser caracterizada como um serviço. Suponha que um grupo de agentes composto de geradores e demandas decidam desenvolver em conjunto a transmissão que inclui a compra dos direitos de passagem das linhas, construção de circuitos, etc., como ilustrado na Figura 2-3. O objetivo do grupo é minimizar os custos de transmissão de energia desde o ponto de produção até o ponto de consumo, observando restrições operativas tais como limites de fluxos nos circuitos, limites de tensão, estabilidade, confiabilidade, etc.



Figura 2-3 – Representação de um sistema elétrico de potência

Matematicamente, o desenvolvimento de um sistema de transmissão pode ser formulado a partir de um problema de despacho econômico com restrições de transmissão, descrito pelo conjunto de equações abaixo.

$$z = \min c' g \quad (2.1)$$

s. a

$$Sf + g = d \quad \tilde{\pi} \quad (2.2)$$

$$f - \gamma S' \theta = 0 \quad (2.3)$$

$$-\bar{f} \leq f \leq \bar{f} \quad (2.4)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (2.5)$$

Sendo:

z – custo total do despacho

c' – vetor linha n -dimensional de custos variáveis de geração

g – vetor n -dimensional de produções de energia

d – vetor n -dimensional de consumos de energia

f – vetor m -dimensional de fluxo nos circuitos

θ – vetor n -dimensional de ângulos de tensão

γ – matriz diagonal $m \times m$ que contém as susceptâncias dos circuitos

S' – matriz $m \times n$ que é a transposta da matriz de incidência S

\bar{f} – vetor m -dimensional de limites de fluxo nos circuitos

\bar{g} – vetor n -dimensional de limites de geração

$\tilde{\pi}$ – vetor dos multiplicadores de Lagrange associados à restrição de balanço de potência por barra

As restrições (2.2) e (2.3) representam, respectivamente, a primeira e a segunda lei de Kirchhoff e assim como a matriz de incidência S , são descritas com detalhes no Anexo A – Fluxo de Potência Linearizado. Finalmente, as restrições (2.4) e (2.5) representam, respectivamente, o limite de capacidade de fluxo \bar{f} nos circuitos e o limite de geração \bar{g} dos geradores.

2.3.2 Custos de Transmissão

O escoamento da energia produzida requer um meio físico, isto é, linhas de transmissão, transformadores e equipamentos associados, além de dispositivos de proteção, comunicação e centros de controle. Estes equipamentos apresentam custos de instalação, operação e manutenção que devem ser pagos. A transferência de energia no sistema implica ainda em outros custos, como o das perdas e, eventualmente, congestões, que obrigam os redespachos de geração, necessários a fim de abrigar as transações com segurança, respeitando os limites operativos dos equipamentos e das instalações.

Os custos de transmissão podem ser divididos em três categorias: perdas, congestões e investimentos e o custo total pode ser representado aproximadamente por T^* definido como o somatório do fluxo de potência nos circuitos ponderados por seus respectivos custos unitários.

$$T^* = \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (2.6)$$

Onde,

T^* : custo de transmissão (\$)

k : indexa os circuitos ($k = 1, \dots, K$)

c_k : custo unitário do circuito k (\$/MW)

f_k : fluxo de potência no circuito k (MW)

Uma vez definido o custo T^* , o problema de alocação consiste em como reparti-lo entre os agentes de maneira eficiente, justa e que recupere ao máximo o custo total, de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da atividade.

É demonstrado em [37] que se a expansão do sistema fosse ótima, a recuperação dos custos incorridos seria viável através de um artifício vinculado ao cálculo dos preços nodais, onde a diferença de preço entre barras adjacentes a um dado circuito determinaria o custo de transmissão entre tais barras. O resultado da multiplicação da diferença de preço entre as barras pelo fluxo transportado na rede determinaria a receita necessária para cobertura dos custos do circuito. Logicamente, a aplicação deste processo para todos os circuitos do sistema retornaria a receita total de transmissão.

No entanto, sabe-se que os investimentos em transmissão não são realizados de maneira ótima pelos seguintes fatores:

1. Confiabilidade: a confiabilidade do sistema está associada a redundâncias na rede. Em geral, o critério de planejamento adotado (N-1) determina que ainda que ocorra a falha de um elemento do sistema, ele deve atender a demanda sem que haja corte de carga;
2. Modularidade: a padronização dos equipamentos que compõe a infraestrutura do sistema de transmissão. Como os cabos condutores são dimensionados para operar em tensões e potências nominais, não é possível estabelecer um cabo que possua capacidade equivalente ao fluxo ótimo determinado no planejamento da expansão. Logo, na maioria dos casos os circuitos são construídos com folgas de capacidade;
3. Planejamento sob incerteza: a previsão do crescimento da oferta/demanda que deve ser levado em consideração e insere incerteza no planejamento da expansão;
4. Superdimensionamento: a rede de transmissão é superdimensionada para atendimento do crescimento da demanda, evitando desta forma a realização de novas obras em um espaço curto de tempo;
5. Redução de custos (\$/MW) através do ganho de escala obtido em obras de grande porte, o que também contribui para aumentar a capacidade do sistema.

Pelos motivos citados acima, obviamente há um descolamento entre a capacidade instalada e a capacidade requerida no sistema de transmissão, o que significa um custo adicional para o sistema, ainda sim bastante menor que o custo de déficit. Na prática não é possível realizar a expansão ótima do sistema, logo, também não é possível recuperar o custo total através do cálculo das diferenças entre os preços nodais. Esta metodologia, apesar de ser por definição eficiente, é extremamente falha na recuperação dos custos. A diferença entre o que paga a demanda e o que recebem os geradores, que em teoria deveria ser suficiente para cobrir todo o custo da rede de transmissão, na prática, cobre aproximadamente apenas 25% do custo total da rede de transmissão, portanto, é necessária uma complementação de aproximadamente 75%, com a parcela selo da tarifa. Logo, o desafio consiste em desenvolver um método de alocação de custos que aumente a recuperação da parcela locacional, reduza a necessidade de complementação da parcela selo.

2.3.3 Alocação dos Custos de Transmissão

A alocação de custos no âmbito da transmissão de energia ocorre em função do compartilhamento dos custos de construção, operação e manutenção entre os agentes de consumo e geração. Obviamente, com o rateio, o custo do serviço incorrido por cada agente é menor que o custo que seria arcado individualmente, ou seja, neste caso, compartilhar a infraestrutura de transmissão é economicamente eficiente. Neste contexto, o grande desafio é como realizar o rateio dos custos deste serviço, respeitando as seguintes propriedades:

1. *Eficiência Econômica – sinal locacional*: capacidade de transmitir sinais econômicos que incentivem um comportamento mais eficiente da rede proporcionando uma “expansão ótima” do sistema de geração-transmissão;
2. *Equidade*: capacidade de onerar os agentes de acordo com o uso da rede de transmissão;
3. *Recuperação de Custos*: capacidade de recuperar os custos de transmissão de maneira adequada.

As metodologias que irão determinar como os custos serão repartidos entre geradores e demandas podem ser divididas basicamente segundo três filosofias: (i) definição dos beneficiários; (ii) socialização dos custos e (iii) uso do sistema de transmissão.

Apesar de possuírem interpretações distintas de acordo com o modelo de mercado adotado, estas filosofias podem ser definidas de maneira geral. A definição dos beneficiários sugere que as partes beneficiadas devem arcar com os custos de forma proporcional aos benefícios recebidos. Esta filosofia assume que os benefícios podem ser individualmente alocados aos agentes. Por outro lado, a socialização dos custos parte do princípio que para determinados serviços como, por exemplo, segurança de suprimento, não é possível definir os beneficiários de maneira simples, uma vez que todos os agentes são beneficiados por tal serviço. Sendo assim, os custos referentes a este serviço deveriam ser divididos entre todos os agentes envolvidos. Por fim, a tarifação baseada no uso do sistema de transmissão deve, por definição, realizar uma alocação de custos para os agentes de acordo com a sua utilização, porém, em função dos fatores listados acima, o fator de utilização tende a ser baixo, logo, cria-se um problema de recuperação de custos, que é o principal objeto de estudo desta dissertação.

3

Alocação de Custos de Transmissão via Teoria dos Jogos

Por definição, os métodos do tipo incremental procuram obter a variação do custo de transmissão de energia elétrica na presença e na ausência de uma determinada transação de energia entre um gerador e um consumidor [52].

Neste sentido, os métodos para alocação dos custos de transmissão via Teoria dos Jogos propostos neste trabalho se baseiam no conceito da variação incremental do custo de transmissão, na qual é simulado o impacto da entrada gradativa de cada agente do sistema nos custos de transmissão. Por exemplo, suponha que com a entrada de um novo agente, o custo total de transmissão sofra uma pequena variação, logo, o custo alocado a este novo agente deverá ser menor. Em contrapartida, caso a entrada de um novo agente provoque uma variação significativa no custo de transmissão, intuitivamente o custo alocado a este agente deverá ser maior.

3.1 Teoria dos Jogos Cooperativos

A teoria dos jogos cooperativos modela decisões interdependentes entre agentes que cooperam entre si. Isto significa modelar o comportamento dos agentes dentro de um jogo no qual as coalizões são passíveis de serem formadas e há incentivos para a formação de coalizões. No caso da transmissão, existem diversas aplicações para a teoria dos jogos cooperativos, como por exemplo alocação de benefícios ou custos entre agentes que compartilham o sistema. Na próxima seção serão apresentadas outras aplicações da teoria dos jogos no setor elétrico.

3.1.1

Aplicação de Teoria dos Jogos no Setor Elétrico

O setor elétrico, dependendo do segmento em questão, figura como um ambiente colaborativo ou competitivo, logo, permite uma vasta aplicação da teoria dos jogos, como pode ser observado em [39].

Para os segmentos onde a competição é estimulada entre os agentes, a teoria dos jogos não-cooperativos vem sendo empregada buscando maximizar o lucro individual de cada agente. O resultado do jogo para um dado agente ou jogador, depende além da sua própria estratégia de atuação, da estratégia de atuação conjunta de todos os jogadores, ou seja, existe uma sinergia que influencia o resultado final de todos os jogadores. Dentre as diversas estratégias possíveis, existe um conjunto particular de estratégias conhecidas como “equilíbrio do jogo”, onde o equilíbrio de Nash [40] vem sendo amplamente utilizado. Um conjunto de estratégias é um equilíbrio de Nash se cada uma delas representa a melhor resposta para as demais, ou seja, se todos os jogadores estiverem jogando a estratégia em um equilíbrio de Nash, eles não terão nenhum incentivo para se desviar dela, desde que suas estratégias sejam as melhores possíveis mediante à estratégia dos demais jogadores. A literatura especializada indica diversas aplicações em diversos campos de conhecimento: modelos de equilíbrio [41] [42], análises de poder de mercado [43] [44] e determinação de estratégias de ofertas ótimas de geradores em ambiente de mercado [45] [46].

Em contrapartida, a aplicação da teoria dos jogos cooperativos tem sido empregada mais frequentemente em problemas de “alocação de custos”. Neste contexto, o segmento de transmissão possui grande destaque em função do estudo do problema da alocação dos custos de transmissão. Conforme apresentado na seção 2.3.1, o sistema de transmissão, responsável por escoar a energia gerada até o centro de carga, é compartilhado pelos agentes (geradores e consumidores) e envolve custos de construção de circuitos elétricos, utilização de recursos auxiliares, faixas de passagem, etc. Obviamente que com o rateio, o custo do serviço incorrido por cada agente é menor que o custo que seria arcado individualmente, ou seja, neste caso, compartilhar o sistema de transmissão é eficiente. Portanto, o problema a ser estudado consiste em alocar o custo entre os agentes de maneira eficiente, e de modo que contribua na recuperação dos custos.

A teoria dos jogos cooperativos tem sido amplamente aplicada na alocação de custos de transmissão entre agentes, como pode ser observado em [15] [16] [47] [48] [49]. Dentre estas aplicações, diversas abordagens têm sido utilizadas, como o valor de Shapley, Núcleo, AS, entre outras. Ainda no segmento de transmissão, é possível mencionar outras aplicações, como alocação de perdas da transmissão [17] [18], remuneração de geradores que prestam serviços ancilares [19], entre outros.

Outro exemplo de aplicação da teoria dos jogos cooperativos no setor elétrico é a repartição da energia firme de um sistema hidrelétrico [20] e térmico [21].

3.1.2 Conceitos Básicos

Considere, inicialmente um conjunto que representa uma possível coalizão de um jogo, em que um conjunto $S = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$ é uma parte do conjunto formado pelos N jogadores. A coalizão formada por todos os N jogadores é chamada de *grande coalizão*, ou *coalizão N* . A ideia básica por trás da teoria dos jogos cooperativos é a formação de coalizões com objetivo de minimizar o custo ou maximizar o benefício para cada agente a partir de função definida como função característica. Nesta função, para toda coalizão formada por um conjunto de jogadores $S \subset N$ não-vazia, atribui-se um valor $v(S)$. Desta forma, a função característica deve representar o menor custo (alocação de custos) ou maior benefício (alocação de benefícios) que um grupo de jogadores poderia obter caso colaborasse através de uma coalizão. Finalmente, se o jogo envolvendo todos os jogadores é cooperativo, a função característica a ser considerada será $v(N)$. De acordo com sua estratégia e interesse, os jogadores podem se organizar de diversas maneiras em uma coalizão desde que tenham incentivos para permanecer inseridos na mesma, pois uma vez formada, não é permitido estabelecer acordos fora dela.

Num jogo com N jogadores há 2^N diferentes coalizões possíveis. A coalizão vazia, ou coalizão \emptyset , é a coalizão na qual nenhum jogador participa. Para um conjunto S não-vazio, as seguintes propriedades devem ser satisfeitas:

$$S_i \neq \emptyset, i = 1, \dots, m \quad (3.1)$$

$$S_i \cap S_j = \emptyset \quad (3.2)$$

$$\bigcup_{i=1}^m S_i = N \quad (3.3)$$

De maneira breve, as propriedades descritas acima garantem que: (i) uma vez definido um subconjunto que representa uma coalizão, este subconjunto não poderá ser vazio; (ii) não poderá haver elemento comum entre dois subconjuntos que representam coalizões distintas; e (iii) o conjunto que engloba todos os subconjuntos de coalizões deve perfazer o conjunto que engloba todos os jogadores.

A partir da definição da função característica, fica estabelecido que a função característica de uma coalizão vazia é zero, em outras palavras, $v(\emptyset) = 0$. Outra propriedade desejável a ser atendida pela função característica é a subaditividade (no caso de alocação de custos) ou superaditividade (no caso de alocação de benefícios) ³ [20]. Um jogo é subaditivo se:

$$v(S_i \cup S_j) \leq v(S_i) + v(S_j) \quad \forall S_i, S_j \subseteq N, i, j = 1, \dots, m, \text{ tal que } S_i \cap S_j = \emptyset \quad (3.4)$$

A subaditividade define formalmente que o custo atribuído a qualquer coalizão deve ser sempre inferior à soma dos custos individuais de cada subcoalizão participante. De uma maneira intuitiva, a propriedade da subaditividade traduz matematicamente um dos princípios básicos colocados anteriormente, o qual define que jogadores participantes de uma coalizão devem ter incentivos para permanecer em cooperação, do contrário não faria sentido formar uma coalizão. Através de uma simples manipulação algébrica de (3.4), pode-se facilmente verificar a generalização deste conceito, de modo que o lado direito da desigualdade apresenta não só a soma dos custos de duas coalizões, mas a soma dos custos de qualquer conjunto de coalizões oriundas de $S_i \cup S_j$.

$$v(S) \leq v(S_1) + v(S_2) + \dots + v(S_m) \quad \forall S, \text{ tal que } S_i \cap S_j = \emptyset \text{ e } \bigcup_{i=1}^m S_i = S \quad (3.5)$$

Dito de outra maneira, a sinergia entre os agentes em um ambiente colaborativo implica na redução do custo total. Além disso, é importante ressaltar que a desigualdade (3.5) não requer que $S_i \cup S_j$ seja igual a N , portanto, a

³ Este trabalho não irá abordar a propriedade de superaditividade, uma vez que o estudo envolve um problema de alocação de custos e não alocação de benefícios.

subaditividade deve valer não somente para a grande coalizão, mas para qualquer outra passível de ser formada. Dado que a subaditividade se aplica à função característica do jogo, conseqüentemente há um incentivo natural para formar a grande coalizão. Logo, em última análise, o problema a ser resolvido passa a ser: uma vez calculado o custo total (grande coalizão), como dividi-lo entre todos os jogadores participantes desta coalizão respeitando as propriedades de eficiência econômica, equidade e recuperação de custos? O rateio do custo total, representado pelo vetor de alocações $\varphi = (\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n)$, não é realizado de maneira direta.

3.1.3 Núcleo de Jogos Cooperativos

O conceito de “núcleo” em Teoria dos Jogos Cooperativos envolve um conjunto de alocações que para garantir a “equidade” e “eficiência” devem atender às seguintes propriedades:

Eficiência:
$$v(N) = \sum_{i=1}^n \varphi_i \quad (3.6)$$

Racionalidade Individual:
$$\varphi_i \leq v(\{i\}) \quad \forall i \in N \quad (3.7)$$

Racionalidade das Coalizões:
$$\sum \varphi_i \leq v(S_k) \quad \forall i \in S_k, k = 1, \dots, m, \forall S_k \subset N \quad (3.8)$$

A primeira propriedade introduz o conceito de Eficiência (3.6). Em outras palavras, a referida equação determina que o custo a ser alocado aos jogadores, representado pelo somatório do vetor de alocações para cada jogador, deverá ser equivalente ao custo associado à grande coalizão $v(N)$. A segunda propriedade introduz o conceito da Racionalidade Individual (3.7), que por sua vez sugere que o custo alocado a um jogador que seja participante de uma coalizão deverá ser inferior ao custo alocado a ele individualmente. Finalmente, a terceira propriedade introduz o conceito da Racionalidade das Coalizões (3.8), que nada mais é que o caso geral da segunda propriedade e determina que o custo alocado a todos os jogadores de uma coalizão deverá ser inferior ao custo alocado do grupo em caso de atuação conjunta destes jogadores.

Soluções que pertencem ao núcleo satisfazem as propriedades (3.6) e (3.8), e, portanto, guardam os conceitos de “Equidade” e “Eficiência”. Além disso, soluções que pertencem ao núcleo são de certa forma estáveis, já que os jogadores não possuem incentivos para sair da grande coalizão. Contudo, em situações em que o núcleo do jogo é vazio, outras abordagens devem ser propostas, por exemplo, o uso dos conceitos de conjunto estável “stable-set” [50] e conjunto de negociação “bargaining-set” [51].

3.1.4

Determinando os custos de transmissão por um problema de Otimização

O problema de otimização formulado abaixo tem como objetivo minimizar o custo de transmissão T^* definido na equação (2.6) tendo em vista restrições operativas e sistêmicas.

$$z = \min \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (3.9)$$

s. a

$$\begin{aligned} Sf + g - \delta \\ = 0 \end{aligned} \quad \tilde{\pi} \quad (3.10)$$

$$f - \gamma S' \theta = 0 \quad (3.11)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (3.12)$$

Onde,

δ_i : demanda escolhida para ser atendida na barra i (MW)

As variáveis de decisão do problema são: $\{\delta_i, i= 1, \dots, n\}$. As restrições (3.10) e (3.11) representam, respectivamente, a primeira e a segunda lei de Kirchhoff. A restrição (3.12) determina que a demanda de cada barra atendida deverá ser igual ou inferior à demanda d_i do cenário (valor conhecido). Note que

na solução ótima do problema acima $\delta_i = d_i$ porque quando todos os geradores são considerados, $\sum_i d_i = \sum_i g_i$.

Mostra-se no Anexo D – Verificação que o Núcleo pode ser vazio na alocação Aumann-Shapley, que para determinadas instâncias do problema acima o núcleo do jogo associado é vazio. Esse ponto não invalida a metodologia proposta porque no caso específico de transmissão os agentes não são livres para formarem subcoalizões.

A seguir será descrito o procedimento de cálculo de repartição de custos para os geradores. O procedimento de cálculo para as demandas é análogo.

O método de alocação de custos para os geradores considera um cenário de oferta e demanda, onde a geração $\{g_i\}$ de um conjunto de geradores é resultante de um despacho a mínimo custo que atende à demanda $\{d_i\}$ dos consumidores, considerando as restrições do sistema de transmissão. A ideia central do método proposto é calcular o custo a ser alocado para cada gerador de acordo com sua contribuição para o sistema.

Assumindo-se que o primeiro gerador a entrar no sistema é o gerador 1, sabe-se que sua capacidade instalada é obviamente inferior à demanda total do sistema, pois no despacho econômico sem perdas não há desequilíbrio no balanço geração-demanda. O primeiro gerador a entrar no sistema tem o benefício de ter todas as demandas do sistema disponíveis para escolha, fazendo naturalmente a escolha que minimiza o custo de transmissão de acordo com a equação (3.9). Ou seja, a ordem de entrada dos geradores é relevante neste problema e esta questão será devidamente abordada nas próximas seções.

A formulação do problema de otimização para o gerador 1 é:

$$z_1(1) = \min \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (3.13)$$

s. a

$$\begin{aligned} Sf + g_1 - \delta \\ = 0 \end{aligned} \quad \tilde{\pi} \quad (3.14)$$

$$f - \gamma S' \theta = 0 \quad (3.15)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (3.16)$$

Consequentemente, a solução ótima do problema para o gerador 1, o primeiro a entrar no sistema, é o montante de carga atendida por ele δ_1 e a função objetivo calculada no seu ponto ótimo z_1^* .

Dando sequência ao processo, o próximo gerador a entrar no sistema é, hipoteticamente, o gerador 2. O problema de otimização é resolvido novamente, porém desta vez considerando que a entrada do gerador 1 e as cargas atendidas por ele que somam δ^1 ocorreram na primeira rodada.

A formulação do problema de otimização para o gerador 2 é:

$$z_2(1) = \min \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (3.17)$$

s. a

$$\begin{aligned} Sf + g_1 + g_2 - \delta^1 - \delta \\ = 0 \end{aligned} \quad \tilde{\pi} \quad (3.18)$$

$$f - \gamma S' \theta = 0 \quad (3.19)$$

$$\delta^1 + \delta_i \leq d_i \quad (3.20)$$

δ^1 = solução de δ do problema anterior – cada gerador ao entrar escolhe as demandas que vai atender.

A solução ótima do problema para o gerador 2, o segundo a entrar no sistema, é o montante de carga atendida por ele δ_2 e a função objetivo calculada no seu ponto ótimo z_2^* .

A primeira conclusão importante é que é possível verificar que a parcela do custo total de transmissão alocada para gerador 2 é, conforme esperado, $\Delta z_2 = z_2^* - z_1^*$, ou seja, a estrapolação para todos os geradores garante que ao final do processo o custo total será rateado entre todos eles segundo a regra estabelecida de entrada dos jogadores.

Outra conclusão importante é o fato de que na última rodada não haverá um problema de otimização a ser resolvido, pois a geração remanescente será necessariamente igual à diferença da demanda nas barras. Em outras palavras, só haverá uma solução viável.

3.1.5 Alocação de Shapley

O método descrito na seção anterior é bastante intuitivo e de fácil implementação, porém, a ordem de entrada dos geradores ainda precisa ser devidamente abordada. Conforme levantado anteriormente, da maneira como o problema foi formulado, o primeiro gerador a entrar no sistema será sempre beneficiado, já que terá todas as demandas do sistema a disposição para escolha. Consequentemente, isto irá ferir o princípio da “equidade”. Dito de outra maneira, um gerador desejará ser o primeiro a entrar no sistema, pois há um maior grau de liberdade para escolha da demanda, ou seja, a cada rodada um novo gerador irá entrar e o grau de liberdade de escolha será ou menor.

Uma solução possível seria realizar o processo para todas as combinações possíveis de ordem de entrada no sistema e ao final tirar a média do custo alocado para cada gerador. Desta maneira, o tratamento para os geradores seria isonômico, ou seja, todos os geradores teriam cenários em que seriam os primeiros ou últimos.

3.1.5.1 Exemplo didático

A Figura 3-1 ilustra um sistema de 5 barras para ilustrar a aplicação do cálculo das tarifas de transmissão através do procedimento de alocação de Shapley.

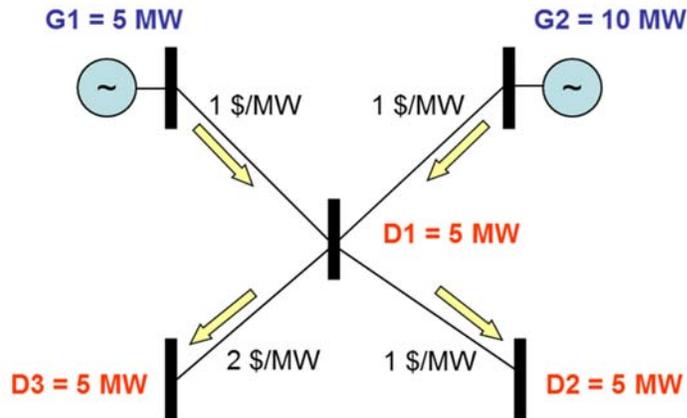


Figura 3-1 – Sistema teste 5 barras

Ordem de entrada é importante:

a) G1 e G2:

$$G1 \text{ atende a } D1 \Rightarrow T1 = 5 \text{ MW} \times 1 \text{ \$/MW} = 5 \text{ \$}$$

$$G2 \text{ atende a } D2 \text{ e } D3 \Rightarrow T2 = 10 \text{ MW} \times 1 \text{ \$/MW} + 5 \text{ MW} \times 2 \text{ \$/MW} = 25 \text{ \$}$$

b) G2 e G1:

$$G2 \text{ atende a } D1 \text{ e } D2 \Rightarrow T2 = 10 \text{ MW} \times 1 \text{ \$/MW} + 5 \text{ MW} \times 1 \text{ \$/MW} = 15 \text{ \$}$$

$$G1 \text{ atende a } D3 \Rightarrow T1 = 5 \text{ MW} \times 1 \text{ \$/MW} + 5 \text{ MW} \times 2 \text{ \$/MW} = 15 \text{ \$}$$

Tarifa unitária:

$$T1 = 10 \text{ \$} \Rightarrow 2 \text{ \$/MW}$$

$$T2 = 20 \text{ \$} \Rightarrow 2 \text{ \$/MW}$$

Este método de alocação é conhecido como Alocação de Shapley [53]. A alocação de Shapley possui propriedades interessantes, no entanto, apresenta duas desvantagens:

1. **Agregação dos agentes:** suponha que existam dois geradores de 10 MW em uma mesma barra. Caso os dois geradores de 10 MW possuam ordens de entrada distintas, a alocação de custos para estes dois geradores pode diferir da alocação para um único gerador de 20 MW, que por sua vez se comportará como se fosse dois geradores de 10 MW com ordens de entrada consecutivas;

2. **Esforço computacional:** dependendo do número de agentes, o número de combinações aumenta exponencialmente, o que pode inviabilizar a solução do problema.

3.1.6

Alocação de Aumann-Shapley

Uma “evolução” do método de alocação de Shapley é o método de alocação de AS, apresentado na sequência propositalmente por questões didáticas. A alocação de AS consiste na divisão da geração $\{g_i\}$ em segmentos infinitesimais através de um parâmetro de discretização λ e posteriormente na combinação destes segmentos. Este procedimento elimina prontamente a primeira desvantagem da alocação de Shapley, ou seja, não haverá mais problema com a questão da agregação de agentes.

À primeira vista a alocação de AS aumentaria sobremaneira o problema do esforço computacional discutido na segunda desvantagem, já que o número de combinações seria infinitamente maior, no entanto, mostra-se no Anexo B – Aspectos Teóricos da Metodologia Aumann-Shapley que o problema combinatório é contornado e que o problema de otimização apresentado anteriormente transforma-se em um problema de otimização paramétrica.

$$z(\lambda) = \min \sum_{k=1}^K c_k \times |f_k| \quad (3.21)$$

s. a

$$\begin{aligned} Sf + \lambda g - \delta \\ = 0 \end{aligned} \quad \underline{\tilde{\pi}} \quad (3.22)$$

$$f - \gamma S' \theta = 0 \quad (3.23)$$

$$\delta_i \leq d_i \quad (3.24)$$

O parâmetro escalar incluído no problema de otimização (3.21) varia de zero a um e garante que a geração por barra varie de forma proporcional.

Assim como nas outras metodologias tradicionais para alocação de custos de transmissão, a recuperação dos custos também é um problema, pois como o carregamento nos circuitos é na maioria dos cenários de despacho menor ou igual à capacidade máxima dos mesmos, o percentual de recuperação dos custos de transmissão através da parcela locacional é em geral muito baixo. Neste sentido, é necessário somar uma parcela de ajuste à tarifa obtida a ser paga por todos os agentes. A parcela de ajuste, conhecida como selo (*postage stamp*), é calculada pro-rata através da diferença entre o custo total de transmissão e os custos recuperados de acordo com o esquema AS.

$$\pi^{aj} = \frac{RR - \sum_{i=1}^n (\tilde{\pi}_i^g g_i + \tilde{\pi}_i^d d_i)}{\sum_{i=1}^n (g_i + d_i)} \quad (3.25)$$

Onde,

$\tilde{\pi}_i^g$ – tarifa de geração na barra i calculada de acordo com o esquema AS

$\tilde{\pi}_i^d$ – tarifa de demanda na barra i calculada de acordo com o esquema AS

3.1.6.1 Exemplo didático

O mesmo sistema utilizado anteriormente irá ilustrar a aplicação do cálculo das tarifas de transmissão através do procedimento de alocação de AS.

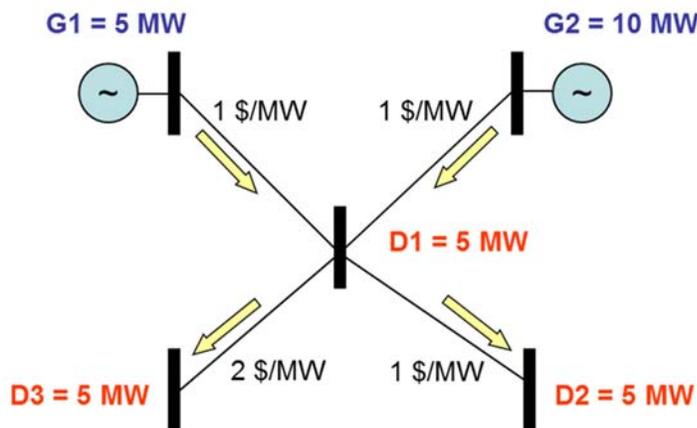


Figura 3-2 – Sistema teste 5 barras

A variável λ foi discretizada em 10 intervalos iguais $\Delta\lambda = 0.1$, o que significa que os geradores foram divididos em 10 geradores menores. Para

intervalos menores, a ordem de entrada dos geradores não é importante e pode ser desconsiderada, com isso a questão do esforço computacional em função do crescimento exponencial do número de combinações deixa de ser um problema.

Ordem de entrada não é importante:

Tabela 3.1 – Alocação de AS

	$\Delta\lambda G1$ (MW)	$\Delta\lambda G2$ (MW)	TG1 (\$)	TG2 (\$)	Dem. Atendida (MW)
1	0.5	1.0	0.5	1.0	1.5
2	0.5	1.0	0.5	1.0	3.0
3	0.5	1.0	0.5	1.0	4.5
4	0.5	1.0	0.5	2.0	6.0
5	0.5	1.0	1.0	2.0	7.5
6	0.5	1.0	1.0	2.0	9.0
7	0.5	1.0	1.0	2.5	10.5
8	0.5	1.0	1.5	3.0	12.0
9	0.5	1.0	1.5	3.0	13.5
10	0.5	1.0	1.5	3.0	15.0
Total	5	10	9.5	20.5	

4

Proposta de alocação Aumann-Shapley incorporando múltiplos cenários de despacho e perfil de carga

A metodologia proposta nesta dissertação é baseada em teoria dos jogos e tem como objetivo resolver o problema da recuperação dos custos. Esta metodologia será referenciada neste trabalho como AS Fluxo Máximo, enquanto AS Original, é a metodologia AS em sua forma padrão, conforme apresentado na seção anterior. A aplicação da metodologia proposta será ilustrada através de um sistema teste e dividida em três casos distintos: Caso 1 – Referência; Caso 2 – Múltiplos Cenários de Despacho e Caso 3 – Múltiplos Cenários de Despacho e Perfil de Carga.

A motivação para o desenvolvimento da metodologia proposta são os desafios práticos de implementação observados nas metodologias existentes. Neste trabalho serão tratados dois deles: (i) incorporação do efeito de múltiplos cenários de despacho, que está diretamente relacionada com o problema da recuperação dos custos e (ii) cálculo da tarifa de transmissão diferenciada por patamar com objetivo de fornecer sinal econômico para os consumidores modularem o seu consumo e com isso obter ganhos de eficiência econômica em função de um uso mais racional do sistema de transmissão.

4.1

Múltiplos Cenários de Despacho e Recuperação dos Custos

Em sistemas predominantemente hidrelétricos como o sistema elétrico Brasileiro, a construção de diversos cenários de geração é fundamental para a operação do sistema. O carregamento dos circuitos irá variar de acordo com cada cenário de geração, e conseqüentemente, quanto menor for o carregamento de um circuito em um dado cenário, menor será a recuperação dos seus custos. Uma abordagem para a alocação dos custos de transmissão é considerar o carregamento médio dos circuitos em todos os cenários, porém, se a alocação de custos para os agentes for feita considerando a média dos cenários de geração, o carregamento

dos circuitos será baixo e conseqüentemente a recuperação dos custos via parcela locacional será baixa. Portanto, será necessário utilizar uma parcela selo substancial para recuperar o custo remanescente da transmissão [38], o que é esperado, levando em consideração a discussão anterior sobre não ser possível realizar a expansão ótima do sistema. O problema é que se a parcela de ajuste deixa de ser complementar e passa a compor a parcela principal dos pagamentos de transmissão, o sinal locacional é diluído.

Propõe-se ao invés de considerar o carregamento médio dos circuitos em todo os cenários, considerar o cenário de carregamento máximo de cada circuito, onde obviamente estará sendo considerado o fluxo máximo para realizar a alocação dos custos de transmissão. O princípio básico é que a tomada de decisão do planejador para construção ou reforço de qualquer circuito do sistema está apoiada na existência de ao menos um cenário de geração em que esta linha apresenta um carregamento alto, e, portanto, justifica a sua construção. Sendo assim, levando em consideração a linearidade da rede de transmissão – propriedade da superposição – é possível realizar o seguinte procedimento:

- 1) Selecionar para cada circuito o cenário que apresenta o carregamento máximo;
- 2) Resolver para cada circuito o problema de otimização paramétrica da alocação Aumann-Shapley somente para os cenários selecionados em 1);
- 3) Alocar para cada circuito os custos de transmissão obtidos em 2);
- 4) Repetir procedimento até finalizar a alocação para todos os circuitos do sistema levando em conta a propriedade da superposição da rede.

Para fins ilustrativos, considere um sistema com três circuitos para o qual o planejador dispões de três cenários de geração, demanda e custos futuros.

Para o Circuito 1, a alocação dos custos de transmissão irá considerar que apenas o Cenário 1 possui um custo a ser alocado, pois este é o cenário para o qual o circuito apresenta o carregamento máximo. Será atribuído custo zero para os demais cenários, portanto, eles não farão parte da alocação. Da mesma forma, para o Circuito 2, será considerado apenas o custo do cenário que apresenta carregamento máximo, neste caso o Cenário 3. Finalmente, para o Circuito 3, o Cenário 2 é o cenário que apresenta carregamento máximo, portanto somente este cenário terá o custo considerado na alocação.

A propriedade de superposição da rede permite que a alocação total para o sistema seja feita somando-se a alocação realizada para cada circuito individualmente, onde somente os cenários de carregamento máximo são considerados.

A Tabela 4.1 ilustra o procedimento de seleção de circuitos, onde somente os cenários com carregamento máximo possuem os custos dos circuitos levados em consideração no modelo de otimização. Este procedimento funciona com um filtro para que sejam considerados somente os cenários de fluxo máximo de cada circuito.

Tabela 4.1 – Determinação dos Cenários de Fluxo Máximo

ELEMENTO	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
Circuito 1			
Circuito 2			
Circuito 3			

É importante ressaltar que o procedimento de seleção de circuitos faz uma varredura e seleciona os cenários em que os circuitos apresentam o carregamento máximo. Neste sentido, caso existam cenários com o mesmo carregamento, o procedimento não irá diferenciá-los, ainda que os cenários possam apresentar distribuições de fluxo completamente distintas. No exemplo da Tabela 4.1, o Circuito 1 apresenta carregamento máximo no Cenário 1. Caso o carregamento no Cenário 2 seja idêntico ao do Cenário 1, o procedimento irá manter o Cenário 1 como dado de entrada para o modelo de otimização. Caso o Cenário 2 apresente maior nível de carregamento que o Cenário 1, ainda que seja uma diferença marginal, o procedimento irá selecionar o Cenário 2.

4.2 Perfil de Carga e Eficiência Econômica

Calcular a tarifa de transmissão sem levar em consideração a demanda por patamar traz ineficiências para o sistema, pois não há sinal econômico para incentivar a redução do consumo nos horários de pico.

Para facilitar a compreensão, a variação da demanda por patamar pode ser comparada com o tráfego em uma rodovia, cuja intensidade varia de acordo com a

hora do dia. A hora de *rush* das rodovias pode ser comparada ao horário de ponta do sistema.

O esquema de rateio proposto nesta dissertação foi inspirado em [54]. O princípio básico deste mecanismo é induzir a eficiência econômica no uso de infraestruturas passíveis de congestão. É possível citar diversos exemplos de infraestruturas sujeitas à congestão em função de picos de demanda, como rodovias, rotas aéreas, terminais portuários, internet e linhas de transmissão. No caso de rodovias, geralmente é proposta a cobrança de pedágio em casos de privatização, onde o objetivo do pedágio é a recuperação dos custos de investimento da empresa ganhadora da concessão da rodovia. Caso fosse proposta a aplicação de uma tarifa diferenciada para uma rodovia, funcionaria como se fosse uma tarifa de pedágio variável, de modo que quanto maior fosse o tráfego, maior seria a tarifa de pedágio cobrada dos usuários, e vice-versa.

4.3 Sistema Teste

O sistema teste utilizado é apresentado na Figura 4-1.

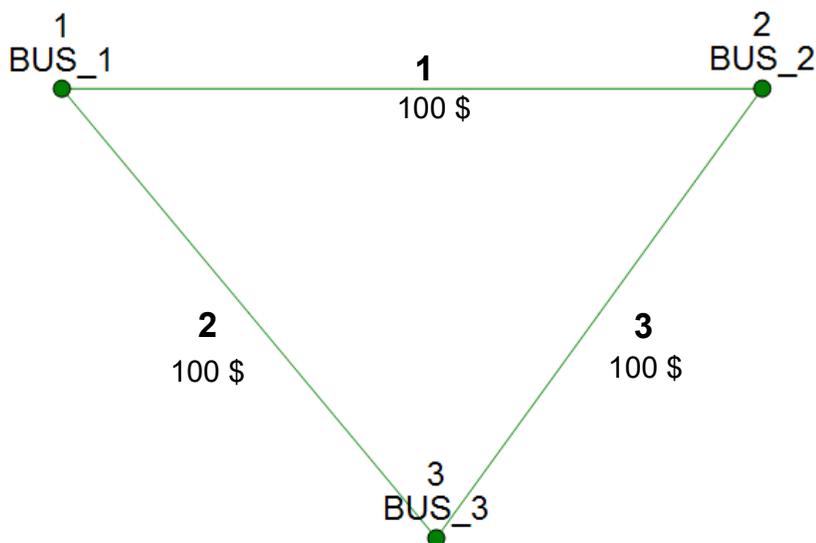


Figura 4-1 – Sistema teste 3 barras

Tabela 4.2 – Dados de Linha do Sistema Teste

CIRCUITO	BARRA ORIGEM	BARRA DESTINO	REATÂNCIA [%]	CAPACIDADE [MW]
1	1	2	10	40
2	1	3	10	40
3	2	3	10	80

Tabela 4.3 – Cenários de Geração e Demanda (Patamar 1)

ELEMENTO	BARRA	CENÁRIO 1 [MW]	CENÁRIO 2 [MW]
Gerador 1	1	30	20
Gerador 2	2	10	20
Demanda	3	40	

Tabela 4.4 – Cenários de Geração e Demanda (Patamar 2)

ELEMENTO	BARRA	CENÁRIO 1 [MW]	CENÁRIO 2 [MW]
Gerador 1	1	30	40
Gerador 2	2	30	20
Demanda	3	60	

4.4

Caso 1 – Referência

O Caso 1 utiliza o esquema AS Original para alocação dos custos de transmissão. São considerados apenas os cenários de geração e demanda do Patamar 1.

O resultado do fluxo de potência do sistema teste para cada cenário se encontra na Figura 4-2 e Figura 4-3.

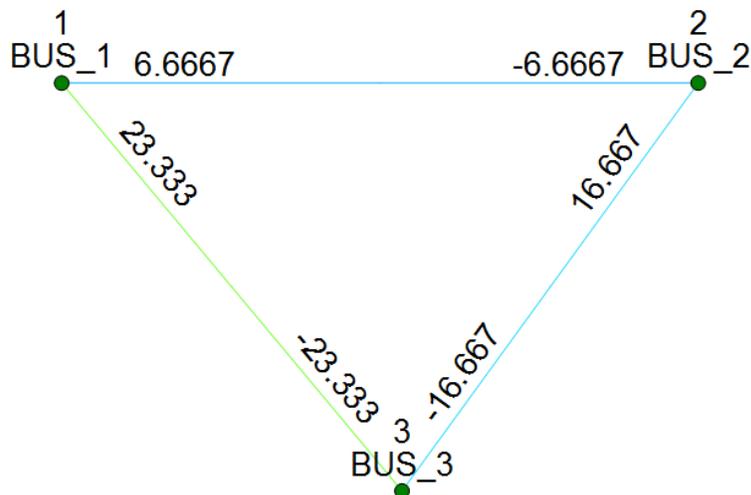


Figura 4-2 – Fluxo de Potência do Cenário 1

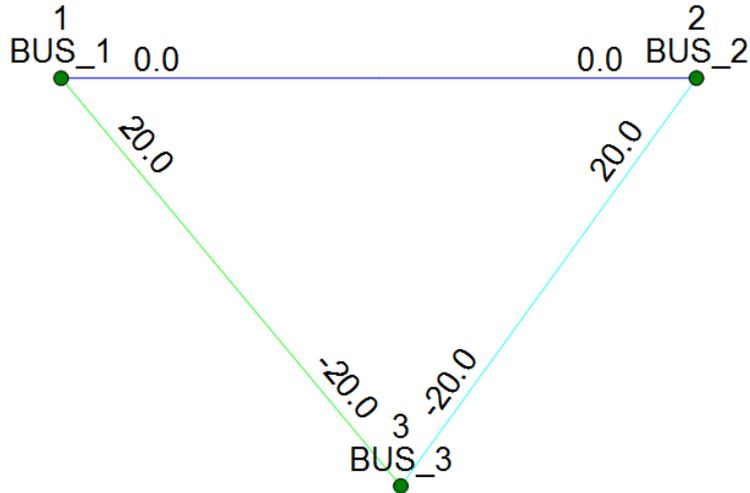


Figura 4-3 – Fluxo de Potência do Cenário 2

4.4.1 Custo Alocado para Geração

A tabela a seguir apresenta o pagamento da geração. O custo total do sistema de transmissão é 300 \$, dividindo os custos igualmente entre geração e demanda, deseja-se recuperar o equivalente à 150 \$, porém, a média simples da recuperação da parcela locacional dos cenários recupera 42.71 \$.

Tabela 4.5 – Pagamento da Geração

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 1	BARRA 2
CENÁRIO 1	43.75	4.17
CENÁRIO 2	12.50	25.00
MÉDIA	28.13	14.58

Conforme mostrado na Tabela 4.6, para recuperar a parcela da geração é necessária uma “complementação” de 107.29 \$.

Tabela 4.6 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 1	BARRA 2
CENÁRIO 1	120.31	29.69
CENÁRIO 2	68.75	81.25
MÉDIA	94.53	55.47

A tarifa final em (\$/MW) é calculada dividindo-se a média simples do pagamento (incluindo a parcela selo) por barra, pela capacidade instalada total da

barra. Na Barra 1, observa-se que 30% da tarifa final é composta da parcela locacional e 70% da parcela selo. Na Barra 2, observa-se que 26% da tarifa final é composta da parcela locacional e 74% da parcela selo.

Tabela 4.7 – Tarifa Final da Geração

TARIFA FINAL (\$/MW)	
BARRA 1	BARRA 2
3.15	2.77

4.4.2 Custo Alocado para Demanda

Analogamente, a tabela a seguir apresenta os pagamentos da demanda. Deseja-se recuperar a parcela restante, equivalente à 150 \$, a média simples da recuperação da parcela locacional dos cenários recupera 42.71 \$.

Tabela 4.8 – Pagamento da Demanda

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 3
CENÁRIO 1	47.92
CENÁRIO 2	37.50
MÉDIA	42.71

A Tabela 4.9 mostra que para recuperar a parcela da demanda será necessária uma “complementação” de 107.29 \$.

Tabela 4.9 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 3
CENÁRIO 1	150
CENÁRIO 2	150
MÉDIA	150

A tarifa final em (\$/MW) da barra de carga do sistema é calculada dividindo-se a média simples do pagamento (incluindo a parcela selo) de cada barra, pela demanda máxima. Na Barra 3, observa-se que 29% da tarifa final é composta da parcela locacional e 71% da parcela selo.

Tabela 4.10 – Tarifa Final da Demanda

TARIFA MÉDIA FINAL (\$/MW)
BARRA 3
3.75

4.5

Caso 2 – Múltiplos Cenários de Despacho

O Caso 2 utiliza o esquema AS Fluxo Máximo. Os cenários de geração e a demanda são os mesmos do Caso 1, portanto, os resultados do fluxo de potência também são os mesmos.

A Tabela 4.11 apresenta os cenários em que os circuitos apresentam fluxo máximo. Os cenários em destaque terão seus respectivos custos unitários em (\$/MW) considerados no modelo de otimização. Para os demais cenários, será atribuído custo zero, e, portanto, estes não serão levados em consideração na alocação dos custos de transmissão.

Tabela 4.11 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo

CIRCUITO	BARRA ORIGEM	BARRA DESTINO	FLUXO DE POTÊNCIA (MW)	
			CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
1	1	2	6.67	0.00
2	1	3	23.33	20.00
3	2	3	16.67	20.00

4.5.1

Custo Alocado para Geração

A tabela a seguir apresenta os pagamentos dos geradores. Da mesma forma, deseja-se recuperar o equivalente à 150 \$ referente à parcela de geração, porém a recuperação da parcela locacional é 50 \$, 17% maior que no Caso 1 de referência.

Tabela 4.12 – Pagamento da Geração

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	
BARRA 1	BARRA 2
41.67	8.33

Conforme mostrado na Tabela 4.13, para recuperar a parcela da geração é necessária uma “complementação” de 100 \$.

Tabela 4.13 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	
BARRA 1	BARRA 2
107.29	42.71

A tarifa final em (\$/MW) é calculada dividindo-se o pagamento (incluindo a parcela selo) por barra, pela capacidade instalada total na barra. Na Barra 1, observa-se que 39% da tarifa final é composta da parcela locacional e 61% da parcela selo. Na Barra 2, observa-se que 20% da tarifa final é composta da parcela locacional e 80% da parcela selo.

Tabela 4.14 – Tarifa Final da Geração

TARIFA MÉDIA FINAL (\$/MW)	
BARRA 1	BARRA 2
3.58	2.14

4.5.2 Custo Alocado para Demanda

Analogamente, a Tabela 4.15 apresenta os pagamentos da demanda. Deseja-se recuperar a parcela restante, equivalente à 150 \$, porém, o pagamento da demanda recupera 50 \$, 17% maior no Caso 1 de referência.

Tabela 4.15 – Pagamento da Demanda

PAGAMENTO POR BARRA (\$)
BARRA 3
50

A Tabela 4.16 mostra que para recuperar a parcela da demanda será necessária uma “complementação” de 100 \$.

Tabela 4.16 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO MÉDIO POR BARRA (\$)
BARRA 3
150

A tarifa final em (\$/MW) da barra de carga do sistema é calculada dividindo-se o pagamento (incluindo a parcela selo) de cada barra, pela demanda máxima. Na Barra 3, observa-se que 33% da tarifa final é composta da parcela locacional e 67% da parcela selo.

Tabela 4.17 – Tarifa Final da Demanda

TARIFA MÉDIA FINAL (\$/MW)
BARRA 3
3.75

4.6 Caso 3 – Múltiplos Cenários de Despacho e Perfil de carga

O Caso 3 utiliza o esquema AS Fluxo Máximo e calcula a tarifa de transmissão diferenciada por patamar para dois patamares de carga. São considerados os cenários de geração e demandas do Patamar 1 e Patamar 2.

O resultado do fluxo de potência do sistema teste para cada cenário de geração e demanda e para cada patamar de carga se encontra na Figura 4-4, Figura 4-5, Figura 4-6 e Figura 4-7.

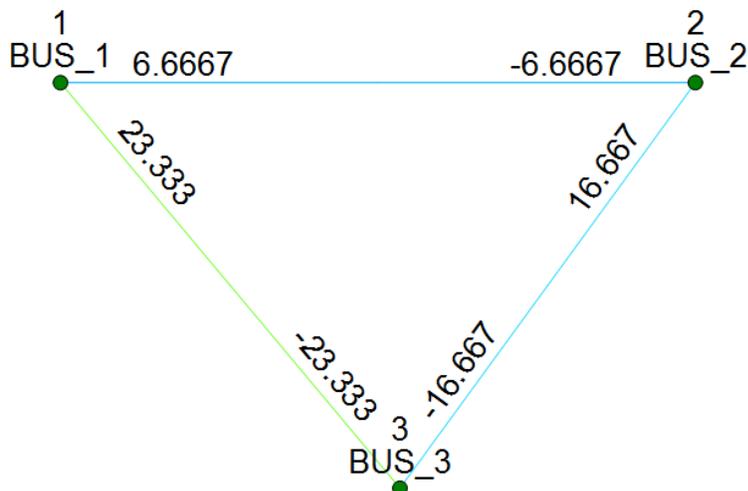


Figura 4-4 – Fluxo de Potência do Cenário 1 (Patamar 1)

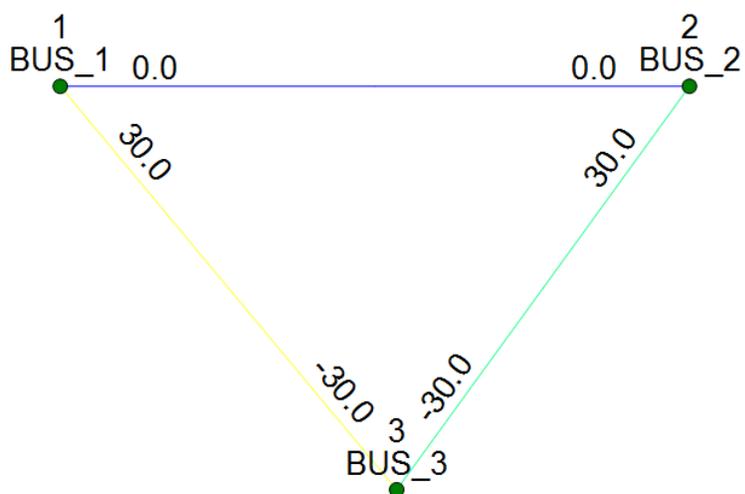


Figura 4-5 – Fluxo de Potência do Cenário 1 (Patamar 2)

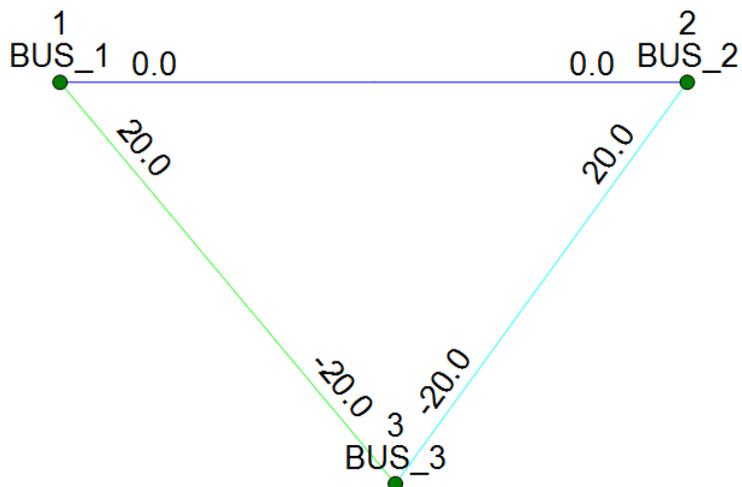


Figura 4-6 – Fluxo de Potência do Cenário 2 (Patamar 1)

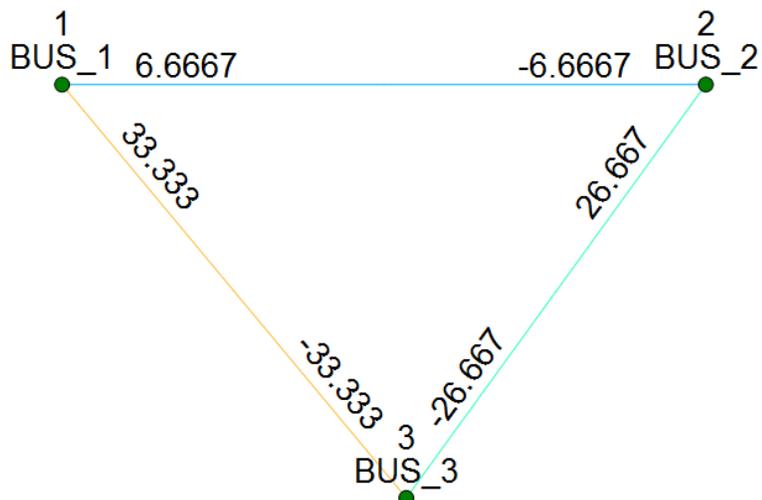


Figura 4-7 – Fluxo de Potência do Cenário 2 (Patamar 2)

A Tabela 4.18 e Tabela 4.19 apresentam os cenários em que os circuitos apresentam fluxo máximo para cada patamar de carga.

Para cada patamar, os cenários em destaque terão seus respectivos custos unitários em (\$/MW) considerados no modelo de otimização. Para os demais cenários, será atribuído custo zero, e, portanto, estes não serão levados em consideração na alocação dos custos de transmissão.

Tabela 4.18 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo (Patamar 1)

CIRCUITO	BARRA ORIGEM	BARRA DESTINO	FLUXO DE POTÊNCIA (MW)	
			CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
1	1	2	6.67	0.00
2	1	3	23.33	20.00
3	2	3	16.67	20.00

Tabela 4.19 – Seleção dos Cenários de Fluxo Máximo (Patamar 2)

CIRCUITO	BARRA ORIGEM	BARRA DESTINO	FLUXO DE POTÊNCIA (MW)	
			CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
1	1	2	0.00	6.67
2	1	3	30.00	33.33
3	2	3	30.00	26.67

4.6.1 Custo Alocado para Geração

A tabela a seguir apresenta os pagamentos de responsabilidade dos geradores para cada patamar de carga.

Tabela 4.20 – Pagamento da Geração

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 1	BARRA 2	TOTAL
PATAMAR 1	41.67	8.33	50
PATAMAR 2	56.25	12.50	68.75

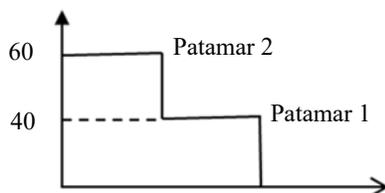


Figura 4-8 – Demanda em cada patamar de carga

Sejam $\{\pi_{i,j}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, m\}$ os montantes a serem arrecadados nas barras i , patamar j , será realizado o rateio dos montantes arrecadados entre os patamares considerando a proporcionalidade dos montantes de carga.

Inicialmente é feito o rateio para a barra 1.

$$\pi_{1,2} = \frac{60}{40} \pi_{1,1}$$

E

$$\pi_{1,2} + \pi_{1,1} = 56.25$$

Substituindo:

$$\left(\frac{60}{40} + 1\right) \pi_{1,1} = 56.25$$

Com isso,

$$\pi_{1,1} = \frac{40}{100} \times 56.25 = \mathbf{22.50}$$

$$\pi_{1,2} = \frac{60}{40} \pi_{1,1} = \mathbf{33.75}$$

Em seguida é feito o rateio para a barra 2.

$$\pi_{2,2} = \frac{60}{40} \pi_{2,1}$$

E

$$\pi_{2,2} + \pi_{2,1} = 12.50$$

Substituindo:

$$\left(\frac{60}{40} + 1\right) \pi_{2,1} = 12.50$$

Com isso,

$$\pi_{2,1} = \frac{40}{100} \times 12.50 = \mathbf{5.00}$$

$$\pi_{2,2} = \frac{60}{40} \pi_{2,1} = \mathbf{7.50}$$

Tabela 4.21 – Rateio do montante total arrecadado por patamar na geração

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 1	BARRA 2	TOTAL
PATAMAR 1	22.50	5.00	27.50
PATAMAR 2	33.75	7.50	41.25

Ou seja, será arrecadado 41.25 durante a ponta e 27.50 fora de ponta, totalizando 68.75, que é igual ao montante total arrecadado.

Conforme mostrado na Tabela 4.22, para recuperar a parcela da geração é necessária uma “complementação” de 81.25 \$.

Tabela 4.22 – Pagamento da Geração incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 1	BARRA 2
PATAMAR 1	42.81	25.31
PATAMAR 2	54.06	27.81
TOTAL	96.87	53.12

A tarifa final agregada para os dois patamares em (\$/MW) em cada barra de geração do sistema é calculada dividindo-se o pagamento total (incluindo a parcela selo) por barra, pela capacidade instalada total na barra.

Tabela 4.23 – Tarifa Final da Geração

TARIFA FINAL (\$/MW)	
BARRA 1	BARRA 2
3.23	2.66

4.6.2 Custo Alocado para Demanda

Analogamente, a tabela a seguir apresenta os pagamentos a serem arcados pela demanda.

Tabela 4.24 – Pagamento da Demanda

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 3
PATAMAR 1	50.00
PATAMAR 2	68.75

$$\pi_{3,2} = \frac{60}{40} \pi_{3,1}$$

E

$$\pi_{3,2} + \pi_{3,1} = 68.75$$

Substituindo:

$$\left(\frac{60}{40} + 1\right) \pi_{3,1} = 68.75$$

Com isso,

$$\pi_{3,1} = \frac{40}{100} \times 68.75 = \mathbf{27.50}$$

$$\pi_{3,2} = \frac{60}{40} \pi_{3,1} = \mathbf{41.25}$$

Tabela 4.25 – Rateio do montante total arrecadado por patamar na demanda

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 3
PATAMAR 1	27.50
PATAMAR 2	41.25

Ou seja, será arrecadado 41.25 durante a ponta e 27.50 fora de ponta, totalizando 68.75, que é igual ao montante total arrecadado.

Conforme mostrado na Tabela 4.26, para recuperar a parcela da demanda é necessária uma “complementação” de 81.25 \$.

Tabela 4.26 – Pagamento da Demanda incluindo Parcela Selo

PAGAMENTO POR BARRA (\$)	BARRA 3
PATAMAR 1	68.13
PATAMAR 2	81.88
TOTAL	150.01

A tarifa final em (\$/MW) da barra de carga do sistema é calculada dividindo-se o pagamento (incluindo a parcela selo) de cada barra, pela demanda máxima.

Tabela 4.27 – Tarifa Final na Demanda

TARIFA FINAL (\$/MW)
BARRA 3
2.50

Observa-se que com o esquema de rateio proposto, tanto para geração, quanto para demanda, o patamar 1 (fora de ponta) paga menos que o patamar 2 (ponta), ou seja, patamares com demanda menor pagam menos pelo uso da infraestrutura de transmissão, enquanto patamares com demanda maior pagam mais.

5 Estudo de Caso e Discussão dos Resultados

Neste capítulo será apresentado e discutido um estudo de caso do Sistema da Bolívia para ilustrar a aplicação da metodologia proposta. Os resultados obtidos com a metodologia proposta são comparados com as seguintes metodologias: (i) Participações Médias; (ii) Metodologia Nodal; e (ii) AS Original. As metodologias Participações Médias e Nodal são apresentadas em detalhes no Anexo C – Metodologias para Alocação de Custos e a metodologia AS Original foi apresentada na seção 3.1.6

Inicialmente foi realizado um estudo de expansão da geração e transmissão do sistema utilizando respectivamente os modelos de planejamento OptGen®⁴ e NetpPlan®⁵ para uma amostra de 100 cenários hidrológicos e 5 patamares de carga. A data base utilizada para realização do estudo foi outubro de 2024. O critério utilizado para seleção da data base foi a etapa que apresentou o maior custo marginal de operação como *proxy* para identificar o estágio de maior carregamento do sistema. O objetivo da realização deste estudo foi obter os cenários de oferta e demanda e despacho para alimentar a simulação realizada no modelo de simulação da operação eletro-energética SDDP®, que tem como um dos subprodutos o resultado do fluxo de potência da rede, que é o principal *input* para o cálculo de tarifas de transmissão.

A metodologia AS Fluxo Máximo foi implementada através de um programa em linguagem Fortran e os problemas de otimização foram formulados em linguagem *Mosel*, através do solver *Xpress*. O programa em Fortran faz a leitura dos dados de entrada do sistema e chama automaticamente o *solver* para solução dos problemas de programação linear, utilizando diversos algoritmos de otimização, tais como método simplex primal, primal-dual e barreiras, conforme a complexidade do problema. O tempo médio de execução computacional da metodologia AS Fluxo Máximo para o sistema da Bolívia é de 1 hora.

⁴ Modelo OptGen de propriedade da PSR.

⁵ Modelo NetPlan de propriedade da PSR.

A Figura 5-1 resume as etapas do procedimento de cálculo da alocação dos custos de transmissão.

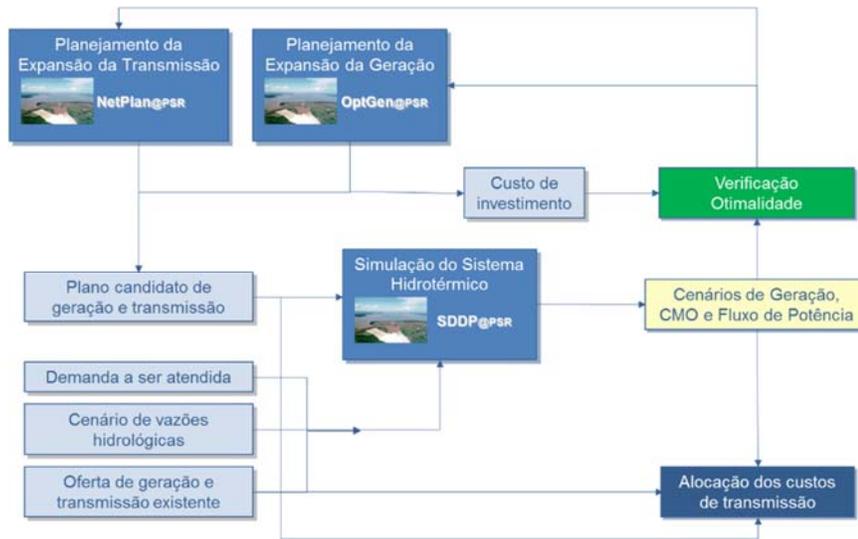


Figura 5-1 – Etapas para alocação dos custos de transmissão

A metodologia AS Fluxo Máximo considera múltiplos cenários de despacho, tornando o esquema AS Original mais robusto para o tratamento do problema da recuperação de custos. Além disso, as tarifas de transmissão são calculadas considerando o perfil de carga de acordo com o esquema de rateio proposto, tendo como objetivo final aumentar a eficiência econômica através da resposta dos consumidores ao sinal econômico inserido na tarifa. Por fim, a seção 10.4 apresenta um comparativo de todas as metodologias utilizadas neste trabalho.

5.1 Sistema Bolívia

A Bolívia, cujo mapa encontra-se na Figura 5-2, é um país do cone sul latino americano e faz fronteira com Brasil, Paraguai, Argentina, Chile e Peru. De acordo com o último censo de 2012, possui uma população de aproximadamente 10 milhões de habitantes, majoritariamente vivendo em área urbanas.

O sistema elétrico da Bolívia foi privatizado nos anos 90 e dividido em geração, transmissão e distribuição. A capacidade instalada do parque gerador é de aproximadamente 1.5 GW, sendo composto essencialmente de geração térmica (60%) e hídrica (40%). A demanda máxima projetada para outubro de 2024, etapa selecionada para o estudo, é 744 MW. O sistema interconectado nacional é

composto de 64 barras, 112 circuitos e 65 geradores e abrange cerca de 80% da capacidade instalada, sendo o restante sistemas isolados. A malha de transmissão é composta de aproximadamente 3,000 km de linhas de 69 kV, 115 kV e 230 kV.



Figura 5-2 – Mapa da Bolívia

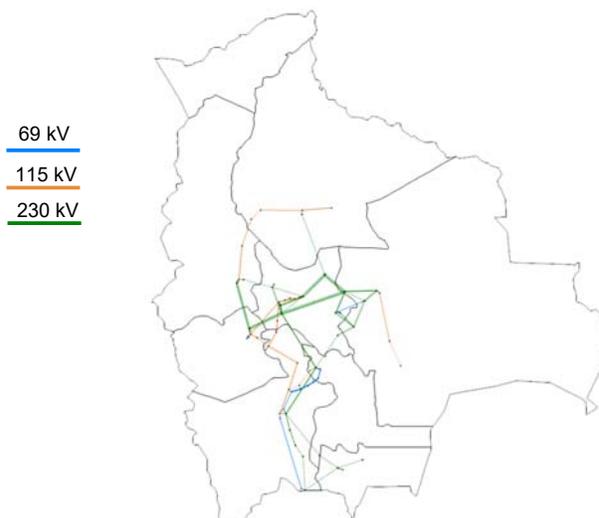


Figura 5-3 – Sistema de transmissão da Bolívia

5.1.1 Premissas

As tarifas de transmissão calculadas neste trabalho representam uma projeção para outubro de 2024. Para efeito de cálculo das tarifas de transmissão, a rede elétrica da Bolívia foi valorada como nova, utilizando-se custos típicos

internacionais. O custo total e a receita requerida pela rede são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Custo e receita requerida pelo sistema Bolívia

CUSTOS	US\$ mil	%
Linhas de Transmissão	646,384	51
Transformadores	176,306	14
Entrada de Linhas	446,044	35
Custo total	1,268,734	100
Receita requerida	157,505	

A receita requerida do sistema de transmissão, a ser recuperada através da aplicação das tarifas, foi calculada através da anualização do custo total, para uma taxa de desconto de 12% a.a. (real) e vida útil de 30 anos.

As tarifas foram calculadas em US\$/kW-inst.mês para geração e US\$/kW-max.mês para demanda, ou seja, para os geradores será considerada a capacidade instalada dos geradores por barra e para os consumidores a demanda máxima por barra. A metodologia proposta utiliza um passo de integração $\Delta\lambda = 0.0002$, em outras palavras, discretização em 5000 segmentos⁶.

O percentual adotado para rateio da receita total entre geração e demanda é 50% para geração e 50% para demanda.

Tabela 5.2 – Rateio da receita requerida entre geração e demanda

AGENTES	US\$ mil	%
Geração	78,753	50
Demanda	78,753	50
Receita requerida	157,505	100

5.2 Resultados Obtidos

Os resultados para os métodos analisados são apresentados qualitativamente, onde as tarifas de geração e demanda são apresentadas de forma ilustrativa de acordo com a localização geográfica.

⁶ Após simulações preliminares, foi considerado adequado adotar a discretização do passo de integração em 5000 segmentos, levando em consideração esforço computacional e precisão dos resultados.

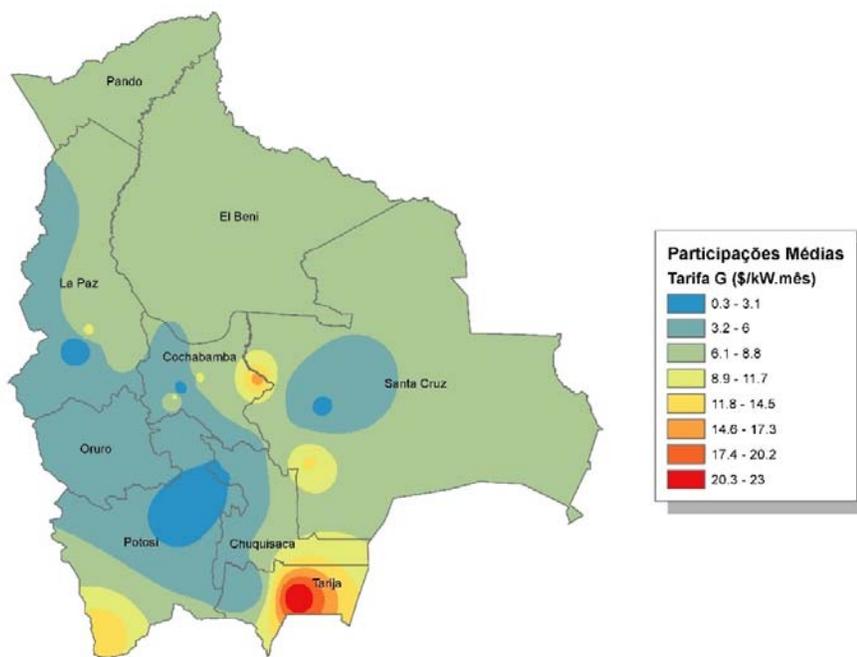


Figura 5-4 – Participações Médias (tarifa de geração)

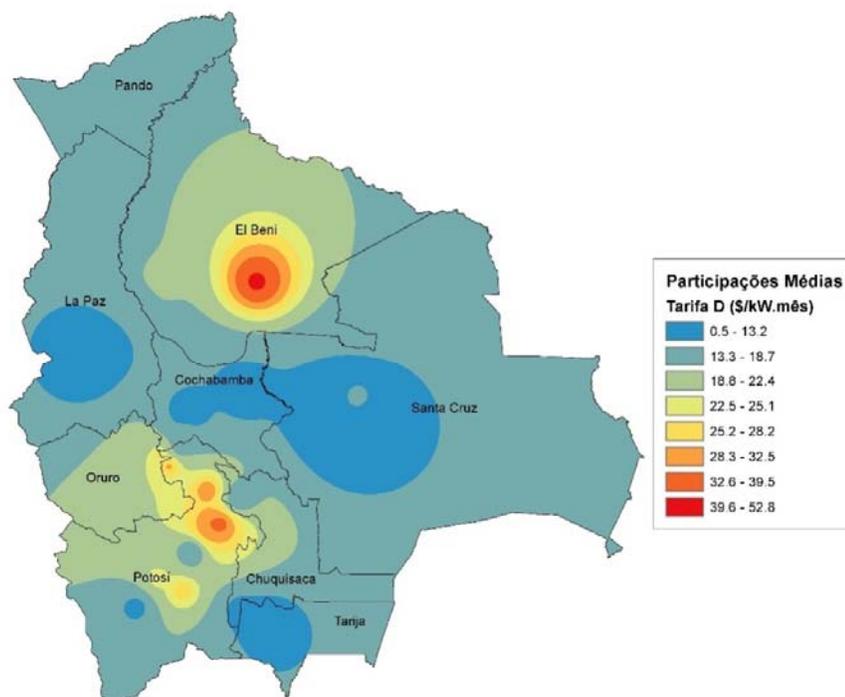


Figura 5-5 – Participações Médias (tarifa de demanda)

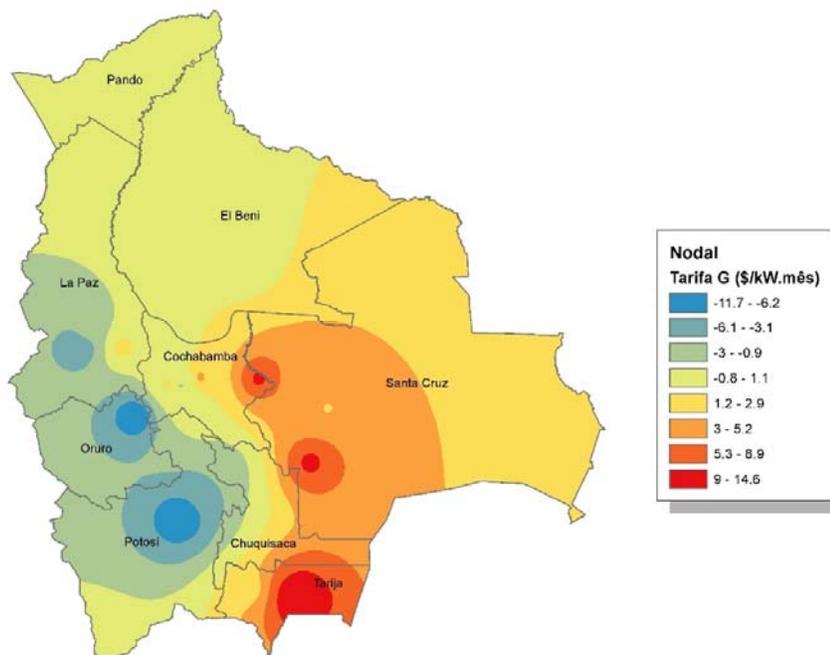


Figura 5-6 – Nodal (tarifa de geração)

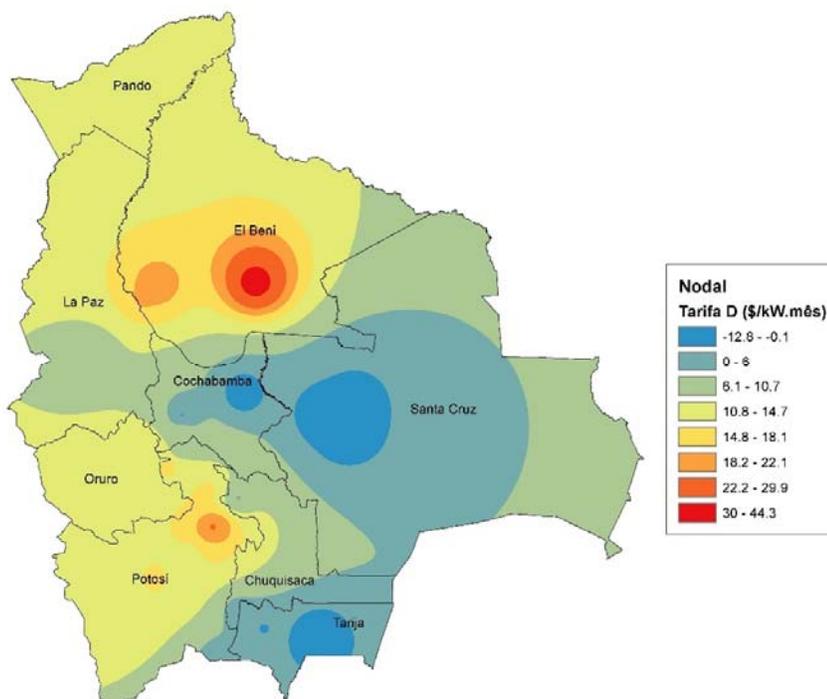


Figura 5-7 – Nodal (tarifa de demanda)

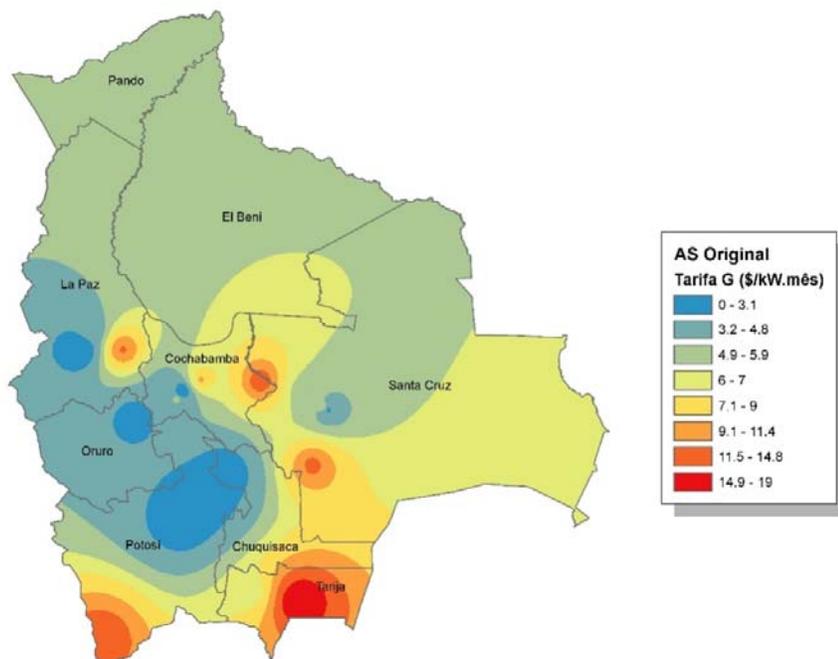


Figura 5-8 – AS Original (tarifa de geração)

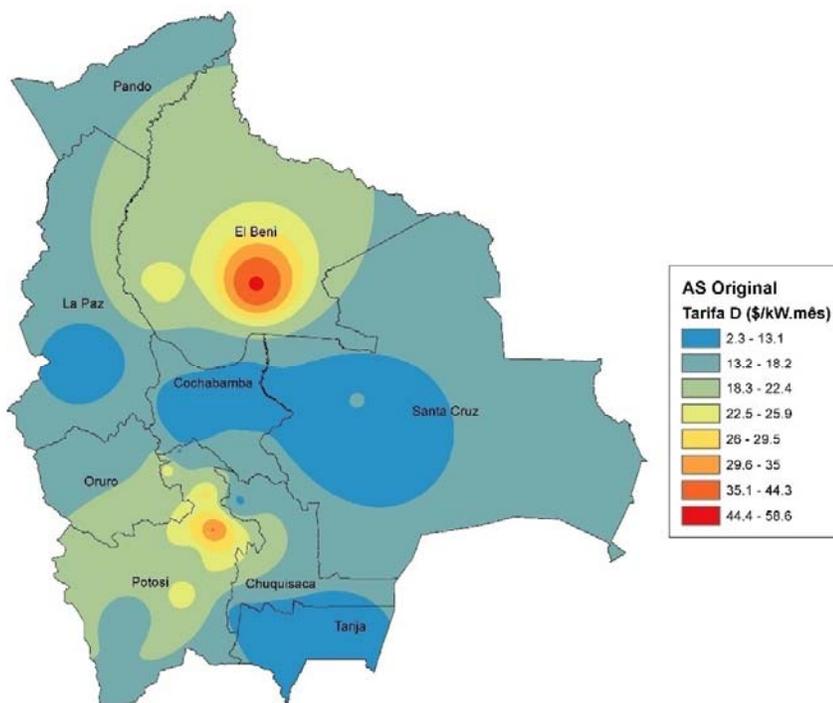


Figura 5-9 – AS Original (tarifa de demanda)

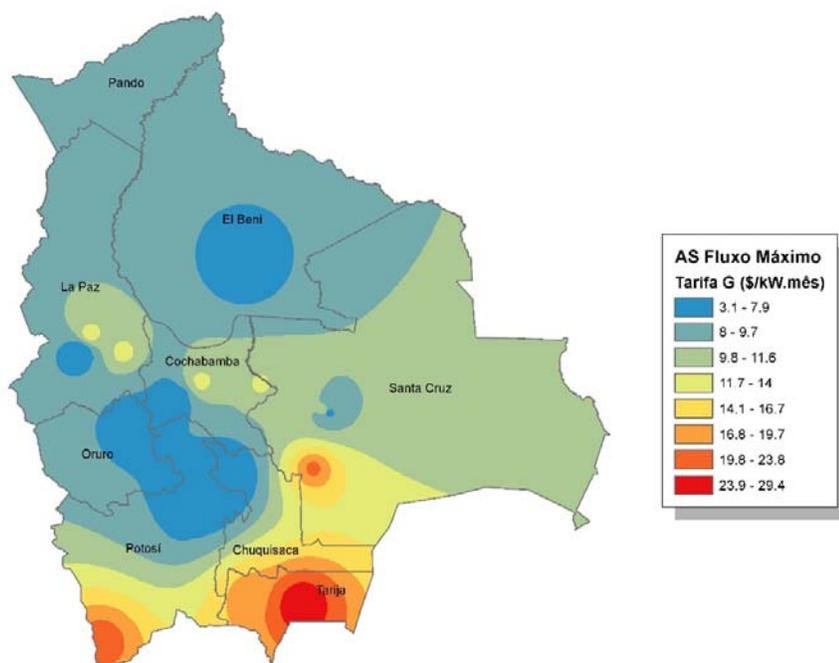


Figura 5-10 – AS Fluxo Máximo (tarifa de geração)

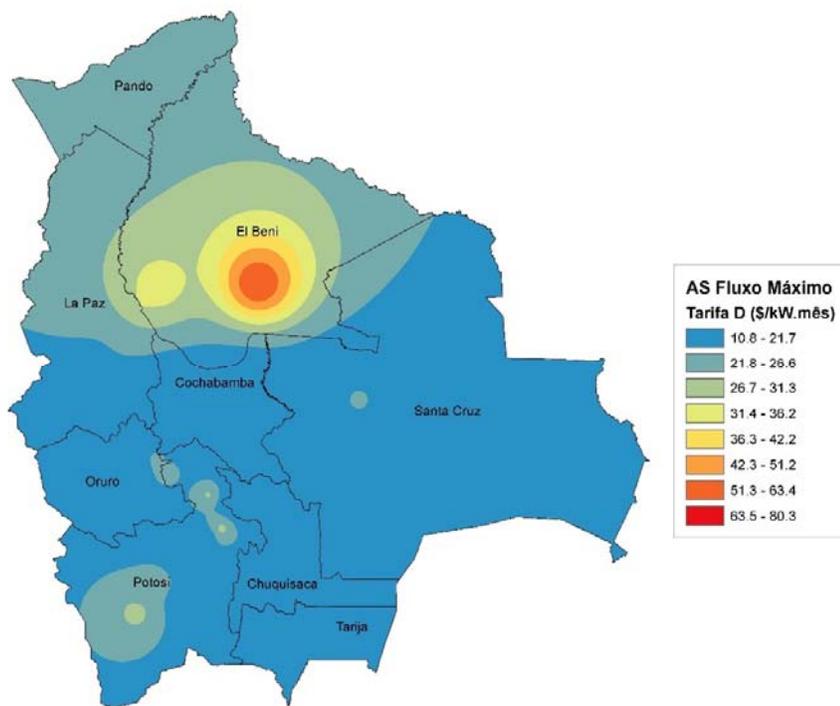


Figura 5-11 – AS Fluxo Máximo (tarifa de demanda)

Os resultados também são apresentados através dos gráficos com o resultado da aplicação de todas as metodologias para alocação de custos consideradas na dissertação, incluindo a metodologia proposta.

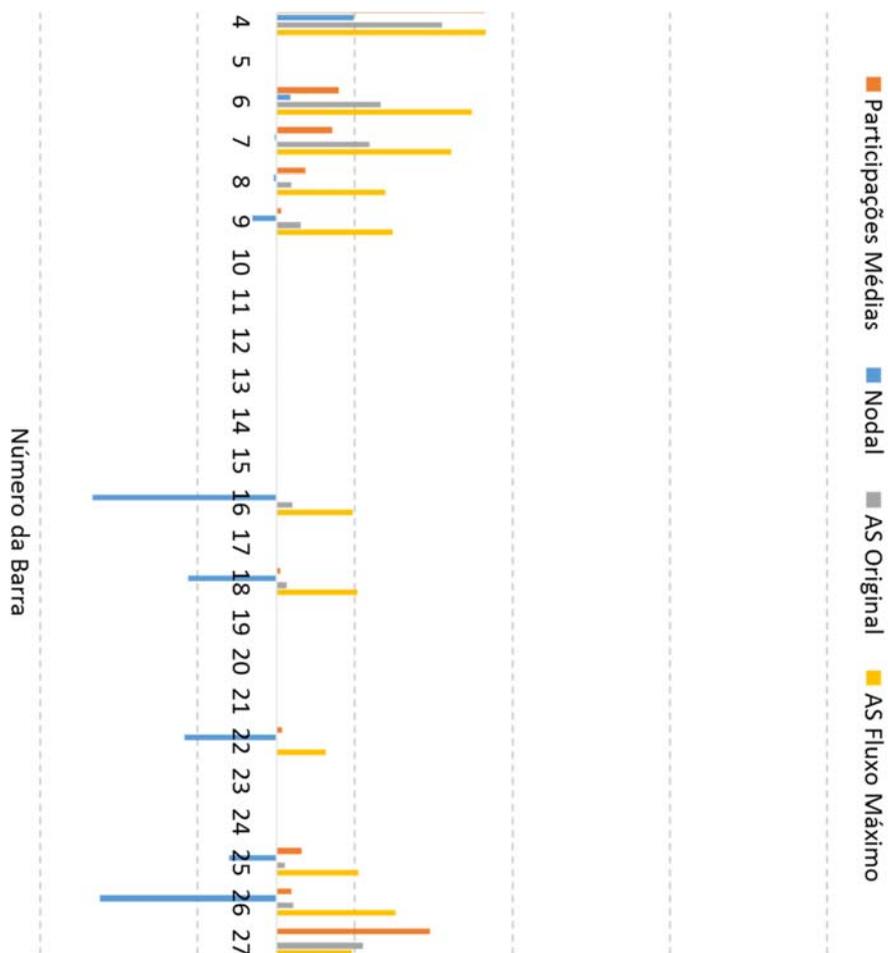


Figura 5-12 – Tarifa de Geração para todos os métodos (barra 1 a 32)

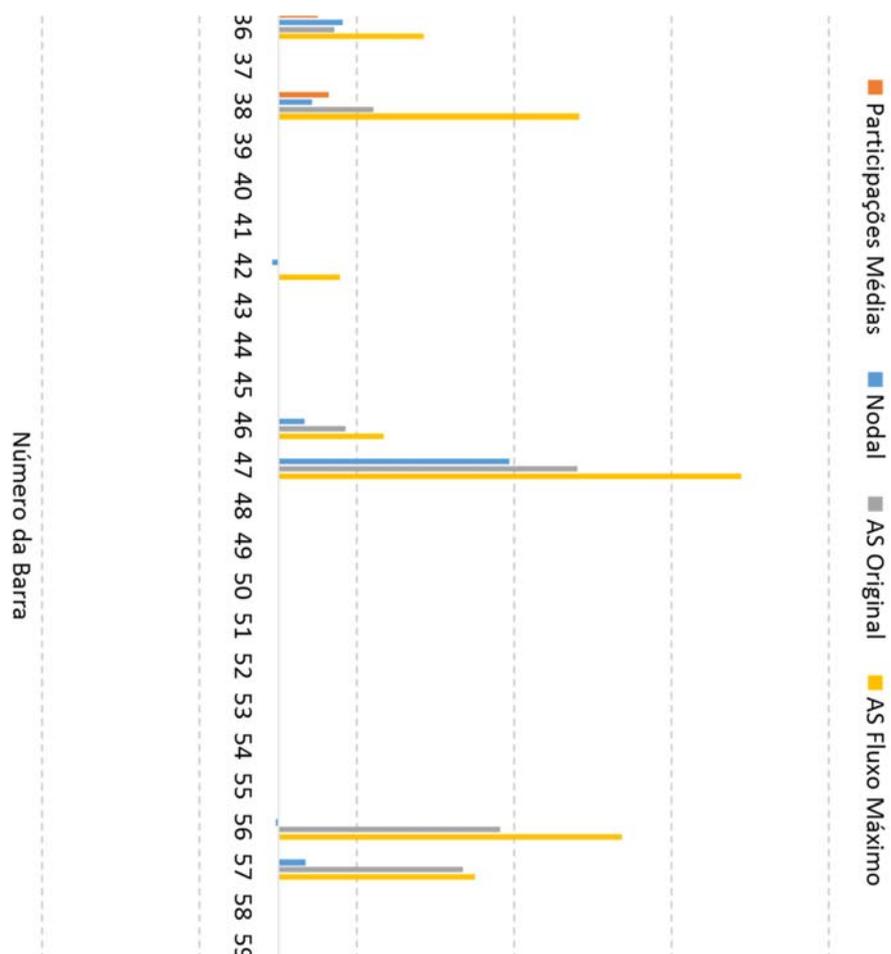


Figura 5-13 – Tarifa de Geração para todos os métodos (barra 33 a 64)

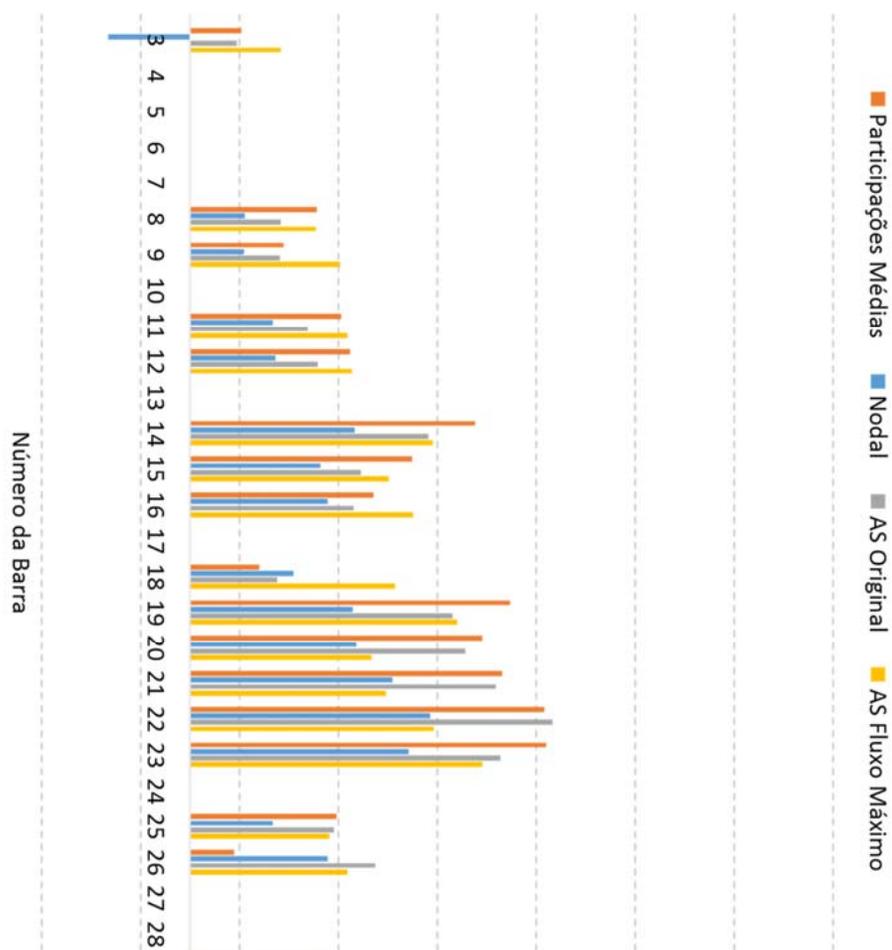


Figura 5-14 – Tarifa de Demanda para todos os métodos (barra 1 a 32)

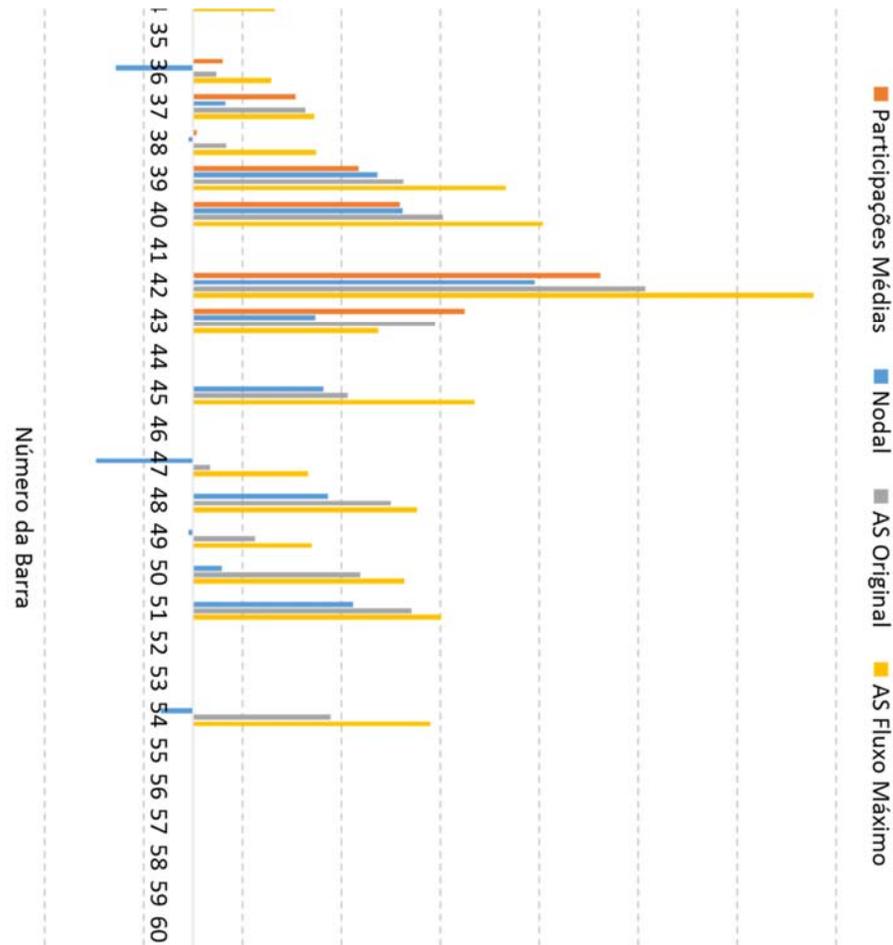


Figura 5-15 – Tarifa de Demanda para todos os métodos (barra 33 a 64)

Geradores localizados em regiões exportadoras de energia, ou seja, regiões que possuem demanda mais baixa e excesso de geração, possuem tarifas mais elevadas que geradores localizados mais próximos dos centros de consumo. Por outro lado, consumidores localizados em regiões importadoras de energia, ou seja, regiões com demanda maior e déficit de geração, possuem tarifas mais elevadas que consumidores localizados mais próximos dos centros de geração. Isto pode ser observado no sistema da Bolívia, onde o centro de geração se encontra na região sul do país (região exportadora de energia) enquanto o centro de carga (região importadora de energia) se encontra no extremo oposto norte, conforme observado por exemplo em Figura 5-10 e Figura 5-11.

Adicionalmente, observa-se a existência de uma correlação negativa entre as tarifas de geradores e consumidores em uma mesma barra, por exemplo, se a tarifa de geração é mais alta, a tarifa de demanda tende a ser mais baixa e vice-versa. Isto pode ser verificado na metodologia AS Fluxo Máximo na Figura 5-13 e

Figura 5-15, nas quais a maior tarifa de geração e a menor tarifa de demanda ocorrem na barra 47.

O sinal locacional observado na metodologia AS Fluxo Máximo apresenta padrão semelhante ao do método Nodal. O método Participações Médias é sensível a posição dos agentes na rede elétrica, porém não se observa sinal locacional tão pronunciado como nos outros métodos.

5.2.1 Múltiplos Cenários de Despacho e Recuperação dos Custos

A avaliação da recuperação dos custos de cada metodologia em relação à metodologia proposta é o foco principal deste trabalho. Conforme discutido anteriormente, o problema da recuperação dos custos de transmissão está relacionado ao baixo carregamento dos circuitos, que por sua vez ocorre em função de diversos fatores pelos quais não é possível dimensionar uma rede de transmissão ótima.

A Figura 5-16 ilustra o percentual de recuperação da parcela locacional de cada metodologia. Observa-se que o percentual da recuperação de custos da parcela locacional da metodologia AS Fluxo Máximo é superior ao das demais metodologias utilizadas no Estudo de Caso, chegando a ser mais que o dobro do percentual de recuperação da metodologia Nodal, por exemplo.

Isto ocorre em função da alocação dos custos ser feita individualmente com base na seleção do cenário em que cada circuito apresenta o maior carregamento frente aos demais cenários. A justificativa para a escolha dos cenários de maior carregamento de cada circuito é que estes são os cenários que apontam para o planejador a necessidade de construção ou reforço da rede de transmissão, logo, devem atuar como limitantes nos estudos de expansão da transmissão. Esta abordagem incorpora os múltiplos cenários de despacho na repartição dos custos. Por exemplo, considerar o carregamento médio de todos os cenários ou selecionar qualquer outro cenário de maneira hipotética, envolve o risco de reduzir o sinal locacional e aumentar a parcela selo.

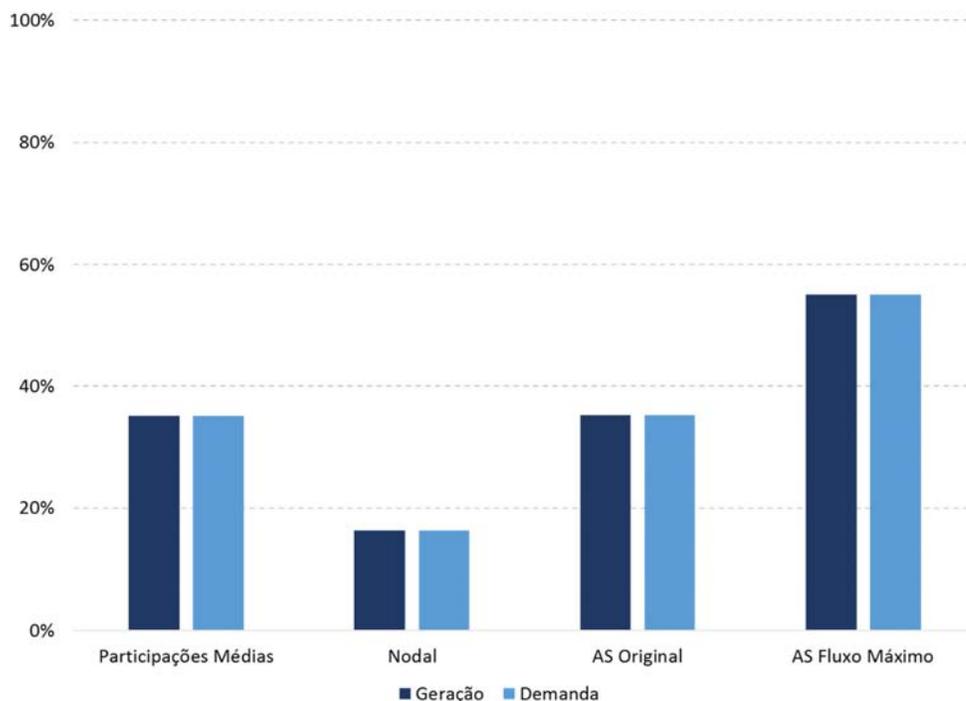


Figura 5-16 – Percentual de recuperação de custos da parcela locacional

5.2.2 Perfil de Carga e Eficiência Econômica

Os gráficos abaixo apresentam a tarifa de transmissão da Bolívia calculada por patamar com a metodologia AS Fluxo Máximo. Ressalta-se que o cálculo da tarifa de transmissão diferenciada por patamar poderia ser realizado com qualquer outra metodologia e o objetivo de realizá-lo utilizando a metodologia AS Fluxo Máximo é combinar as propriedades: (i) múltiplos cenários de despacho; e (ii) perfil de carga, na metodologia de alocação de custos de transmissão. Ademais, a demanda total do sistema foi modelada em 5 patamares de carga e o Patamar de Carga 1 é o patamar que apresenta demanda máxima.

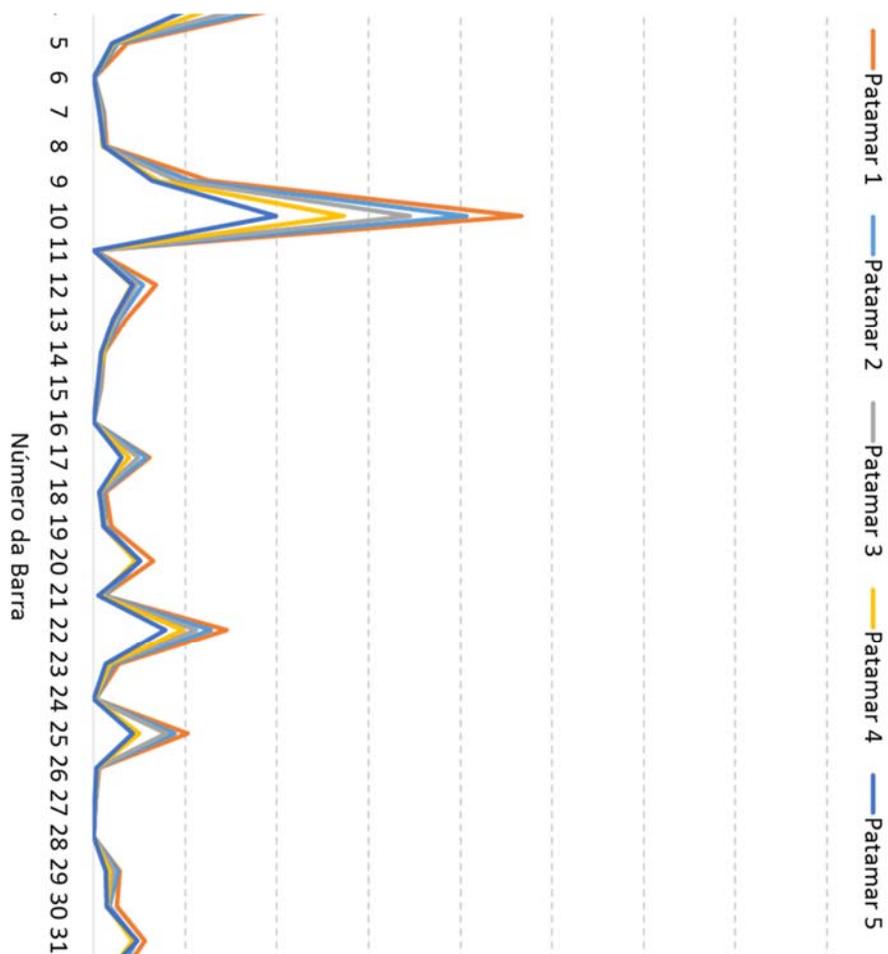


Figura 5-17 – Demanda do sistema da Bolívia por Patamar

É possível observar que o esquema de rateio implementado fornece tarifas tanto maiores quanto a demanda de cada patamar, logo, o Patamar de Carga 1 é o patamar que apresenta tarifas mais elevadas. Por exemplo, na barra 47 a tarifa de geração é da ordem 6 \$/kW.mês no Patamar de Carga 1 frente a uma tarifa da ordem de 3 \$/kW.mês no Patamar de Carga 5, ou seja, no Patamar de Carga 1 a tarifa é basicamente o dobro da tarifa no Patamar de Carga 5. Adicionalmente, conforme observado anteriormente, a barra 47 se manteve como a barra que apresenta a maior tarifa de geração e a menor tarifa de demanda.

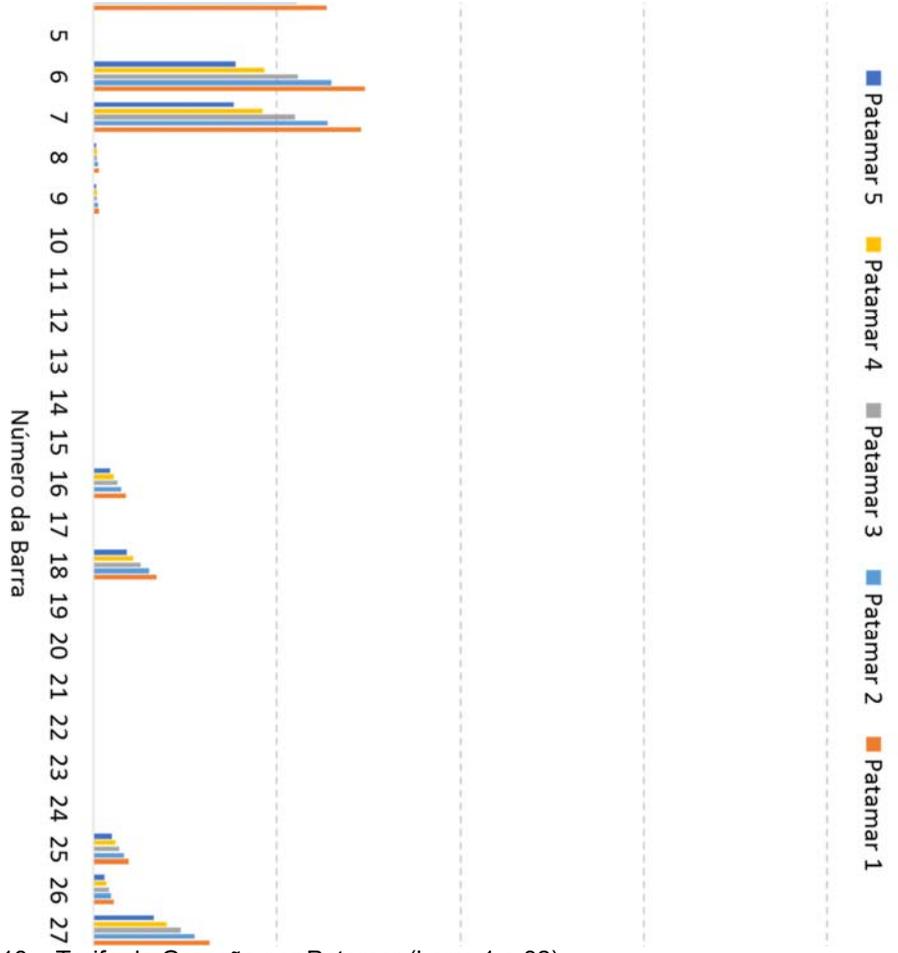


Figura 5-18 – Tarifa de Geração por Patamar (barra 1 a 32)

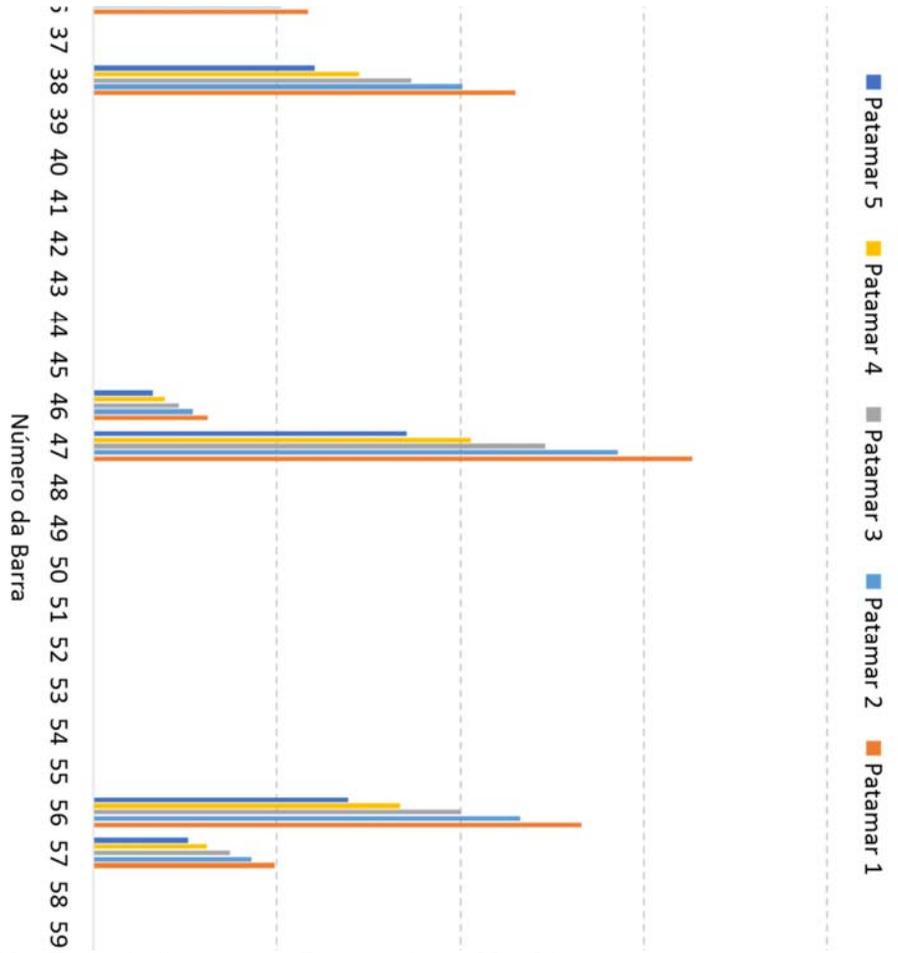


Figura 5-19 – Tarifa de Geração por Patamar (barra 33 a 64)

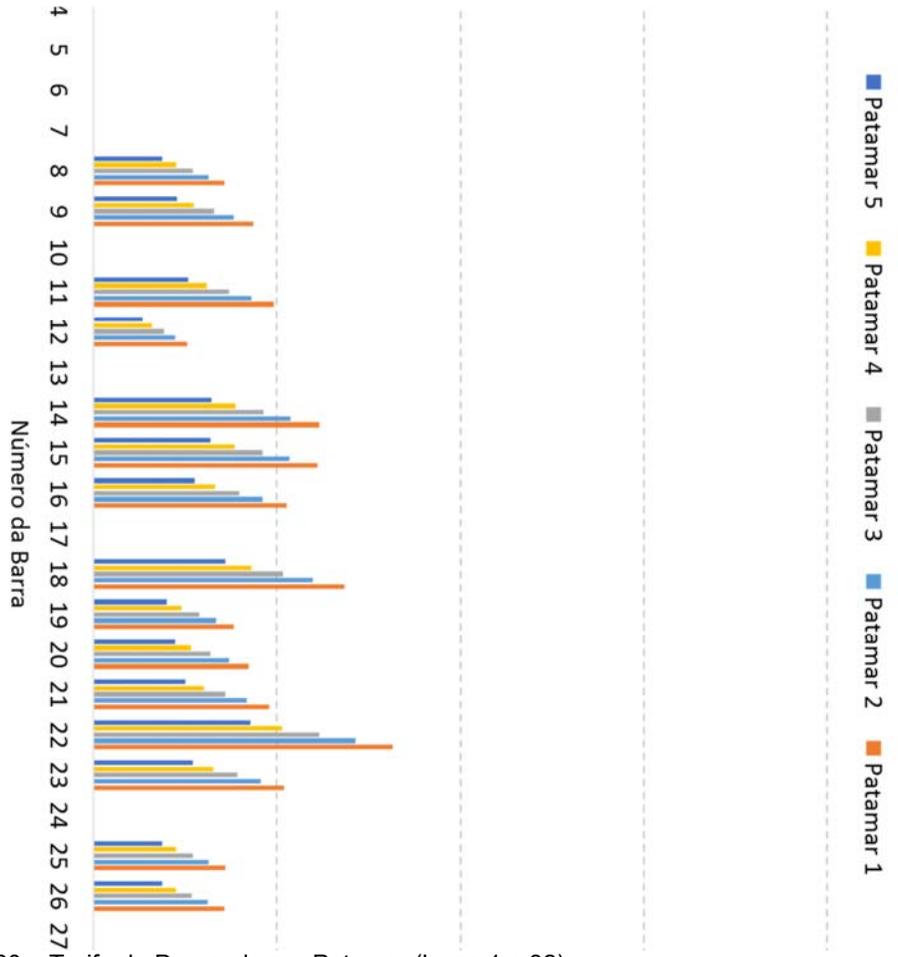


Figura 5-20 – Tarifa de Demanda por Patamar (barra 1 a 32)

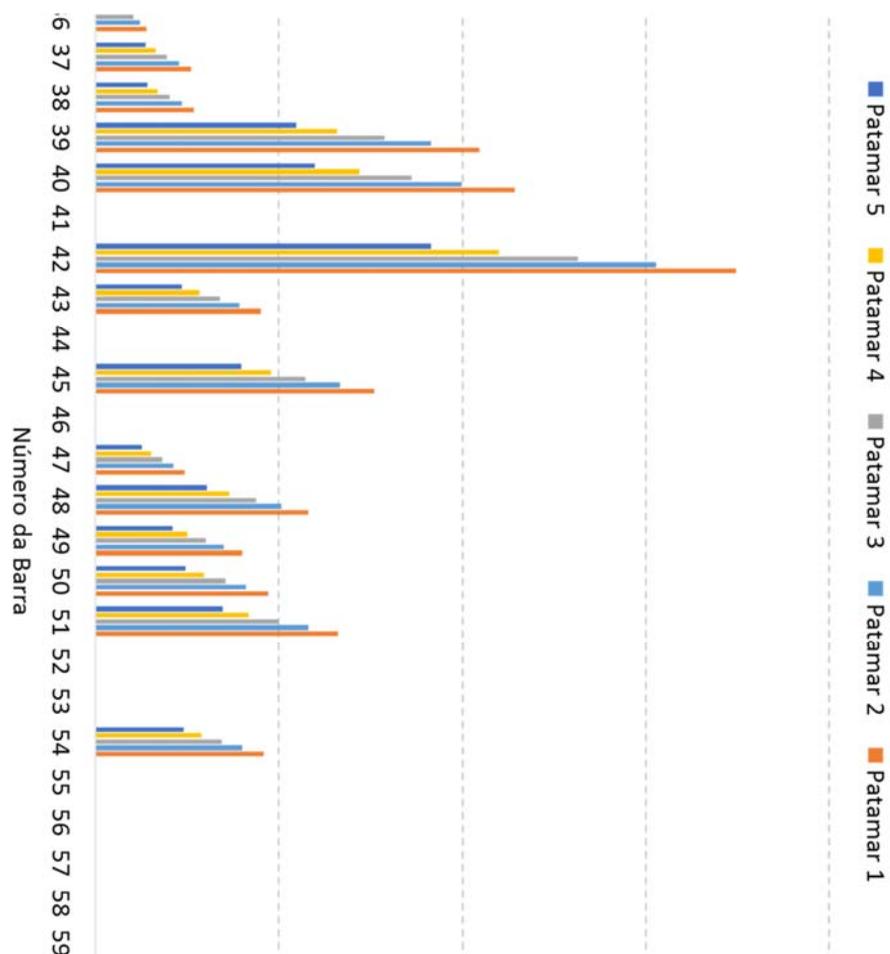


Figura 5-21 – Tarifa de Demanda por Patamar (barra 33 a 64)

6

Conclusões e Trabalhos Futuros

Esta dissertação apresentou um novo método de alocação de custos de transmissão baseado no esquema AS. A proposta do novo método consiste em fornecer tarifas que sejam eficientes do ponto de vista do sinal locacional, e que melhorem a recuperação dos custos de transmissão.

A incapacidade de recuperar os custos de transmissão de forma satisfatória através do locacional da tarifa de transmissão cria uma incoerência na tarifa em função da necessidade de complementação da parcela se o ser maior que a própria tarifa e acaba pulverizando o sinal locacional, que é um driver para a expansão ótima da geração. Na alocação realizada pelo método Nodal, a entrada de novos geradores localizados em regiões distantes do centro de carga tende a provocar tarifas mais elevadas, ou seja, existe um sinal locacional que privilegia, em teoria, a entrada de geradores em regiões mais próximas do centro de carga com objetivo de minimizar o uso do sistema de transmissão e conseqüentemente o seu custo. No entanto, a recuperação do método Nodal se mostra baixa por razões intrínsecas ao método, aumentando a necessidade de complementação da parcela se e tornando o sinal locacional ineficaz diante do seu papel original.

A metodologia com base no esquema AS para alocação dos custos de transmissão possui sinal locacional e fornece alocações justas assim como o método Nodal, porém é mais intuitiva e de fácil explicação. Apesar de ter se mostrado menos latente na metodologia AS Original, um problema observado em diversos métodos é a recuperação dos custos, logo, é fundamental que a solução para este problema seja intuitiva e não esteja restrita a uma determinada metodologia, pois independente das vantagens e desvantagens de cada método, sabe-se que a recuperação dos custos é um problema comum. Neste sentido, o foco deste trabalho foi propor uma solução para este problema através de uma metodologia baseada no esquema AS, escolhida em função de seus atributos frente outras metodologias tradicionais para alocação dos custos de transmissão.

A principal contribuição da solução do problema da recuperação de custos é reforçar o sinal locacional de modo a contribuir com a expansão ótima da geração.

A metodologia proposta, chamada de AS Fluxo Máximo, possui uma fase de pré-processamento onde o modelo identifica para um dado circuito, o cenário em que este apresenta fluxo máximo. Resolve para este circuito o problema de otimização que irá minimizar a tarifa a ser paga por cada gerador. Realiza a alocação dos custos de transmissão do sistema, assignando para este circuito a tarifa de transmissão obtida no passo anterior e tarifa nula para os demais circuitos do sistema. As demandas selecionadas e supridas por um gerador ficam indisponíveis para os demais, de modo a garantir as tarifas ótimas obtidas através da solução do problema de otimização. Este procedimento é repetido para todos os outros circuitos do sistema de modo a obter a alocação do sistema completo beneficiando-se da propriedade da superposição da rede.

A metodologia proposta foi testada primeiramente em um sistema teste com três casos distintos para isolar os efeitos das contribuições relacionadas à recuperação dos custos e cálculo da tarifa de transmissão diferenciada por patamar e em seguida no sistema da Bolívia. Os resultados apresentados foram satisfatórios na melhora da recuperação dos custos do locacional quando comparado com os métodos Participações Médias, Nodal e AS Original, chegando a aumentar em mais de duas vezes a recuperação em relação ao método Nodal. O racional proposto para o cálculo das tarifas de transmissão diferenciadas por patamar apresentou resultados consistentes, com tarifas mais elevadas para patamares de maior carga e vice-versa. Constatou-se ainda a consistência dos resultados em relação à influência locacional dos usuários, além do fornecimento de alocações justas para cada agente tão maiores quanto o uso do sistema de transmissão. As principais vantagens da metodologia proposta são: (i) facilidade de explicação: o custo alocado a cada agente reflete o uso que o mesmo faz dos circuitos de transmissão; (ii) viabilidade de implementação e de esforço computacional; (iii) ferramental analítico: base em teoria dos jogos (alocação AS); (iv) não requer a definição de uma barra de referência para os cálculos; (v) atenua o problema de subsídios cruzados entre agentes (tarifas negativas)⁷; (vi) melhora

⁷ Os métodos que envolvem a necessidade de uma barra de referência tendem a privilegiar (tarifas reduzidas) os geradores mais próximos da barra de referência e penalizar (tarifas elevadas) os geradores mais distantes.

sensivelmente a recuperação dos custos de transmissão frente outras metodologias e (vii) estimula o uso racional do sistema através de tarifas de transmissão diferenciadas por patamar.

Em trabalhos futuros, é possível expandir esta pesquisa em pelo menos duas frentes. A primeira delas é através do desenvolvimento de um método com base na teoria de desenho de mecanismos que possa ser adotado em determinadas classes de problemas de expansão da transmissão em ambientes competitivos. Por exemplo, supondo que um conjunto de investidores em geração renovável queira conectar as futuras usinas à rede de transmissão, cada investidor terá um valor privado do máximo que estaria disposto a pagar para se conectar à rede (tarifa de transmissão). Neste contexto, não somente o custo de expansão da rede, como também a repartição de custos entre os geradores irá depender do conjunto de geradores que serão efetivamente conectados, com isso o método desenvolvido poderá ser utilizado para selecionar os geradores que serão conectados à rede e qual a tarifa de transmissão será cobrada de cada um deles. A outra frente tem como ponto de partida a análise estatística do número de cenários hidrológicos utilizados neste trabalho, com objetivo de investigar se existe e qual é a dependência entre a qualidade e estabilidade da solução fornecida pelo modelo com o número de cenários avaliados. Desta forma, talvez seja possível definir formalmente o número ótimo de cenários hidrológicos para o cálculo da tarifa de transmissão. A expansão do trabalho neste sentido pode ainda conectá-lo com modelos de otimização robusta e abrir espaço para utilização de novos algoritmos para solução do problema de otimização.

7

Referências bibliográficas

- 1 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2024.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em 13 de janeiro de 2016.
- 2 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 067 de 8 de junho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004067.pdf>>. Acesso em: 3 de dezembro de 2014.
- 3 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN 2015-2017.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/ampliacao_reforços/par/Versao_Executiva_PAR%202015-2017.zip>. Acesso em: 16 de dezembro de 2014.
- 4 CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. “Os leilões de linhas de transmissão e o risco Brasil”, IFE, n. 1951, dezembro 2006.
- 5 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 003 de 24 de novembro de 1999. **Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos.**
- 6 LIMA, J.W.M.; SOUZA, A.C.Z.; LOPES, B.I.L. “Principais obstáculos à intensificação do sinal locacional na metodologia nodal”, **XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Uberlândia, 2003.
- 7 DE JESUS, V. S. “Estrutura tarifária do uso do sistema de transmissão e distribuição brasileiro – uma análise de sua evolução metodológica”, **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis, 2011.

- 8 COSTA, J. G. C. et al. “Tarifação do uso da transmissão no Brasil: análise, aprimoramento e generalização da metodologia nodal”, **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis, 2011.
- 9 KAHAN, J.P. et al. “Theories of Coalition Formation”, Lawrence Erlbaum Associates, Publishers, Hillsdale, NJ, 1984
- 10 LEMAIRE, J. “An application of Game Theory: Cost Allocation”, **Astin Bulletin** Vol. 14, No. 1, Brussels, Belgium, 1984
- 11 YOUNG, H. “Cost allocation”, Handbook of game theory with economic applications, edited by Robert Aumann and Sergiu Hart. N.H Elsevier, 1994
- 12 AUMANN, R.J.; SHAPLEY, L.S. (1974) “Values of Non-Atomic Games”, Princeton University Press.
- 13 JUNQUEIRA, M. et al. “An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets”, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, Nov. 2007.
- 14 JUNQUEIRA, M.R. “Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para a Alocação dos Custos de Transmissão em Mercados Elétricos”. **Dissertação de Mestrado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, 2005.
- 15 CONTRERAS, J.; WU, F.F. “Coalition Formation in Transmission Expansion Planning”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 4, No. 3, Aug. 1999.
- 16 ZOLEZZI, J.M.; RUDNICK, H. “Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 17, Nov. 2002.
- 17 LIMA, D.A. “Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão”. **Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica da UNESP**, Ilha Solteira, 2007.
- 18 ROSTAMIAN, A.; HOSSEINZADEH, M.; SHOKROLLAHI, A. “Transmission Loss Allocation in the Deregulated Electricity Market based on the Cooperative Game Theory”, **The Journal of Mathematics and Computer Science**, Vol. 4, No. 1, May 2012.
- 19 RIBEIRO, P.M “Remuneração dos Serviços Ancilares de Suporte de Potência Reativa e Reserva de Potência Quando Providos por Geradores”.

- Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica da PUC-Rio**, Rio de Janeiro, 2005.
- 20 FARIA, E. T. “Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico”. **Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica da PUC-Rio**, Rio de Janeiro, 2004.
- 21 AYALA, G.A.A. “Aplicação de Teoria dos Jogos à Alocação da Capacidade Firme em um Sistema Térmico”. **Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica da PUC-Rio**, Rio de Janeiro, 2008.
- 22 VICKREY, W.S., “Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders”. *Journal of Finance*, 16(1):8-37, 1961.
- 23 MOULIN, H. “Incremental Cost Sharing: Characterization by Coalition Strategy-Proofness”, *Social Choice and Welfare*, 16: 279-320, 1999
- 24 GREEN, J.; KOHLBERG, E.; LAFFONT, J. J. “Partial equilibrium approach to the free rider problem”, *Journal of Public Economics*, 6(4): 375–394, 1976
- 25 ROBERTS, K. “The characterization of implementable choice rules”, In J. J. Laffont, editor, *Aggregation and Revelation of Preferences*. North-Holland, 1979.
- 26 CLARKE, E.H., “Multipart pricing of public goods. *Public Choice*, 11: 17-33, 1971.
- 27 GROVES, T. “Incentives in teams”. *Econometrica*, 41: 617-631, 1973.
- 28 MOULIN, H.; SHENKER, S. “Strategyproof sharing of submodular costs: Budget balance versus efficiency. *Economic Theory*, 18(3): 511-533, 2001.
- 29 FEIGENBAUM, J.; PAPADIMITRIOU C.; SHENKER, S. “Sharing the cost of multicast transmissions”, *Journal of Computer and System Sciences*, 63(1):21–41, 2001.
- 30 IMMORLICA, N.; MAHDIAN, M.; MIRROKNI, V.S. “Limitations of cross-monotonic cost-sharing schemes”. *ACM Transactions on Algorithms*, 2008. To appear. Preliminary version in SODA '05.
- 31 ROUGHGARDEN, T.; SUNDARARAJAN, M. “New trade-offs in cost-sharing mechanisms. In proceedings of the **38th Annual ACM Symposium on the Theory of Computing (STOC)**, pp. 79-88, 2006.
- 32 MEHTA, A.; ROUGHGARDEN, T.; SUNDARARAJAN, M. “Beyond Moulin mechanisms”, *Games and Economic Behavior*, 2009.

- 33 HOGAN, W.W., et al. “On an “Energy Only” Electricity Market Design for Resource Adequacy”. Working Paper. Center for Business and Government, Harvard University, 2005.
- 34 PFEIFENBERGER, J.P.; SPEES, K.; CARDEN, K.; WINTERMANTEL, N. “Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications”, 2013.
- 35 JOSKOW, P.L. “Symposium on “capacity markets”: editorial. *Econ. Energy Environ. Policy* 2(2)”, 2013.
- 36 PJM INTERCONNECTION “A survey of transmission cost allocation issues, methods and practices”, Norristown, Pennsylvania, 2010.
- 37 SILVA, E.L. “Nodal Price Control: A mechanism for Transmission Network Cost Allocation”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 21, No. 1, Feb. 2006.
- 38 PEREZ-ARRIAGA, I.J. et al. “Marginal Pricing of transmission services: an analysis of cost recovery”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, No. 0885-8950, pp. 546-553, 1995.
- 39 IEEE Power Engineering Society, “IEEE Tutorial on Game Theory Applications in Electric Power Markets”, IEEE Winter Meeting, NY, 1999.
- 40 NASH, J.F., “Non cooperative games”, *Annals of Mathematics*, 54, pp. 286-295, 1951.
- 41 METZLER, C.; HOBBS, B.F., PANG, J.S., “Nash-Cournot Equilibria in Power Markets on a Linearized DC Network with Arbitrage: Formulations and Properties”, *Networks and Spatial Theory*, 3(2), 2003.
- 42 HOBBS, B.F., HELMAN, U., “Complementarity-based Equilibrium Modeling for Electric Power Markets”, in D. Bunn, ed., *Modeling Prices in Competitive Electricity Markets*, J. Wiley, in press (2004).
- 43 KELMAN, R.; BARROSO, L.A., PEREIRA, M.V., “Market Power Assessment in Hydrothermal Systems”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 16, No. 3, 2001.
- 44 BORENSTEIN, S.; KNITTEL, C., “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”, PWP-059R, UCEI, 1999.
- 45 BUSHNELL, J.; “A Mixed Complementarity Model of Hydrothermal Electricity Competition in the Western United States”, **Operations Research**, Vol. 51, No. 1, pp. 80-93, 2003.

- 46 CUNNINGHAM, L.B.; BALDICK, R.; BAUGHMAN, M.L., “An Empirical Study of Applied Game Theory: Transmission Constrained Cournot Behavior”, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 17, No. 1, 2002.
- 47 CONTRERAS, J.; KLUSCH, M.; VIELHALK, T.Y.; WU, F., “Multi-agent Coalition Formation in Transmission Planning: Bilateral Shapley Value and Kernel Approaches”, Proceedings of the **13th Power Systems Computation Conference PSCC’99**.
- 48 LIMA, J.W.M.; PEREIRA, M.V.F., PEREIRA, J.L.R., “An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System”, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, No. 2, pp. 971-977.
- 49 ZOLEZZI, J.; RUDNICK, H., “Tarificación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos”, **VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE** – May 23 – 28, 2000, Curitiba.
- 50 VON NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O., “Theory of Games and Economic Behaviour. Princeton Press, 1947. ISBN 0691003629.
- 51 AUMANN, R.J.; MASCHLER, M., “The bargaining set for cooperative games”. In DRESHER, M.; SHAPLEY, L.S.; TUCKER (Eds.), A.W., “Advances in Game Theory”. Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1964.
- 52 SHIRMOHAMMADI, D. et al. “Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing”, **Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 11, No. 2, pp. 1002-1008, 1996.
- 53 SHAPLEY, L.S., “A values for n-person games”, H.W. Kuhn and A.W. Tucker, eds., Contribution to the Theory of Games, Vol. II. Annal of Mathematics Studies No. 28 Princeton, NJ: Princeton University Press, 1953.
- 54 VICKREY, W.S., “Congestion Theory and Transport Investment”, Papers and Proceedings of the Eighty-first Annual Meeting of the American Economic Association, Vol. 59, No. 2, pp. 251-260, American Economic Association, 1969.
- 55 MONTICELLI, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. Edgard Blücher Ltda., 1983.

- 56 JUNIOR, L. C. “Método de Participações Médias para Alocação dos Custos do Uso do Sistema de Transmissão”. **Projeto de Fim de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ**, Rio de Janeiro, 2005.
- 57 NG, W. Y. “Generalized generation distribution factors for power system security evaluations”, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1001–1005, Mar. 1981.

8 Anexo A – Fluxo de Potência Linearizado

O modelo do fluxo linear de potência ativa é composto por um conjunto de duas equações, correspondentes à primeira e a segunda leis de Kirchhoff [55].

8.1 Primeira Lei de Krichhoff

A primeira lei de Kirchhoff representa o balanço de potência em cada barra, conforme indicado em (8.1).

$$\sum_{k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i, \text{ para } i = 1, \dots, N \quad (8.1)$$

Onde,

i : indexa as barras do sistema (N números de barras)

Ω_i : conjunto de circuitos diretamente conectado à barra i

A equação (8.1) pode ser representada matricialmente como:

$$Sf + g = d \quad (8.2)$$

Onde,

S : matriz de incidência $n \times m$ que representa as ligações entre barras e circuitos. A k -ésima coluna da matriz é composta de zeros em todas as posições exceto para as linhas i_k e j_k , correspondentes aos nós terminais do circuito k , como em (8.3).

$$S_i = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \longleftarrow \text{nó } i_k \text{ de origem} \\ \longleftarrow \text{nó } j_k \text{ de destino} \end{array} \quad (8.3)$$

f : vetor $1 \times m$ de fluxos nos circuitos

g : vetor $1 \times n$ de geração por barra

d : vetor $1 \times n$ de demanda por barra

8.2 Segunda Lei de Krichhoff

A segunda lei de Kirchhoff representa a relação entre o fluxo nas linhas e o ângulo nas barras extremas, de acordo com (8.4).

$$f_k = \gamma_k(\theta(i_k) - \theta(j_k)), \text{ para } k = 1, \dots, K \quad (8.4)$$

Onde,

γ_k : susceptância do circuito k

$\theta(i_k)$: ângulo de tensão da barra de origem i_k

$\theta(j_k)$: ângulo de tensão da barra de destino j_k

Em termos matriciais, a equação (8.4) é expressa como:

$$f = \gamma S' \theta \quad (8.5)$$

Onde,

γ : matriz diagonal $m \times m$ com as susceptâncias dos circuitos

S' : transposta $m \times n$ da matriz de incidência S

θ : vetor $1 \times n$ de ângulo da tensão por barra

8.3 Solução

Substituindo a equação (8.5) em (8.2), resulta em:

$$S\gamma S' \theta = d - g \rightarrow B\theta = P \quad (8.6)$$

onde $B = S\gamma S'$ é a matriz $n \times n$ de susceptância nodal e P é o vetor $1 \times n$ de injeções resultantes por barra.

A solução do problema é função dos ângulos das tensões nodais θ . Como as perdas de transmissão foram desprezadas, a soma das componentes de P é nula, ou seja, a potência em qualquer barra pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para contornar esse problema, elimina-se uma das equações do sistema (8.6) e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta(k) =$

0). Desta forma, o sistema passa a ser não-singular com dimensão $n - 1$ e os ângulos das $n - 1$ barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potências especificadas para estas $n - 1$ barras.

Substituindo a equação (8.6) em (8.5), é possível obter os fluxos nas linhas de transmissão, conforme a equação.

$$f = \beta(d - g) \quad (8.7)$$

onde $\beta = \gamma S' B^{-1}$ é uma matriz $m \times n$ que representa os fatores de sensibilidade dos fluxos em cada circuito com relação às injeções das barras.

A equação (8.7) mostra que, para o problema linearizado, o fluxo nas linhas é função apenas da topologia e parâmetros da rede de transmissão e da injeção resultante por barra (demanda menos geração).

9

Anexo B – Aspectos Teóricos da Metodologia Aumann-Shapley

Seja uma função de custo de transmissão $T(b)$, onde b é um vetor n -dimensional de agentes do sistema $\{b_i, i = 1, \dots, n\}$. Supõe-se que $T(b)$ é uma função não linear e convexa, como mostra a Figura 9-1.

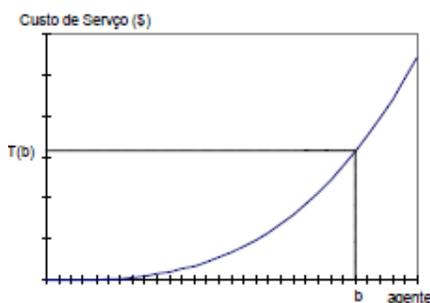


Figura 9-1– Função de custo de transmissão

O objetivo é repartir o custo $T(b)$ entre os n agentes de maneira a recuperar o custo total e induzir o uso eficiente dos recursos do sistema. A abordagem proposta será ilustrada através de um exemplo simples com três agentes, representados no seguinte vetor:

$$b = \{b_1 = 1; b_2 = 2; b_3 = 1\} \quad (9.1)$$

A função de custo é dada pelo seguinte polinômio:

$$T(b) = b_1 + (b_2 + b_3)^3 \quad (9.2)$$

Neste exemplo, o custo total a ser repartido é:

$$T(1,2,1) = 1 + (1 + 2)^3 = 28 \quad (9.3)$$

9.1 Alocação de Shapley

O esquema de Shapley [53] tenta eliminar as limitações do método de incremento de custo através do cálculo de todas as permutações de ordem de entrada, como mostrado na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 – Alocação de Aumann-Shapley

ordem	$\tau(1)$	$\tau(2)$	$\tau(3)$
1,2,3	1	8	19
1,3,2	1	26	1
2,1,3	1	8	19
2,3,1	1	8	19
3,1,2	1	26	1
3,2,1	1	26	1
média	1	17	10

O esquema de Shapley é intuitivamente “justo”, pois permite que todos os agentes sejam os primeiros, segundos etc. Sua principal desvantagem é o esforço computacional, pois o número de combinações aumenta exponencialmente com o número de agentes.

9.2 Interpretação geométrica do esquema de Shapley

O esquema de Shapley pode ser interpretado como uma média sobre todas as “trajetórias” que vão do ponto anterior à entrada de qualquer agente até o ponto onde todos os agentes já entraram. A Figura 9-2 ilustra as trajetórias para as sequências 1-2-3 e 3-1-2.

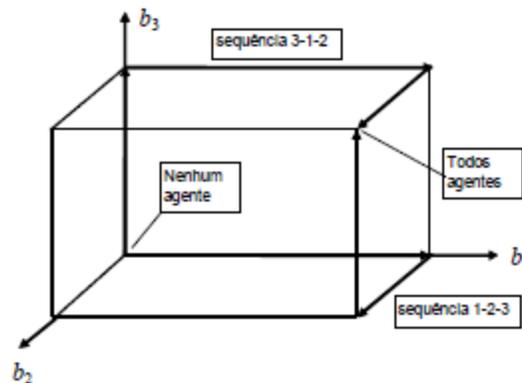


Figura 9-2– Ordem de entrada é uma trajetória no espaço de agentes

9.3 Alocação Shapley modificada

9.3.1 Limitações do Esquema Shapley

Dado que os agentes 2 e 3 têm a mesma função de custo, é de se esperar que suas tarifas unitárias fossem também iguais. Entretanto, observa-se na Tabela 9.1 que a alocação unitária para estes agentes é respectivamente \$8.5 por unidade (p.u.) (lembrando que $b_2 = 2$) e \$10 p.u.

A razão para esta diferença é que agentes com maiores valores de b são menos sensíveis à ordem de entrada que os agentes de menor valor. Como um exemplo extremo deste efeito, suponha que:

$$T(b_1, b_2) = (b_1 + b_2)^3 \quad (9.4)$$

$$b_1 = \varepsilon; b_2 = 1 - \varepsilon \quad (9.5)$$

onde ε é um número muito pequeno. Neste caso, a alocação Shapley unitária para o agente 1 é a média dos custos marginais para as posições primeira e última na ordem de entrada:

$$T(1)/\varepsilon = \left(\frac{\partial S(b)}{\partial b_1} b = 0 + \frac{\partial S(b)}{\partial b_1} b = 1 \right)^3 \quad (9.6)$$

$$= (3 \times (0)^2 + 3 \times (1)^2 \times 0.5) = 1.5 \quad (9.7)$$

Por sua vez, a alocação Shapley para o agente 2 em qualquer ordem de entrada seria igual ao custo total, $(1)^3 = 1$. Em outras palavras, a alocação Shapley não é “isonômica” com relação ao tamanho de agentes com características semelhantes.

9.3.2 Esquema Shapley modificado

A “não-isonomia” da alocação Shapley pode ser corrigida permitindo-se que agentes menores entrem depois que uma fração do agente maior tenha entrado. Em termos do exemplo da Tabela 9.1, o agente 2 é “partido” em dois

subagentes, 2a e 2b, de tamanho = 1. A Tabela 9.2 resume os resultados da alocação. Por simplicidade de apresentação, são mostrados somente as tarifas dos agentes 2 e 3:

Tabela 9.2 – Alocação de Aumann-Shapley com “subdivisão” de agentes

ordem	$\tau(2a)$	$\tau(2b)$	$\tau(3)$
2a,2b,3	1	7	19
2a,3,2b	1	19	7
3,2a,2b	7	19	1
3,2b,2 ^a	19	7	1
2b,2a,3	7	1	19
2b,3,2a	19	1	7
mean	9	9	9

Observa-se que, como desejado, a tarifa p.u. é a mesma para ambos os agentes.

9.3.3

Interpretação geométrica do esquema Shapley modificado

O esquema Shapley modificado também pode ser interpretado como uma média sobre trajetórias no espaço de agentes, só que agora há mais trajetórias possíveis. A Figura 9-3 ilustra duas possíveis trajetórias para um sistema onde há dois agentes que foram subdivididos em vários “subagentes”.

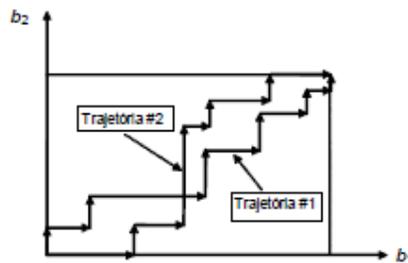


Figura 9-3 – “Trajetórias” no esquema Shapley modificado

À primeira vista, um esquema semelhante ao descrito na seção 9.2 poderia ser usado, ajustando-se o vetor de permutações para acomodar todos os “subagentes”. Entretanto, há uma alternativa mais eficiente que resulta quando o tamanho de cada subagente é infinitesimal. Esta alternativa, conhecida como Aumann-Shapley [12], será discutida a seguir.

9.4 Alocação Aumann-Shapley

9.4.1 Formulação

Suponha que o tamanho de cada subagente vai para zero, em outras palavras, há uma divisão em um número infinito de subagentes. Neste caso, o esquema de Shapley modificado descrito na seção anterior pode ser simplificado em dois aspectos importantes:

- a) suponha que uma fração b^* de todos os agentes já entrou no sistema, e que uma partição ε_i do agente i é a próxima a entrar. O incremento do custo de serviço se reduz neste caso ao custo marginal, isto é

$$\Delta S(b^*, \varepsilon_i) = S(b^*, \varepsilon_i) - S(b^*) \quad (9.8)$$

$$\approx \frac{\partial S(b)}{\partial b_i} \Big|_{b = b^* \times \varepsilon^i} \quad (9.9)$$

- b) como mostra a, todas as trajetórias sorteadas convergem para uma única trajetória, que corresponde à “diagonal” do espaço de agentes.

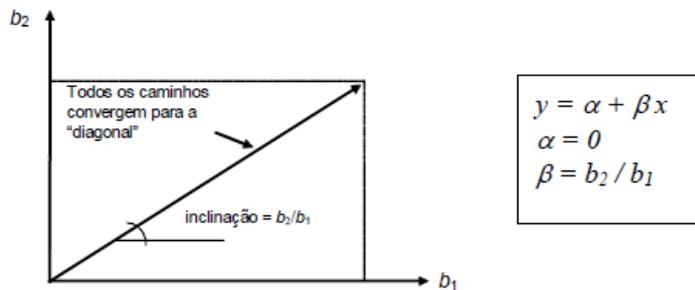


Figura 9-4 – Trajetórias no espaço de agentes quando o tamanho dos subagentes é infinitesimal

A razão é que a probabilidade de sortear um subagente passa a ser igual à razão entre os tamanhos dos agentes. Por exemplo, se o agente 1 tem tamanho $b_1 = 3$ e o agente 2 tem tamanho $b_2 = 5$, a razão entre as partições sorteadas será 3:5. A probabilidade de uma proporção diferente se reduz a zero à medida que cresce o número de subagentes.

Conclui-se que o esquema se reduz a uma integral de linha da função de custo, onde todos os agentes entram no sistema simultaneamente, seguindo uma mesma proporção dos respectivos tamanhos:

$$T_i = b_i \times \int_0^1 \frac{\partial S(\lambda b)}{\partial b_i} d\lambda \quad (9.10)$$

onde λ é o parâmetro de integração. O esquema de alocação (9.10) é conhecido como Aumann-Shapley.

10 Anexo C – Metodologias para Alocação de Custos

10.1 Metodologia Nodal

A metodologia Nodal para alocação dos custos de transmissão propõe que o custo atribuído à cada agente deve refletir o custo da parcela da rede efetivamente usada por cada agente. Trata-se de uma metodologia marginalista que busca capturar através de tarifas nodais pagas pelos agentes de geração/consumo localizados nas barras (nós) do sistema, a variação do custo de expansão da rede transmissão necessário para atender um incremento de geração ou demanda em cada barra i do sistema, ou seja, o Custo Marginal de Longo Prazo do Sistema (CMLP).

$$\bar{\pi}_i = \frac{\partial T(g)}{\partial P_i} \text{ para } i = 1, \dots, N \quad (10.1)$$

O sinal econômico fornecido pela tarifa nodal está relacionado com a sensibilidade do fluxo passante nos circuitos com a potência incremental nas barras do sistema. Estes fatores são fornecidos através da matriz de sensibilidade β constituída na modelagem do fluxo de potência linearizado detalhado no Anexo A – Fluxo de Potência Linearizado. Um elemento β_{ki} da matriz β representa a sensibilidade do fluxo de potência f_k no circuito k em função da injeção de potência P_i na barra i do sistema.

$$\beta_{ki} = \frac{\partial f_k}{\partial P_i} \quad (10.2)$$

Dado o exposto, verifica-se que as tarifas nodais dependem do ponto de conexão do agente no sistema, portanto, o valor desta parcela é também conhecido como tarifa locacional.

10.1.1 Procedimento de Cálculo

As tarifas nodais devem ser proporcionais ao fluxo que o agente injeta em cada circuito k do sistema e ao custo unitário c_k de cada circuito, razão de seu custo pela capacidade nominal de transporte. Dado que o despacho de geração é pré-fixado (despacho de referência), os agentes que em um determinado ponto da rede apresentam fluxos incrementais no mesmo sentido que os fluxos produzidos pelo despacho de referência, pagam por este uso, ao passo que os agentes que apresentam fluxos incrementais no sentido contrário do fluxo de referência (contra fluxo) recebem créditos por este uso.

A tarifa locacional para geradores e consumidores em cada barra i é calculada da seguinte forma:

$$\tilde{\pi}_i = \sum_{k \in \Omega_i} \beta_{ki} \times c_k \quad (10.3)$$

Para fins de cálculo dos fluxos incrementais, é selecionada uma barra de referência virtual, onde são compensados estes fluxos de modo que a alocação dos custos de transmissão entre geradores e consumidores seja feita segundo uma proporção previamente definida. Por exemplo, no Brasil esta proporção é de 50% para geradores e 50% para consumidores, na Colômbia a proporção é de 80% para geradores e 20% para consumidores. Isto significa que no Brasil, geradores e consumidores dividem igualmente os custos de transmissão, já na Colômbia, o aspecto locacional para os geradores possui peso maior, já que estes agentes irão arcar com a maior parte dos custos de transmissão.

Os fatores de sensibilidade, por sua vez, dependem das características da rede de transmissão e do sentido fluxo dominante em cada circuito do sistema. Logo, em sistemas que possuem fluxos bem definidos, as tarifas nodais não dependem dos despachos de geração e níveis de demanda considerados. Este é o caso de países essencialmente térmicos, nos quais os despachos apresentam uma pequena variação diária, contudo, em países com forte predominância hídrica, como é o caso do Brasil, de acordo com a visão prospectiva do sistema em termos de crescimento de demanda e a capacidade de geração, o valor da água

pode levar a diferentes despachos ótimos, o que por sua vez aumenta a dependência da tarifa nodal com os despachos de geração e níveis de demanda considerados a priori.

Como a rede de transmissão existente não é construída segundo os critérios estabelecidos no desenvolvimento da metodologia, esta não recupera a receita total de transmissão. Isto se deve ao fato de que os fluxos estabelecidos pelo despacho de potência são sempre menores do que a capacidade nominal de transporte dos circuitos.

Logo, com o objetivo de recuperar os encargos necessários para a remuneração da rede de transmissão, é adicionada à tarifa de cada barra uma parcela de ajuste conhecida como *parcela selo* (*postage stamp*).

Esta parcela é calculada de acordo com a equação (10.4).

$$\pi^{aj} = \frac{RR - \sum_{i=1}^n (\tilde{\pi}_i^g g_i + \tilde{\pi}_i^d d_i)}{\sum_{i=1}^n (g_i + d_i)} \quad (10.4)$$

onde,

π^{aj} – parcela de ajuste (selo) para todas as barras do sistema

$\tilde{\pi}_i^g$ – tarifa de geração na barra i calculada de acordo com a metodologia Nodal

$\tilde{\pi}_i^d$ – tarifa de demanda na barra i calculada de acordo com a metodologia Nodal

g_i – geração na barra i

d_i – demanda na barra i

RR – receita total requerida

A tarifa final resultante da metodologia nodal é dada pela soma da parcela locacional com a parcela de ajuste, conforme a equação (10.5).

$$\bar{\pi}_i = \tilde{\pi}_i + \pi^{aj} \quad (10.5)$$

10.2 Metodologia Aplicada no Brasil

A metodologia de cálculo da TUST, adotada pela ANEEL e aplicada no sistema brasileiro, regulamentada de acordo com [5], é baseada em custos marginais de longo prazo tratando-se, portanto, de uma variante do método Nodal com algumas particularidades.

As principais diferenças em relação à metodologia Nodal são descritas a seguir.

10.2.1 Procedimento de Cálculo

O primeiro aspecto a ser considerado na questão das tarifas é a definição das fronteiras entre transmissão, sub-transmissão e distribuição. No Brasil, esta definição é feita com base nos níveis de tensão. Conforme explicitado anteriormente, a rede de transmissão, também conhecida como Rede Básica, compreende todos os circuitos e transformadores com tensões maiores ou iguais a 230 kV.

É importante ressaltar que os transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 KV, independente da tensão primária, não pertencem à Rede Básica, exceto em casos especiais. Além disso, as instalações de transmissão para interligações internacionais, bem como as instalações de uso exclusivo em caráter particular, também não pertencem à mesma. Em casos excepcionais, a critério da ANEEL e por proposição do ONS, alguns equipamentos podem ser incluídos se considerados relevantes para a operação desta rede.

Para o estabelecimento das tarifas do uso do sistema de transmissão, a metodologia considera um despacho único, denominado “despacho proporcional” que é efetuado dentro de cada submercado do sistema interligado (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte) de acordo com os seguintes critérios:

- O despacho de cada usina é calculado proporcionalmente à sua potência disponível de forma que a soma dos despachos das usinas de um submercado atenda à demanda e às perdas deste submercado;
- O limite superior de geração das usinas não pode ser superior à potência máxima disponível informada pelos geradores;
- Na ocorrência de déficit em algum submercado, ou seja, no caso de a soma das potências disponíveis de todos os seus geradores ser inferior ao seu total de cargas mais perdas, então se torna necessário que este déficit seja suprido por outros submercados vizinhos que possuam folga suficiente. Nestes casos são escolhidos, dentre os submercados vizinhos, aqueles com maior folga, até que todo o déficit seja atendido.

A demanda utilizada para a realização do cálculo das tarifas é a demanda de ponta. Esta escolha busca reproduzir o estado operativo de maior utilização da rede de transmissão.

Para o cálculo do custo nodal de cada barra, é necessário estabelecer o custo unitário de cada elemento da Rede Básica. Tal custo baseia-se no custo de reposição de um equipamento similar. Assim, os custos de reposição das linhas e transformadores são estimados usando custos padronizados (média nacional) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento e níveis de tensão das linhas de transmissão, relação de transformação e potência dos transformadores.

A ANEEL optou por uniformizar os custos em cada nível de tensão, adotando-se valores médios para todas as instalações, baseados na configuração mais usual.

$$C_i^t = C_i^e + C_i^d + C_i^p \quad (10.6)$$

Onde,

C_i^e – custo do equipamento i [R\$]

C_i^d – custo do vão de uma extremidade do equipamento i [R\$]

C_i^p – custo do vão da outra extremidade do equipamento i [R\$]

C_i^t – custo total do equipamento i [R\$]

Para a obtenção dos custos anualizados dos circuitos, transformadores e outros equipamentos da Rede Básica, é aplicada uma divisão da receita permitida em proporção aos custos totais dos equipamentos.

O custo total rateado é definido da seguinte maneira:

$$C_i^r = \frac{C_i^t}{\sum_{j=1}^M C_j^t} RAP \quad (10.7)$$

Onde,

C_i^r – custo total rateado do equipamento i [R\$]

RAP – receita anual permitida das concessionárias de transmissão [R\$]

M – número total de circuitos

A partir deste custo, é calculado o custo unitário de cada equipamento.

$$c_i = \frac{C_i^r}{CAP_i} \quad (10.8)$$

Onde,

c_i – custo unitário do equipamento i [R\$/MW.ano]

Cap_i – capacidade do equipamento i

No cálculo da tarifa, o fluxo de cada circuito é ponderado por seu fator F_i^p , proporcional ao seu carregamento. A tarifa pode ser expressa como:

$$\bar{\pi}_j = \sum_{i=1}^M c_i (\beta_{ij} - \beta_{ir}) F_i^p \quad (10.9)$$

Este fator de ponderação F_i^p é função do nível de carregamento do circuito i e assume o valor *nulo* se o fluxo de potência estiver abaixo de um percentual mínimo e o valor *unitário* se estiver acima de um limite máximo informado. Caso o fluxo esteja entre os limites mínimo e máximo, o valor de F_i^p é obtido através de uma interpolação linear, resultando em um valor entre zero e um, de acordo com a Figura 10-1.

Os valores desta curva são definidos anualmente pela ANEEL e atualmente são utilizados os seguintes valores:

- Geradores:
 - Carregamento mínimo = 0%
 - Carregamento máximo = 100%
- Carga:
 - Carregamento mínimo = 0%
 - Carregamento máximo = 100%

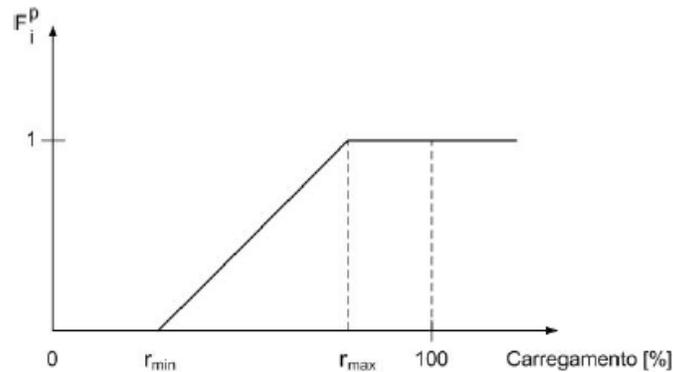


Figura 10-1– Fator de Ponderação

O objetivo principal da aplicação do fator de ponderação é a atenuação da participação das linhas com baixo carregamento no valor final da tarifa. O sentido dos fluxos nos circuitos de interligação entre submercados é variável e fortemente dependente das condições hidrológicas, podendo afetar consideravelmente o valor das tarifas. O fator de ponderação tem como objetivo a redução dos fluxos destes circuitos, buscando diminuir a volatilidade das tarifas entre ciclos tarifários, sem a perda completa do sinal locacional. Para estes tipos de circuitos é desejável que o ônus tarifário por seu uso, calculado pelo método tarifário, seja reduzido, deixando que a maior parte da recuperação dos seus custos seja feita por uma parcela de ajuste denominada *parcela selo*.

A parcela de ajuste é calculada de forma distinta para geradores e consumidores.

No caso da geração, esta parcela é calculada conforme a equação.

$$\pi^{ajg} = \frac{RR^g - \sum_{j=1}^N \bar{\pi}_j \bar{g}_j}{\sum_{j=1}^N \bar{g}_j} \quad (10.10)$$

Onde,

RR^g – valor da receita anual a ser paga pelos geradores, atualmente 50% da receita total

$\bar{\pi}_j$ – parcela locacional da barra j

\bar{g}_j – capacidade instalada de geração da barra j

N – número de barras

De maneira análoga, a parcela de ajuste a ser paga pelos consumidores é calculada de acordo com a equação:

$$\pi^{aj d} = \frac{RR^d - \sum_{j=1}^N \bar{\pi}_j \bar{d}_j}{\sum_{j=1}^N \bar{d}_j} \quad (10.11)$$

Onde,

RR^d – valor da receita anual a ser paga pelos consumidores, atualmente 50% da receita total

$\bar{\pi}_j$ – parcela locacional da barra j

\bar{d}_j – demanda máxima da barra j

N – número de barras

A tarifa final, TUST, atribuída aos agentes é dada pela soma das parcelas locacional e de ajuste:

$$\pi_j^g = \bar{\pi}_j + \pi^{aj g} \quad (10.12)$$

$$\pi_j^d = \bar{\pi}_j + \pi^{aj d} \quad (10.13)$$

10.3 Participações Médias

O método das Participações Médias procura identificar os “caminhos” por onde se distribuem os fluxos de potência na rede de transmissão. Este método emprega técnicas genéricas para a solução do problema de transporte e, de acordo com a topologia e a distribuição dos fluxos na rede, atribui custos pela utilização dos recursos disponíveis. O objetivo principal do método de

Participações Médias é determinar a responsabilidade percentual, referida como “participação”, de cada gerador e demanda no fluxo de cada uma das linhas de transmissão do sistema elétrico [56].

O princípio da proporcionalidade utilizado neste método determina que os fluxos de entrada em um nó são divididos em fluxos de saída proporcionais à contribuição na injeção frente a injeção total no nó.

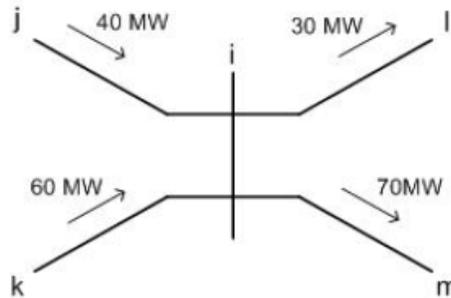


Figura 10-2– Princípio da Divisão Proporcional

10.3.1 Procedimento de Cálculo

A sistemática do cálculo da participação de cada barra de geração na potência incidente das demais barras, bem como a sua participação nos fluxos das linhas de transmissão do sistema serão descritos a seguir.

A potência incidente (ou divergente) por barra pode ser expressa como:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^g} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad (10.14)$$

Onde,

i – índice das barras

P_i – potência incidente na barra i

P_{ij} – fluxo na linha i - j

P_{Gi} – potência gerada da barra i

α_i^g – conjunto de barras que injetam potência na barra i , através do circuito i - j

N – número de barras

Com as perdas nas linhas não são consideradas, tem-se que:

$$|P_{ij}| = |P_{ji}| \quad (10.15)$$

Desta maneira, é possível escrever:

$$|P_{ij}| = \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j \quad (10.16)$$

Substituindo (10.16) em (10.14), chega-se a seguinte expressão:

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^g} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j = P_{Gi} \quad (10.17)$$

Ou matricialmente, como:

$$A_u \underline{P} = \underline{P}_G \quad (10.18)$$

Onde,

A_u – matriz de distribuição *upstream*

\underline{P} – vetor de potência incidente na barra

\underline{P}_G – vetor de potência gerada na barra

Os elementos da matriz A_u são descritos conforme (3.10)

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i^g \\ 0 & \text{para os demais elementos} \end{cases} \quad (10.19)$$

A matriz $[A_u]$ é esparsa, assimétrica e possui a mesma estrutura da matriz de admitância nodal. Caso sua inversa existe, podemos reescrever a equação (3.6) da seguinte forma:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad (10.20)$$

onde Ω_g corresponde ao conjunto de barras que possuem geração.

A partir da equação (10.20), define-se o elemento $[A_u^{-1}]_{ik}$ como o fator de distribuição nodal da geração da barra k na barra i . O produto deste fator pela

geração da barra k , P_{Gk} , representa o montante da potência incidente na barra i que é atribuído à geração da barra k .

Logo, a equação (10.20) pode ser reescrita como:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ik}^P \quad (10.21)$$

onde P_{ik}^P corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida na barra i .

A partir de (10.21) conclui-se que a potência total incidente na barra i pode ser expressa como um somatório de parcelas associadas a cada um dos geradores do sistema. Portanto, a participação do gerador conectado na barra k na potência incidente da barra i é dada pela equação (10.22):

$$\Phi_{ik} = \frac{P_{ik}^P}{P_i} \quad (10.22)$$

e, conseqüentemente, leva a seguinte equação:

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} = 1 \quad (10.23)$$

Logo, utilizando a equação (10.20), o fluxo retirado da barra i por uma linha i - j pode ser calculado como:

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_i} P_i = \frac{P_{ij}}{P_i} \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} = \sum_{k \in \Omega_g} D_{ij,k} P_{Gk} \text{ para } j \in \alpha_i^d \quad (10.24)$$

onde α_i^d representa o conjunto de barras que retiram potência da barra i , através do circuito i - j .

A partir da equação (10.24), $D_{ij,k} = \frac{P_{ij}[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i}$ é definido como o fator topológico de distribuição da geração que corresponde à parcela da geração do gerador conectado à k -ésima barra que flui na linha i - j .

Esta definição é similar à usada por [57] ao definir o fator generalizado de distribuição da geração. Entretanto, esse método é baseado no princípio da superposição, utilizando uma modelagem linearizada do sistema de transmissão.

Como resultado, os fatores calculados representam o impacto de um determinado gerador no fluxo da linha i - j , podendo ser negativos.

Por outro lado, os fatores topológicos de distribuição da geração são baseados na análise topológica dos fluxos da rede de transmissão e representam a participação de um determinado gerador conectado na barra k no fluxo de uma linha, conforme demonstrado em (10.25). Conseqüentemente, estas parcelas são sempre positivas.

A partir da equação (10.22), é possível expressar a equação (10.24) como:

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_i} P_i = \frac{P_{ij}}{P_i} \sum_{k \in \Omega_g} \frac{[A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk}}{P_i} = \sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} P_{ij} \quad (10.25)$$

A equação (10.25) remete ao princípio da proporcionalidade, no qual cada MW retirado de uma determinada barra i possui a mesma proporção das injeções em relação à potência incidente. Portanto, o fluxo P_{ij} pode ser decomposto em um somatório de parcelas associadas à participação dos geradores do sistema na barra i , de onde o circuito i - j retira potência.

Similarmente ao conceito introduzido em (10.21), é possível então definir:

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ij,k}^P, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (10.26)$$

onde $P_{ij,k}^P$ corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida no circuito i - j , e conseqüentemente definimos:

$$\Gamma_{ij,k} = \frac{P_{ij,k}^P}{P_{ij}}, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d; \forall k \in \Omega_g \quad (10.27)$$

como a participação do gerador conectado na barra k no fluxo do circuito i - j .

A partir das equações (10.26) e (10.27) é possível obter a equação (10.28):

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Gamma_{ij,k} = 1, i = 1 \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (10.28)$$

Obtidas as participações dos geradores nos fluxos das linhas de transmissão, é possível calcular o custo associado a cada um dos geradores em cada uma das linhas do sistema, conforme a equação (10.29).

$$U_k = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \alpha_i^d} \sigma c_{ij} P_{ij} \Gamma_{ij,k} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (10.29)$$

Onde,

U_k – custo total associado à barra k [\\$]

c_{ij} – custo unitário do circuito $i-j$ [\$/MW]

σ – proporção dos encargos atribuídos aos geradores

Desta maneira, a tarifa de geração da barra k é calculada em (3.21).

$$\bar{\pi}_k^g = \frac{U_k}{P_{Gk}} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (10.30)$$

Para as barras que não possuem geração, e, portanto, não utilizam o sistema de transmissão, a tarifa será igual a zero.

Para a determinação das tarifas é necessária a inversão da matriz $[A_u]$ para a obtenção dos fatores de distribuição nodais de geração. Este procedimento pode ser realizado utilizando técnicas de esparsidade e fatoração implícita.

Nos sistemas existentes, o número de barras com geração (N_g) é, geralmente, muito inferior ao número total de barras (N). Fazendo uso desta característica é possível utilizar técnicas que permitam a obtenção somente das colunas correspondentes às barras com geração, evitando o cálculo da matriz inversa completa, e, portanto, diminuindo significativamente o esforço computacional requerido.

O método de Participações Médias não é capaz de recuperar os custos totais, portanto, é adicionada uma parcela de ajuste à alocação resultante do método, calculada da mesma forma que na metodologia Nodal.

$$\bar{\pi}_k^g = \bar{\pi}_k^g + \pi^{aj} \quad (10.31)$$

10.4

Comparativo das Metodologias para Alocação dos Custos de Transmissão

Esta seção apresenta vantagens e desvantagens de todas as metodologias para alocação de custos consideradas nesta dissertação.

10.4.1

Metodologia Nodal

A Metodologia Nodal reflete a variação no custo relativa à variação da injeção em cada nó.

Tabela 10.1 – Vantagens e Desvantagens da Metodologia Nodal

VANTAGEM	DESVANTAGEM
Calcula uma tarifa próxima a tarifa ideal já que aloca os custos de transmissão de acordo com os agentes (geração e demanda) que mais utilizam a rede.	O cálculo da TUST é feito com uso da barra de referência, ou seja, o acréscimo de 1 MW de injeção em um nó resulta no aumento de 1 MW na demanda da barra de referência. A tarifa é alterada de acordo com a barra de referência definida.
Facilmente compreendido por tomar como base princípios econômicos (quanto maior o uso, maior o pagamento).	Metodologia não indicada para regiões com muitos polos de geração e consumo. O incremento de fluxo se “distribui” por todo o circuito produzindo tarifas nem sempre intuitivas.
	Tarifas negativas para agentes cuja injeção cause fluxo reverso.
	Quando há geradores e cargas no mesmo nó ou bem próximos, é provável que “pagamento cruzado” ocorra.

10.4.2

Participações Médias

O Método das Participações Médias aloca os custos com base no uso médio do sistema por cada agente. Inclui no cálculo da tarifa do gerador o fator de participação.

Tabela 10.2 – Vantagens e Desvantagens do Participações Médias

VANTAGEM	DESVANTAGEM
Simple e de fácil implementação.	O fluxo de potência usado para o cálculo da tarifa não corresponde ao fluxo obtido através da simulação de fluxo de potência.
Combina com a “intuição” de que os fluxos vão para as cargas mais próximas aos pontos	Utiliza barra de referência.

de injeção.	
Produz tarifas mais consistentes e estáveis para sistemas de multi-regiões de geração e carga.	
Injeções marginais que causem fluxo reverso não são consideradas nesse método, ou seja, não há tarifas negativas.	

10.4.3 Metodologia Shapley

O procedimento de Shapley permite a cada agente escolher o “uso ótimo” da rede de modo a pagar menores tarifas. Aloca para cada agente a diferença entre o custo quando cada agente é adicionado ao sistema.

Tabela 10.3 – Vantagens e Desvantagens da Metodologia Shapley

VANTAGEM	DESvantAGEM
Todos os geradores têm a oportunidade de serem os primeiros a escolher o seu “uso ótimo” da rede. Todas as possibilidades de ordem de entrada dos geradores são consideradas, evitando desigualdade entre os geradores.	Falta de “isonomia”, pois o custo alocado é afetado pela quantidade de geradores e por seus tamanhos, i.e., a soma dos custos de dois geradores de 20 MW no mesmo barramento pode ser diferente da de um gerador de 40 MW.
Intuitivo e de fácil explicação.	Viabilidade computacional, pois como todas as combinações de geradores para escolher o “uso ótimo da rede” são consideradas, o problema se torna computacionalmente mais lento.

10.4.4 Metodologia Aumann-Shapley Original

O procedimento de AS divide os geradores e cargas em segmentos infinitesimais e então aplica o procedimento de Shapley. Desta forma corrige a limitação do procedimento de Shapley.

Tabela 10.4 – Vantagens da Metodologia Aumann-Shapley Original

VANTAGEM
A divisão em segmentos infinitesimais corrige a primeira limitação do procedimento de Shapley.
A divisão em segmentos infinitesimais à primeira vista parece aumentar o tempo de execução, no entanto, o tempo computacional não é dramaticamente afetado e é possível utilizar soluções analíticas, corrigindo a segunda limitação do procedimento de Shapley.
Fornecer uma melhor “justificativa” teórica para a alocação de custos.
Não utiliza barra de referência.

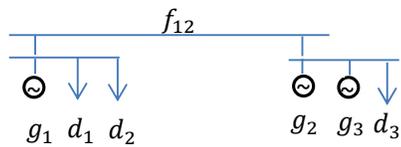
11

Anexo D – Verificação que o Núcleo pode ser vazio na alocação Aumann-Shapley

11.1

Introdução

Seja um sistema com a seguinte configuração:



Dados:

$$g_1 = 10$$

$$g_2 = 10$$

$$g_3 = 10$$

$$d_1 = 10$$

$$d_2 = 10$$

$$d_3 = 10$$

$$\bar{f} = 10$$

$$c_f = 1$$

11.2

Formulação do jogo cooperativo

Considere o jogo associado à configuração acima. São quatro agentes – $\{g_1, g_2, g_3, d_1, d_2, d_3\}$. A função característica do jogo corresponde ao custo de atendimento a cada coalizão:

$$\Gamma(\{g_1, g_2, g_3, d_1, d_2, d_3\}) = 10$$

$$\Gamma(\{g_1, g_2, g_3, d_{i_1}, d_{i_2}\}) = \infty \text{ para } \{i_1, i_2 = 1, 2, 3; i_1 < i_2\}$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}, d_1, d_2, d_3\}) = \infty \text{ para } \{i_1, i_2 = 1, 2, 3; i_1 < i_2\}$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}, g_{i_3}, d_{i_4}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3, i_4$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}, d_{i_3}, d_{i_4}\}) = \begin{cases} 0 & \text{se } i_1 = 1, i_2 = 2 \text{ ou } 3, i_3 = 1 \text{ ou } 2, i_4 = 3 \\ 10 & \text{se } i_1 = 1, i_2 = 2 \text{ ou } 3, i_3 = 1, i_4 = 2 \\ 10 & \text{se } i_1 = 2, i_2 = 3, i_3 = 1 \text{ ou } 2, i_4 = 3 \\ \infty & \text{se } i_1 = 2, i_2 = 3, i_3 = 1, i_4 = 2 \end{cases}$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, d_{i_2}, d_{i_3}, d_{i_4}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3, i_4$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}, g_{i_3}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}, d_{i_3}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, d_{i_2}, d_{i_3}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3$$

$$\Gamma(\{d_{i_1}, d_{i_2}, d_{i_3}\}) = \infty \text{ para } \forall i_1, i_2, i_3$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, g_{i_2}\}) = \infty, \forall i_1, i_2$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}, d_{i_2}\}) = \begin{cases} 0 & \text{se } i_1 = 1, i_2 = 1 \text{ ou } 2 \\ 10 & \text{se } i_1 = 2 \text{ ou } 3, i_2 = 1 \text{ ou } 2 \\ 0 & \text{se } i_1 = 2 \text{ ou } 3, i_2 = 3, \\ 10 & \text{se } i_1 = 1, i_2 = 3 \end{cases}$$

$$\Gamma(\{d_{i_1}, d_{i_2}\}) = \infty, \forall i_1, i_2$$

$$\Gamma(\{g_{i_1}\}) = \infty, \forall i_1$$

$$\Gamma(\{d_{i_1}\}) = \infty, \forall i_1$$

11.3

Alocação de Aumann-Shapley

11.3.1

Alocação para a demanda

$$\psi(d_1, d_2, d_3) = \text{Min } c_f f$$

s.a.

$$-f_{12} + \delta_1 = (d_1 + d_2) \quad \pi_1$$

$$f_{12} + \delta_2 + \delta_3 = d_3 \quad \pi_2$$

$$\delta_1 \leq g_1$$

$$\delta_2 \leq g_2$$

$$\delta_3 \leq g_3$$

$$-f_{12} \leq f$$

$$f_{12} \leq f$$

$$f \leq \bar{f}$$

E

$$\psi(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3) = \text{Min } c_f f$$

s.a.

$$-f_{12} + \delta_1 = \lambda(d_1 + d_2) \quad \pi_1(\lambda)$$

$$f_{12} + \delta_2 + \delta_3 = \lambda d_3 \quad \pi_2(\lambda)$$

$$\delta_1 \leq g_1$$

$$\delta_2 \leq g_2$$

$$\delta_3 \leq g_3$$

$$-f_{12} \leq f$$

$$f_{12} \leq f$$

$$f \leq \bar{f}$$

Note que para $\lambda(d_1 + d_2) = \lambda \times 20 \leq 10$, as cargas λd_1 e λd_2 são atendidas pelo gerador g_1 , e a carga λd_3 pode ser atendida pelo gerador g_2 . Com isso o fluxo no circuito é zero. A partir desse valor de λ parte da carga da barra 1 tem que ser atendida pelo gerador g_3 e o fluxo no circuito passa a ser > 0 . Além disso, quando $\lambda = 1$ o fluxo atinge seu limite máximo.

$$\psi(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3) = \begin{cases} 0 & \text{para } \lambda \times (d_1 + d_2) \leq 10 = \text{ou } \lambda \leq 0.5 \\ \lambda \times (d_1 + d_2) - 10 & \text{para } \lambda > 0.5 \end{cases}$$

Note que:

$$\left. \frac{\partial \psi}{\partial d_1} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} = \left. \frac{\partial \psi}{\partial d_2} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} = \begin{cases} 0 & \text{para } \lambda \leq 0.5 \\ 1 & \text{para } \lambda > 0.5 \end{cases}$$

$$\left. \frac{\partial \psi}{\partial d_3} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} = 0$$

Com isso, a tarifa de Aumann-Shapley para d_1 , d_2 e d_3 são iguais a

$$\pi_{d_1}^{AS,d} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \psi}{\partial d_1} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} d\lambda = 0.5$$

$$\pi_{d_2}^{AS,d} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \psi}{\partial d_2} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} d\lambda = 0.5$$

$$\pi_{d_3}^{AS,d} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \psi}{\partial d_3} \right|_{(\lambda d_1, \lambda d_2, \lambda d_3)} d\lambda = 0.0$$

Note que: $d_1 \times \pi_{d_1}^{AS,d} + d_2 \times \pi_{d_2}^{AS,d} + d_3 \times \pi_{d_3}^{AS,d} = 20 \times 0.5 = 10$ e com isso recupera o custo de transmissão.

11.3.2 Alocação para os geradores

$$\varphi(g_1, g_2) = \text{Min } c_f f$$

s.a.

$$-f_{12} - \delta_1 - \delta_2 = -g_1 \quad \pi_1(\lambda)$$

$$f_{12} - \delta_3 = -g_2 - g_3 \quad \pi_2(\lambda)$$

$$\delta_1 \leq d_1$$

$$\delta_2 \leq d_2$$

$$\delta_3 \leq d_3$$

$$-f_{12} \leq f$$

$$f_{12} \leq f$$

$$f \leq \bar{f}$$

E

$$\varphi(\lambda g_1, \lambda g_2) = \text{Min } c_f f$$

s.a.

$$-f_{12} - \delta_1 - \delta_2 = -\lambda g_1 \quad \pi_1(\lambda)$$

$$f_{12} - \delta_3 = -\lambda g_2 - \lambda g_3 \quad \pi_2(\lambda)$$

$$\delta_1 \leq d_1$$

$$\delta_2 \leq d_2$$

$$\delta_3 \leq d_3$$

$$-f_{12} \leq f$$

$$f_{12} \leq f$$

$$f \leq \bar{f}$$

Note que o fluxo no circuito é o igual a $\lambda(g_2 + g_3) - d_3 = 20 \times \lambda - 10$ para $\lambda \geq 0.5$

Com isso,

$$\varphi(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3) = \begin{cases} 0 & \text{para } \lambda \times (g_2 + g_3) \leq 10 = \text{ou } \lambda \leq 0.5 \\ \lambda \times (g_2 + g_3) - 10 & \text{para } \lambda > 0.5 \end{cases}$$

Com isso:

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_1} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} = 0$$

E

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_2} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} = \left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_3} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} = 1$$

Com isso, a tarifa de Aumann-Shapley para g_1 e g_2 é igual a

$$\pi_{g_1}^{AS,g} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_1} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} d\lambda = 0$$

$$\pi_{g_2}^{AS,g} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_2} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} d\lambda = 0.5$$

$$\pi_{g_3}^{AS,g} = \int_0^1 \left. \frac{\partial \varphi}{\partial g_3} \right|_{(\lambda g_1, \lambda g_2, \lambda g_3)} d\lambda = 0.5$$

Note que: $\pi_{g_1}^{AS,g} \times g_1 + \pi_{g_2}^{AS,g} \times g_2 + \pi_{g_3}^{AS,g} \times g_3 = 10$ e com isso recupera o custo de transmissão.

11.3.3**Alocação Final**

Considerando que o total pago pelos geradores é igual ao total pago pelas demandas temos que a tarifa é igual a:

$$\pi_{d_1}^{AS} = \frac{\pi_{d_1}^{AS,d}}{2} = 0.25, \pi_{d_2}^{AS} = \frac{\pi_{d_2}^{AS,d}}{2} = 0.25, \pi_{d_3}^{AS} = \frac{\pi_{d_3}^{AS,d}}{2} = 0.0, \pi_{g_1}^{AS} = \frac{\pi_{g_1}^{AS,g}}{2} = 0, \pi_{g_2}^{AS} = \frac{\pi_{g_2}^{AS,g}}{2} = 0.25 \text{ e } \pi_{g_3}^{AS} = \frac{\pi_{g_3}^{AS,g}}{2} = 0.25$$

Total de custo alocado para os agentes são:

$$d_1: \pi_{d_1}^{AS} \times d_1 = 2.5$$

$$d_2: \pi_{d_2}^{AS} \times d_2 = 2.5$$

$$d_3: \pi_{d_3}^{AS} \times d_3 = 0$$

$$g_1: \pi_{g_1}^{AS} \times g_1 = 0$$

$$g_2: \pi_{g_2}^{AS} \times g_2 = 2.5$$

$$g_3: \pi_{g_3}^{AS} \times g_2 = 2.5$$

Note que nesse caso:

$$\pi_{d_1}^{AS} \times d_1 + \pi_{d_2}^{AS} \times d_2 + \pi_{d_3}^{AS} \times d_3 + \pi_{g_1}^{AS} \times g_1 + \pi_{g_2}^{AS} \times g_2 + \pi_{g_3}^{AS} \times g_3 = 10, \text{ que}$$

é o custo total do circuito.

11.4**Verificação se Aumann-Shapley está no Núcleo**

Note que essa alocação não está no núcleo porque se por exemplo os agentes (g_1, d_1) formassem uma coalizão, eles não precisariam, da rede de transmissão e com isso:

$$\Gamma(g_1, d_1) = 0$$

mas

$$\pi_{d_1}^{AS} \times d_1 + \pi_{g_1}^{AS} \times g_1 = 2.5 > \Gamma(g_1, d_1) = 0$$

Logo alocação de Aumann-Shapley não está no núcleo

11.5 Verificação se o Núcleo é Não-Vazio

Seja: $\{x_{g_1}, x_{g_2}, x_{g_3}, x_{d_1}, x_{d_2}, x_{d_3}\}$ possível alocação de custos para os agentes. Para que ela esteja no núcleo devemos ter (ignorando os casos em que o custo é infinito).

$$x_{g_1} + x_{g_2} + x_{g_3} + x_{d_1} + x_{d_2} + x_{d_3} = \Gamma(\{g_1, g_2, d_1, d_2\}) = 10 \quad (1)$$

$$x_{g_1} + x_{g_2} + x_{d_1} + x_{d_3} \leq \Gamma(\{g_1, g_2, d_1, d_3\}) = 0 \quad (2)$$

$$\text{Logo, } x_{g_1} = x_{g_2} = x_{d_1} = x_{d_3} = 0 \quad (3)$$

$$x_{g_1} + x_{g_2} + x_{d_2} + x_{d_3} \leq \Gamma(\{g_1, g_2, d_1, d_3\}) = 0 \quad (4)$$

$$\text{Logo, } x_{d_2} = 0 \quad (5)$$

$$x_{g_1} + x_{g_3} + x_{d_2} + x_{d_3} \leq \Gamma(\{g_1, g_3, d_1, d_3\}) = 0 \quad (6)$$

$$\text{Logo, } x_{g_3} = 0 \quad (7)$$

Note que as restrições (3), (5) e (7) implicam que

$$x_{g_1} = x_{g_2} = x_{g_3} = x_{d_1} = x_{d_2} = x_{d_3} = 0$$

Que é incompatível com a restrição (1).

Logo, o núcleo do jogo é vazio.