



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

Método dos Beneficiários para Alocação de Custos de Sistemas de Transmissão

Daniela Bayma de Almeida

Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica da Escola
Politécnica, Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão
Ricardo Cunha Perez

Rio de Janeiro

Janeiro 2017

Método dos Beneficiários para alocação de custos de sistemas de transmissão

Daniela Bayma de Almeida

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Examinada por:

Professor Djalma Falcão Mosqueira, Ph.D.

Engenheiro Ricardo Cunha Perez, M.Sc.

Professor Antônio Siqueira de Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Janeiro de 2017

Bayma de Almeida, Daniela

Método dos Beneficiários para alocação de custos de sistemas de transmissão/ Daniela Bayma de Almeida – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2017.

V, 73 p.: il.,; 29,7 cm

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão, Ricardo Cunha Perez

Projeto de Graduação – UFRJ/POLI/ Curso de Engenharia Elétrica, 2017

Referências Bibliográficas: p. 66-67

1.Método de Alocação de Custos de Uso dos Sistemas de Transmissão. 2. Método dos Beneficiários. 3.Exemplos e Estudos de Caso. I. Falcão Mosqueira, Djalma *et al* Cunha Perez, Ricardo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais, Fátima e Ricardo, e a minha irmã Isabela pelos ensinamentos, apoio, compreensão e estímulo até mesmo nos momentos mais difíceis. Aos meus primos, quase irmãos, tios e tias que me incentivaram e à minha avó Marília e avô Joaquim, falecido em 2007, por todos os mimos.

Agradeço também a todos da PSR por toda atenção, disponibilidade, carinho e por muito me motivarem e estimularem. Um agradecimento especial ao Mario Veiga pela sugestão de tema e por permitir e estimular discussões sobre o tema estando sempre disponível a esclarecer quaisquer dúvidas de forma didática, atenciosa e paciente.

Agradeço também ao meu orientador Djalma Falcão que sempre foi solícito, atencioso e dedicado. Ao Ricardo Perez, por toda atenção, orientação e sugestões no trabalho. Agradeço também ao Luiz Carlos por sempre estar disposto a ajudar pacientemente e por ter me estimulado e guiado nos primeiros passos com *python* e com a metodologia dos beneficiários.

Quanto aos meus amigos da UFRJ, foram com vocês que passei os melhores e piores momentos da vida. Devo a vocês minhas melhores e mais gostosas risadas. Vocês são meus irmãos e irmãs de coração. Não é à toa que muitos dizem que “cuido” e me preocupo com vocês. Às minhas amigas Andréa Maia, Elianne Marques, Milena Rempto e Renata Ribeiro, por todo apoio, carinho, estímulo e conselhos. Vocês todos foram imprescindíveis e são muito especiais para mim.

Aos professores, dedicados e dispostos a ajudar e esclarecer as dúvidas da aluna, talvez mais questionadora, de todos os tempos da Engenharia Elétrica da UFRJ.

De maneira geral gostaria de agradecer a todos que sempre torceram por mim e que serviram de porto seguro nessa caminhada. Nenhuma batalha é vencida sozinha. Devo a todos vocês um pedacinho dessa vitória.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Eletricista

Método dos Beneficiários para alocação de custos de sistemas de transmissão

Daniela Bayma de Almeida

01/2017

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Co-orientador: Ricardo Cunha Perez

Curso: Engenharia Elétrica

O presente projeto de graduação apresenta a Metodologia dos Beneficiários e sua formulação matemática como proposta de método para alocação de uso dos sistemas de transmissão. Caracteriza-se por buscar ratear os custos dos circuitos somente aos que se beneficiarem economicamente de sua existência/construção. A avaliação do benefício é feita a partir da análise dos custos marginais de demanda e despachos dos geradores com e sem a existência da linha. Os beneficiários são definidos como os geradores e consumidores que, respectivamente aumentem suas receitas e reduzam seus pagamentos com a construção de uma linha de transmissão. No presente trabalho desenvolveu-se um script em python para fazer as simulações de adição e retirada de circuitos, utilizando o Programa SDDP desenvolvido pela empresa PSR que determina os despachos de mínimo custo para operação do sistema. Com intenção de validar e demonstrar a aplicabilidade da metodologia são também apresentados estudos de casos.

Ao mesmo tempo, o trabalho destaca outras metodologias de alocação de custos existentes, avaliando o estado da arte em que se encontram e destacando vantagens e desvantagens frente à metodologia proposta.

Palavras-chave: Beneficiários, Metodologias de Alocação de Uso de Sistemas de Transmissão.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Beneficiaries' method for transmission cost allocation systems

Daniela Bayma de Almeida

01/2017

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Co-advisor: Ricardo Cunha Perez

Course: Electrical Engineering

This course completion assignment presents the Beneficiary Methodology and its mathematical formulation as a proposal for transmission cost allocation. It is characterized by splitting circuit costs among agents who get economic benefit from these circuits existence/construction. The benefit evaluation is made through an analysis on demand marginal costs and generators dispatch with and without the circuit construction. Beneficiaries are defined as generators and consumers who, respectively, increase their revenues and reduce their payments with a transmission line existence. In this undergraduate thesis, a python script was made to perform simulations of adding and removing circuits. This script works with the software SDDP developed by PSR that determines the minimum cost dispatches for the system operation. Intending to validate and demonstrate the applicability of the methodology case studies are also presented. Furthermore, this study highlights other existing cost allocation methodologies and evaluates the state of art in which they are found. Besides, it stands out advantages and downsides of each method compared to the proposed methodology.

Keywords: Beneficiaries, Transmission Cost Allocation Methodologies.

Sumário

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Visão Geral.....	1
1.2 - Motivação e Objetivo	2
1.3 - Características da alocação de custos.....	3
1.3.1. Recuperação dos Custos	3
1.3.2. Justiça e Isonomia.....	3
1.3.3. Clareza e transparência.....	3
1.3.4. Estáveis e com volatilidade reduzida.....	4
1.3.5. Eficiência	4
1.3.6. Estimular novos investimentos	4
1.4 - Estrutura do Trabalho.....	4
Capítulo 2	6
Metodologias de Alocação de Custos	6
2.1 - Metodologia Nodal.....	7
2.1.1. Exemplo.....	11
2.2 - Metodologia Nodal – Caso Brasil	14
2.3 - Metodologia das Participações Médias	15
2.3.1. Exemplo.....	19
2.4 - Metodologia Aumann-Shapley	24
2.4.1. Exemplo.....	25
Capítulo 3	27
Análise comparativa das metodologias.....	27
3.1 - Metodologia Nodal.....	27
3.2 - Metodologia Nodal (Caso Brasil)	29
3.3 - Metodologia das Participações Médias	29
3.4 - Metodologia de Shapley	29
Capítulo 4	32
Método dos Beneficiários	32
4.1 - Definição de beneficiário	32
4.2 - Formulação da Parcela Locacional dos Beneficiários.....	33
4.2.1. Cálculo dos benefícios.....	33
4.2.2. Cálculo da TUST	35
4.2.3. A parcela selo	37
4.3 - Característica dos beneficiários na alocação de custos	38

4.3.1. Recuperação dos Custos	39
4.3.2. Justiça e Isonomia.....	39
4.3.3. Clareza e transparência.....	39
4.3.4. Estáveis e com volatilidade reduzida.....	39
4.3.5. Eficiência	40
4.3.6. Estimular novos investimentos.....	40
Capítulo 5	41
Estudos de Caso	41
5.1 - Exemplo didático de duas barras.....	41
5.1.1. Caso duas barras – sem limite de fluxo	41
5.1.2. Caso duas barras – com limite de fluxo.....	43
5.2 - Exemplo didático – cinco barras	46
5.3 - Caso IEEE 24 bus.....	54
5.4 - Bolívia	59
Capítulo 6	63
Conclusões	63
6.1 - Trabalhos Futuros.....	64
Referências Bibliográficas	65

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Visão Geral

O setor elétrico, em todo mundo, vem sofrendo alterações pois o mercado de geração de energia vem se alterando de um mercado centralizado para um mercado competitivo. No sistema centralizado, as instituições governamentais de planejamento são responsáveis pelo planejamento da expansão do sistema com o objetivo de viabilizar um ambiente competitivo para o segmento de geração. Já no mercado competitivo, agentes de geração tomam suas próprias decisões de investir e construir certas usinas e buscam firmar contratos de venda de energia para consumidores de grande porte e/ou distribuidoras. Em contrapartida, os sistemas de transmissão e distribuição permanecem sob regime de mercado centralizado figurando como monopólios naturais [1].

Por questões econômicas não se justifica que sistemas de transmissão sejam construídos para cada geração e demanda. Assim, geradores, consumidores e distribuidoras compartilham da mesma rede de transmissão. Neste caso, o sistema de transmissão pode ser visto como uma rodovia de carros, pois analogamente, os agentes que o utilizarem devem pagar um pedágio pelo uso. Estes pedágios são comumente conhecidos no setor elétrico como Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) as quais objetivam a remuneração dos ativos da rede.

Assim, alocação de custos objetiva ratear os encargos relativos ao uso da rede de transmissão entre os agentes que a utilizam, isto é, geradores e consumidores.

A critério de exemplificação, no Brasil, além de necessitar arrecadar a receita anual permitida (RAP) dos circuitos, a TUST é composta por parcelas para remunerar gastos anuais do Operador Nacional do Sistema (ONS) e por tributos e impostos [2].

Diversas metodologias foram propostas ao longo dos anos para a alocação de custos de sistemas de transmissão. Dentre elas destacam-se as metodologias Nodal, “Nodal modificada para o caso Brasil”, método das participações médias, método de Aumann-Shapley e método dos beneficiários.

1.2 - Motivação e Objetivo

Conforme introduzido na seção anterior, as decisões de expansão estão relacionadas com a seleção das melhores opções de investimento em geração e transmissão e selecionar a “melhor” entre um grupo de alternativas (G&T) é o que caracteriza a natureza combinatória deste problema. Além do desafio técnico, há também questões regulatórias e institucionais de cada país e o consequente modelo setorial adotado. No modelo centralizado, objetiva-se integrar e conciliar os custos totais (investimento e operação) de expansão da geração e transmissão do sistema. Em um modelo competitivo, o plano de expansão da geração e os despachos são calculados com base em premissas (técnicas, econômicas e políticas) definidas pela entidade planejadora e são considerados dados de entrada para a obtenção do plano de expansão da transmissão. Neste caso, a transmissão deve atender diferentes cenários de despacho em sistemas hidrotérmicos e em sistemas com forte inserção de fontes renováveis intermitentes (eólicas, fotovoltaicas). Dado como calculado o plano de expansão da transmissão após a realização do planejamento da transmissão, as TUSTs podem ser calculadas e estas são demasiadamente importantes, pois investidores querem saber a priori as tarifas para avaliação de novos projetos (como exemplo, hidroelétricas geralmente ficam longe dos centros de carga e competem contra térmicas que ficam próximas aos centros de carga).

De qualquer maneira, o cálculo da tarifa de transmissão ótima pode ser determinado através da equação (1):

$$T(x) = \text{Min} \{ I(y) + D(x, y) \} \quad (1)$$

sendo $T(x)$ o custo de transmissão associado a diferentes cenários de geração x , $I(y)$ o custo de investimento na transmissão e $D(x,y)$ custos operacionais associados a expansão da geração e transmissão. Contudo $T(x)$ não pode ser determinada por solução analítica, isto é, com funções lineares uma vez que a função $T(x)$ é solução de um problema de programação linear. Portanto, a obtenção da tarifa ótima de transmissão não consiste em uma tarefa trivial. Assim, existem metodologias que realizam o rateio dos encargos de transmissão almejando sempre justiça e equidade aos agentes.

A TUST representa o maior encargo para as geradoras. Assim, é preciso desenvolver uma metodologia justa de distribuição dos custos da rede de forma a não prejudicar as geradoras e que também estimule corretamente a expansão do sistema.

A critério de exemplificação, para o caso de países em que há grande crescimento de demanda, muitos investimentos em geração são necessários. Se as tarifas de transmissão – que representam um custo aos geradores – forem de uma forma geral muito elevadas, desestímulos para expansão do parque gerador são observados [3].

Desta forma, reveste-se de relevância analisar as metodologias de alocação de custos existentes; analisar o estado da arte em que se encontra a discussão do tema, apresentar uma análise comparativa entre as metodologias e apresentar o método dos beneficiários, que aloca custos sob um viés operativo e econômico.

1.3 - Características da alocação de custos

A seguir são apresentadas algumas características que devem ser consideradas na alocação de custos [4],[5].

1.3.1. Recuperação dos Custos

É primordial que os métodos de alocação de custo objetivem a recuperação dos custos associados ao uso dos ativos de transmissão. Para a recuperação destes custos atribuem-se encargos aos agentes que fazem uso do sistema de transmissão.

1.3.2. Justiça e Isonomia

Os métodos de alocar custos devem ser imparciais de forma a não beneficiar e/ou prejudicar nenhum dos agentes ao alocar os encargos e assim, garantir a competitividade entre as unidades geradoras e estimular a expansão do parque gerador de uma maneira eficiente.

Além disso as metodologias para serem justas devem garantir o cumprimento das normas firmadas em contratos, isto é, estabilidade regulatória também é demandada de forma que resoluções normativas que alterem algum aspecto de cálculo das TUSTs não afetem usinas geradoras “antigas” as quais não podiam valorar tais riscos no passado.

1.3.3. Clareza e transparência

Os métodos propostos para a divisão dos custos devem ser claros, simples e objetivos para que a alocação dos custos possa ser compreendida pelos agentes onerados pelo uso da rede de transmissão.

1.3.4. Estáveis e com volatilidade reduzida

Como as tarifas de sistema de transmissão representam um grande encargo fixo às geradoras, é interessante que para uma estabilidade do fluxo de caixa dos agentes de geração, os valores anuais a serem pagos não “flutuem” demasiadamente de um ano para outro.

Ademais, como investidores querem saber a priori as tarifas para avaliação de novos projetos e necessitam mitigar o risco associado a sua previsibilidade no futuro, a critério de exemplificação, no Brasil para a garantia da estabilidade nas tarifas, a TUST é definida para cada ano dos dez anos seguintes (Plano Decenal de Expansão da Energia Elétrica). Para se estimar a tarifa dos ciclos seguintes utiliza-se a base de dados do Sistema Integrado Nacional (SIN) e se supõe os gastos com investimentos nos anos seguintes [6]

1.3.5. Eficiência

É primordial que as metodologias estimulem a eficiência econômica de forma a se fazer uso consciente da rede de transmissão e em busca da modicidade tarifária para consumidores finais. Além disso, deve-se estimular a expansão consciente e garantir os critérios de confiabilidade do sistema.

1.3.6. Estimular novos investimentos

O fato das metodologias de alocação de custos serem justas e transparentes facilita o estímulo a novos investimentos no parque gerador, principalmente em países com grande crescimento de demanda (em maioria países emergentes) nos quais é essencial encorajar geradores a entrarem no mercado.

1.4 - Estrutura do Trabalho

O capítulo 2 apresenta as metodologias de alocação de custo Nodal, Nodal adaptada para o caso Brasil, Participações Médias, Aumann e Aumann-Shapley respectivamente. Além de se explicar cada metodologia, apresenta-se também um exemplo didático para demonstrar o uso e aplicação de cada metodologia supracitada.

No capítulo 3 as metodologias citadas no capítulo 2 são comparadas com intuito de analisar suas principais vantagens, desvantagens e limitações.

O capítulo 4 é apresentado o método dos beneficiários, sua formulação matemática e suas características frente aos “requisitos” de métodos de alocação de custos, como justiça e eficiência.

No capítulo 5 exemplifica-se a metodologia dos beneficiários através de casos didáticos e também através de um caso real.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e também sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Metodologias de Alocação de Custos

As metodologias de alocação de custos, são em maioria métodos que se baseiam na utilização da rede ou métodos marginais. Os métodos de utilização da rede oneram os agentes baseado no uso das linhas, ou em outras palavras, o quanto os agentes contribuem para os fluxos de potência em cada circuito. Os métodos marginais buscam analisar o impacto causado em cada circuito por uma variação infinitesimal de demanda ou geração em cada barra do sistema.

Além da definição metodológica, a alocação de custos de transmissão depende da definição de premissas iniciais, como por exemplo o número de cenários de despacho de geração que serão contemplados e de que maneira estes cenários foram calculados, como também o número de patamares de carga.

Em adição às premissas, conforme apresentado no capítulo anterior, a alocação de custos de transmissão deve recuperar todos os custos associados. Esta Receita Requerida (RR) é composta pela soma das receitas anuais permitidas (RAPs), as quais já foram previamente apresentadas. Contudo, os custos alocados aos agentes do sistema de transmissão muitas vezes não recuperam o valor da RAP, isto é, os gastos com construção, manutenção e operação do sistema. Além das RAPs, os custos unitários dos circuitos de transmissão também são necessários para a alocação de custos. Como pode ser analisado pela equação (2), o custo unitário de um circuito é determinado pela relação entre a (RAP) de cada circuito e sua capacidade de transmissão em MW:

$$c_i = \frac{RAP (\$)}{Cap (MW)} \quad (2)$$

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão são compostas por duas parcelas: a parcela locacional e a parcela selo. A parcela locacional recebe esse nome, pois está associada a localização dos agentes no sistema elétrico. A parcela selo compreende a parcela da receita requerida que não foi recuperada através do pagamento da parcela locacional.

Independentemente da metodologia utilizada, a não recuperação integral dos custos se justifica devido a muitos fatores, os quais podem ser resumidos em: (i) critérios de segurança operativa (como N-1) que resultam em redundância na rede; (ii) consequentes fluxos nas linhas são inferiores às capacidades de transmissão; (iii) devido a questões regulatórias e, por último, (iv) a decisão de construção de um novo circuito é binária e modular, isto é, com base nos parâmetros, características e módulos disponibilizados pelos fabricantes. Em outras palavras, o termo “modularidade” é utilizado para indicar que quando se toma a decisão de construir um circuito, os parâmetros desejados, como por exemplo capacidade máxima de fluxo, podem não ter correspondência a padrões existentes e disponíveis pelo fabricante, sendo necessário utilizar circuitos com outras características. Por exemplo, não é possível construir um circuito cuja capacidade máxima de fluxo seja 23 MW, pois esse valor de fluxo não é disponibilizado por fabricantes. Nesse caso, um “outro módulo de circuito” teria que ser utilizado, como um de 50 MW, por exemplo.

Assim, em virtude da não recuperação integral dos custos, uma parcela extra, denominada de parcela selo é adicionada a tarifa dos agentes.

Desta maneira, também independentemente da metodologia utilizada, a TUST basicamente será composta por uma parcela locacional, a qual apresenta um efeito e uma sinalização tarifária relativa ao ponto da rede em que o agente se encontra, e uma parcela selo que se faz necessária para que a totalidade dos custos seja recuperada.

Em conclusão, se torna intuitivo concluir que quanto mais representativa é a parcela locacional no cálculo das tarifas, mais insumos são dados aos geradores futuros se conectarem em pontos estrategicamente interessantes do ponto de vista da alocação de custos de transmissão para o sistema.

2.1 - Metodologia Nodal

A metodologia nodal aloca os custos baseando-se na sensibilidade do circuito à variação de uma unidade de potência em cada barra. Os circuitos cujas sensibilidade à injeção incremental forem elevadas são mais influenciados pela injeção de potência na barra. Portanto, os agentes serão onerados de proporcional a sensibilidade, isto é, à variação incremental de potência na barra. Essa ideia pode ser sintetizada pela seguinte expressão:

$$\beta_{ki} = \frac{\partial f_k}{\partial P_i} \quad (3)$$

O elemento β_{ki} da matriz de sensibilidade β indica quanto o fluxo de potência no circuito k (f_k) é sensível a uma variação da injeção de potência na barra i (P_i). Para que tal sensibilidade seja quantificada, com base nas injeções e uma configuração do sistema de transmissão, pode-se calcular a matriz de sensibilidade (β) através da equação (2)[3]. A matriz de sensibilidade representa a variação do fluxo da linha com relação à injeção nas barras [7]:

$$\beta = \Gamma [A]^T [B]^{-1} \quad (4)$$

sendo m - número de ramos da rede

n - número de barras na rede

β - Matriz de sensibilidade

Γ - Matriz diagonal cujos elementos são as susceptâncias dos ramos. Possui dimensão $m \times m$

A - Matriz Incidência Reduzida barra \times ramo, com dimensão $(n-1) \times m$

B - Matriz de admitância nodal de dimensão $n \times n$ cujos elementos são dados por

$$B_{kl} = \frac{-1}{x_{kl}} \quad (5)$$

$$B_{kk} = \sum_{l \in \Omega_k} \frac{1}{x_{kl}} \quad (6)$$

Ω_k - Conjunto de barras ligadas diretamente a barra k

x_{kl} - Reatância do circuito kl

Segundo esta metodologia, as parcelas locacionais são calculadas conforme se indica abaixo:

$$\tilde{\pi}_j^g = \sum_{i=1}^m c_i \beta_{ij} \quad \& \quad \tilde{\pi}_j^d = -\tilde{\pi}_j^g \quad (7)$$

sendo $\tilde{\pi}_j^g$ - Parcela locacional a ser paga por cada gerador j

$\tilde{\pi}_j^d$ – Parcela locacional a ser paga por cada demanda j

c_i - Custo unitário do circuito i

β_{ij} - Sensibilidade “causada” pelo agente j no circuito i

Dadas as parcelas locacionais, esta metodologia necessita também da definição de uma premissa base que consiste na razão entre o pagamento da geração e da demanda. A critério de exemplificação, no Brasil, o rateio é idealmente ajustado de igual forma entre os geradores e a demanda, isto é, 50% dos encargos da TUST é pago pelos geradores e os outros 50% são pagos pela demanda. Embora a divisão dos custos no Brasil seja idealmente igual entre os agentes, há países, como Inglaterra em que o rateio é feito de forma distinta [8]. De acordo com [8], na Inglaterra consumidores pagam 73% da TUST enquanto consumidores arcam com 27%.

Independentemente do valor definido como premissa de rateio, a proporção dos encargos deve ser inserida nos cálculos, como mostrado abaixo:

$$P_g = \sigma (P_g + P_d) \quad (8)$$

$$P_g = \frac{\sigma}{(1 - \sigma)} P_d \quad (9)$$

$$P_g = k P_d \quad (10)$$

sendo P_g – pagamento total da geração

P_d – pagamento total da demanda

σ – proporção dos encargos de geração

k – razão entre pagamento da geração e da demanda

Além da premissa supracitada, uma limitação importante da metodologia nodal é plausível de ser explicitada. Esta limitação consiste na necessidade de definição de uma barra de referência para o cálculo da matriz de sensibilidade. Dependendo da barra de referência escolhida para o fluxo de potência, as tarifas alocadas a cada agente se alteram, embora a receita arrecadada seja mantida. Além disso, qualquer injeção marginal nesta barra é absorvida por ela mesma, isto é, a parcela locacional referente a um agente

conectado a esta barra será sempre igual a zero. Portanto, a escolha da barra de referência é um ponto delicado desta metodologia.

Baseando-se nos últimos dois pontos explicitados acima, faz-se necessária a definição de uma barra de referência virtual, a qual é essencial para o cálculo da parcela de ajuste de alocação de custos entre geradores e consumidores (α).

Na prática esse deslocamento é feito inserindo um termo α na tarifa de todos os agentes, o qual partindo-se da equação (10), é calculado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 P_g &= k P_d \\
 \sum_{j=1}^N (\tilde{\pi}_j^g + \alpha) g_j &= k \sum_{j=1}^N \underbrace{-(\tilde{\pi}_j^g + \alpha)}_{\tilde{\pi}_j^d} d_j \\
 \alpha \left(\sum_{j=1}^N g_j + k \sum_{j=1}^N d_j \right) &= - \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j^g g_j + k \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j^d d_j \\
 \alpha &= \frac{k \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j^d d_j - \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j^g g_j}{\sum_{j=1}^N g_j + k \sum_{j=1}^N d_j} \quad (11)
 \end{aligned}$$

Por último, é importante explicitar que na metodologia nodal, a parcela selo é definida por:

$$\pi^{aj} = \frac{RR - \sum_{j=1}^N (\tilde{\pi}_j^g g_j + \tilde{\pi}_j^d d_j)}{\sum_{j=1}^N (g_j + d_j)} \quad (12)$$

sendo π^{aj} – parcela selo

$\tilde{\pi}_j^g$ – tarifa locacional de cada gerador j calculada de acordo com a metodologia

Nodal

$\tilde{\pi}_j^d$ – tarifa locacional de cada demanda j calculada de acordo com a metodologia

Nodal

g_j – geração de cada gerador j

d_j – consumo de cada demanda j

RR – receita total requerida

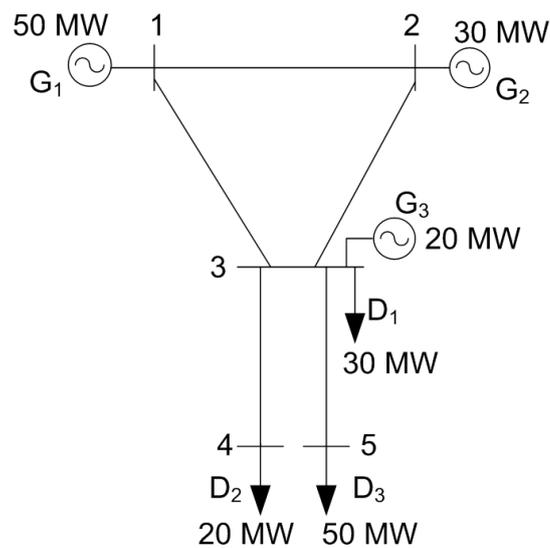
N – número de agentes

Ao final, a TUST pode ser calculada, tanto para geradores e demanda, por:

$$\bar{\pi}_j = \tilde{\pi}_j + \pi^{aj} \quad (13)$$

2.1.1. Exemplo

Considere o circuito abaixo de cinco barras e cujos valores de reatância, capacidade, e custos dos circuitos são indicados na tabela abaixo. As análises da rede são feitas desprezando-se as perdas.



Circuito	Barra "de"	Barra "para"	Reatância (pu)	Capacidade (MW)	Custo (R\$/MW)	RAP (R\$)
1	1	2	0.1	80	10	800
2	1	3	0.1	80	10	800
3	2	3	0.1	80	10	400
4	3	4	0.1	40	10	400
5	3	5	0.1	60	20	1200

As injeções e a matriz B são escritas da seguinte forma:

$$P = \begin{bmatrix} 50 \\ 30 \\ -10 \\ -20 \\ -50 \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} 20 & 10 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & 20 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & -10 & 40 & -10 & -10 \\ 0 & 0 & -10 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & -10 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

Escolhendo a barra 1 como a barra de referência, tem-se que:

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad \tau = \begin{bmatrix} 10 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

Então, a matriz de sensibilidade β pode ser obtida da seguinte maneira:

$$\beta = \tau A^t B^{-1} \quad \beta = \begin{bmatrix} -0.667 & -0.\bar{3} & -0.\bar{3} & -0.\bar{3} \\ -0.\bar{3} & -0.667 & -0.667 & -0.667 \\ 0.\bar{3} & -0.\bar{3} & -0.\bar{3} & -0.\bar{3} \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

O valor da receita a ser recuperado é:

$$RR = R\$10/MW(80 + 80 + 80 + 40)MW + R\$20/MW * 60MW = R\$ 4000.00$$

Conhecendo-se a matriz de sensibilidade e os custos dos circuitos, podem-se determinar as tarifas dos agentes:

$$T_2 = -0.667 * 10 + (-0.\bar{3} + 0.\bar{3}) * 10 = R\$ - 6.667/MW$$

$$T_3 = -0.\bar{3} * 10 - 0.667 * 10 - 0.\bar{3} * 10 = R\$ - 13.33/MW$$

$$T_4 = -0.\bar{3} * 10 - 0.667 * 10 - 0.\bar{3} * 10 - 1 * 10 = R\$ - 23.33/MW$$

$$T_5 = -0.\bar{3} * 10 - 0.667 * 10 - 0.\bar{3} * 10 - 1 * 20 = R\$ - 33.33/MW$$

Geração [R\$/MW]	Demanda [R\$/MW]	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
0	0	0	0
-6.667	6.667	-200	0
-13.33	13.33	-266.6	400
-23.33	23.33	0	466.67
-33.33	33.33	0	1666.65
		-466.6	2533.3
Recuperação		R\$ 2066.7	

Através da equação (11) é possível obter o valor de α tal que garanta um rateio de 50% entre os geradores e demanda, premissa a qual também é utilizada neste caso exemplo:

$$\alpha = \frac{1 * (13.33 * 30 + 23.33 * 20 + 33.33 * 50) - (-6.667 * 30 - 13.33 * 20)}{200}$$

$$\alpha = R\$ 15.00/MW$$

Assim, as tarifas de transmissão por barra são obtidas acrescentando-se o valor α :

Barra	Geração [R\$/MW]	Demanda [R\$/MW]
1	15.0	-15.0
2	8.333	-8.333
3	1.667	-1.667
4	-8.333	8.333
5	-18.333	18.333

Neste caso, a parcela locacional fica da seguinte forma:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	750	-
2	250	-
3	33.334	-50.01
4	-	166.66
5	-	916.65
	1033.3	1033.3
Recuperação	R\$ 2066.6	

Entretanto, não se recupera integralmente o valor da receita requerida. Assim, a parcela selo por ser determinada por:

$$Selo = RR - Recuperação \text{ por Parcela Locacional} = R\$ 1933.36$$

$$\pi_{aj} = \frac{selo}{\sum P_{instalada}} = \frac{1933.36}{200} = R\$ 9.667/MW$$

Assim, a parcela selo aplicada aos agentes é:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	483.35	-
2	290.01	-
3	193.34	290.01
4	-	193.34
5	-	483.35

Finalmente, então, obtém-se a tarifa total a ser paga pelos agentes:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	1233.35	-
2	540.0	-
3	226.65	240
4	0	360
5	0	1400
	2000	2000
Recuperação	R\$4000	

2.2 - Metodologia Nodal – Caso Brasil

O Brasil utiliza uma variante da metodologia Nodal para alocação de custos. Além de considerar a matriz de sensibilidade e o custo unitário dos circuitos na determinação das tarifas, inclui-se uma parcela multiplicativa denominada fator de ponderação. O fator de ponderação consiste em um valor entre 0 e 1 que representa o nível de carregamento do circuito. Este fator acaba por causar uma atenuação do sinal locacional das linhas de baixo carregamento no valor final das tarifas, resultando em uma maior parcela selo [9].

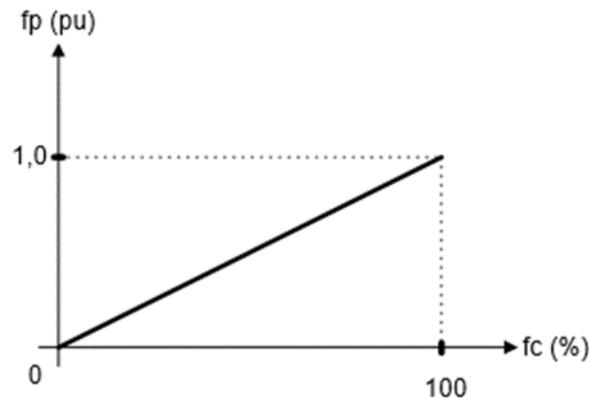
Neste caso, as tarifas são calculadas por:

$$\tilde{\pi}_j = \sum_{i=1}^m c_i \beta_{ij} f_p \quad (14)$$

sendo f_p o fator de ponderação do circuito

De acordo com [10] o fator de ponderação 0 implica em repasse total ao selo, enquanto que um fator de ponderação igual a 1 resulta em realce do sinal locacional. Para circuitos com fator de ponderação entre 0 e 1, o fator é determinado por uma rampa, como indicado na figura abaixo:

Figura 1 - Fatores de ponderação para cálculo de tarifas nodais



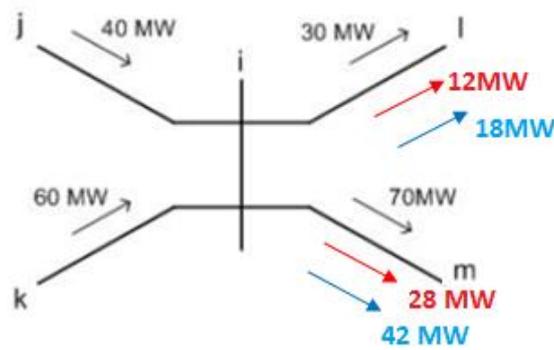
Sendo f_p o fator de ponderação e f_c o fator de carregamento do circuito.

Por fim, é plausível explicitar que a parcela da receita requerida não recuperada pela parcela locacional é obviamente arrecadada por meio do selo, calculado de forma análoga à apresentada na metodologia Nodal.

2.3 - Metodologia das Participações Médias

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. Em outras palavras, a metodologia tem por objetivo identificar o “caminho” dos fluxos de potência ao longo das redes de transmissão. Para tal, parte-se do princípio que as barras são “misturadores perfeitos” dos fluxos injetados e toma-se como base o princípio que os fluxos que saem de cada barra são iguais em número aos que entraram na barra e o fluxo de saída das barras é proporcional à injeção de potência na barra. Esse princípio, denominado princípio da proporcionalidade pode então ser exemplificado de acordo com a figura abaixo [3].

Figura 2 - Princípio da Proporcionalidade



$$\begin{aligned}
 P_{in} &= 100 \text{ MW} & P_{out} &= 100 \text{ MW} \\
 P_{ji} &= 40 \text{ MW} = 40\% & P_{il}^{ji} &= 40\% * 30 \text{ MW} = 12 \text{ MW} \\
 P_{ki} &= 60 \text{ MW} = 60\% & P_{il}^{kl} &= 60\% * 30 \text{ MW} = 18 \text{ MW} \\
 & & P_{im}^{ji} &= 40\% * 70 \text{ MW} = 28 \text{ MW} \\
 & & P_{im}^{kl} &= 60\% * 70 \text{ MW} = 42 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

sendo P_{in} – Fluxo “entrando” na barra i

P_{out} – Fluxo “saindo” da barra i

P_{ji} – Fluxo no ramo ji

P_{ki} – Fluxo no ramo ki

P_{il}^{ji} – Fluxo no ramo $i-l$ devido ao fluxo em $j-i$

P_{il}^{kl} – Fluxo no ramo $i-l$ devido ao fluxo em $k-l$

P_{im}^{ji} – Fluxo no ramo $i-m$ devido ao fluxo em $j-i$

P_{im}^{kl} – Fluxo no ramo $i-m$ devido ao fluxo em $k-l$

Considerando-se um fluxo linear sem perdas, a potência incidente por barra pode ser escrita por [4]:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^g} |P_{ij}| + P_{Gi} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N \quad (15)$$

sendo, 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

Já que se trata de um fluxo sem perdas, pode-se dizer que

$$|P_{ij}| = |P_{ji}| \quad (16)$$

Isso é equivalente a dizer que

$$|P_{ij}| = \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j \quad (17)$$

Substituindo (17) em (15), obtém-se

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^g} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j = P_{Gi} \quad (18)$$

A equação (18) pode ser escrita na forma matricial:

$$A_u \underline{P} = \underline{P}_G \quad (19)$$

sendo 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 indicado abaixo.

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i^g \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (20)$$

Caso a matriz A_u possua inversa, a equação (19) pode ser reescrita como:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad (21)$$

sendo Ω_g o conjunto de barras que possuem geração.

O termo $[A_u^{-1}]_{ik}$ é denominado fator de distribuição nodal da geração da barra k na barra i. Assim, o produto de $[A_u^{-1}]_{ik}$ pela geração na barra k (P_{Gk}) representa a parcela da potência incidente na barra i que é devido à geração na barra k. Assim, a equação (21) pode ser reescrita como

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ik}^p \quad (22)$$

Observa-se que a potência total incidente em uma barra é determinada pela contribuição dos geradores do sistema. Então, a participação do gerador conectado a barra k , na potência incidente da barra i é dada por:

$$\Phi_{ik} = \frac{P_{ik}^P}{P_i} \quad (23)$$

Por análise de (17) e substituindo (21) obtém-se:

$$P_{ij} = P_{ij} \frac{P_i}{P_i} = \frac{P_{ij} \left(\sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \right)}{P_i} = \sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} P_{ij} \quad (24)$$

A equação (24) representa o princípio da proporcionalidade. Em outras palavras, a equação acima indica que a potência no circuito i - j é composta por um somatório de parcelas que correspondem ao quanto as potências incidentes na barra contribuíram para o fluxo no circuito i - j , conforme ilustra a Figura 2.

Define-se então que:

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ij,k}^P, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (25)$$

Sendo que $P_{ij,k}^P$ corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida no circuito i - j e α_i^d representa o conjunto de barras que retiram potência da barra i , através do circuito i - j .

Então, pode-se definir $\Gamma_{ij,k}$ como a participação do gerador conectado na barra k no fluxo do circuito i - j .

$$\Gamma_{ij,k} = \frac{P_{ij,k}^P}{P_{ij}}, i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d; \forall k \in \Omega_g \quad (26)$$

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 (27).

$$U_k = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \alpha_i^d} \sigma c_{ij} P_{ij} \Gamma_{ij,k} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (27)$$

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 (28)

$$\bar{\pi}_k^g = \frac{U_k}{P_{Gk}} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (28)$$

O mesmo processo é utilizado para o cálculo das tarifas da demanda. A única diferença é que se utilizam os fluxos de potência com sentido oposto.

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

Já a parcela selo, esta é calculada da mesma forma que na metodologia Nodal:

$$\bar{\pi}_k^g = \bar{\pi}_k^g + \pi^{aj} \quad (29)$$

Por último, é plausível explicitar que o método de participações médias não depende da barra de referência arbitrada, sendo esta uma vantagem metodológica representativa frente a metodologia nodal.

2.3.1. Exemplo

O sistema do caso exemplo apresentado na seção 2.1.1 também será utilizado para exemplificar o uso do método de participações médias para alocação de custos entre os agentes que usam o sistema de transmissão.

Então, pelo exemplo da seção 2.1.1:

$$P = \begin{bmatrix} 50 \\ 30 \\ -10 \\ -20 \\ -50 \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} 20 & 10 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & 20 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & -10 & 40 & -10 & -10 \\ 0 & 0 & -10 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & -10 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

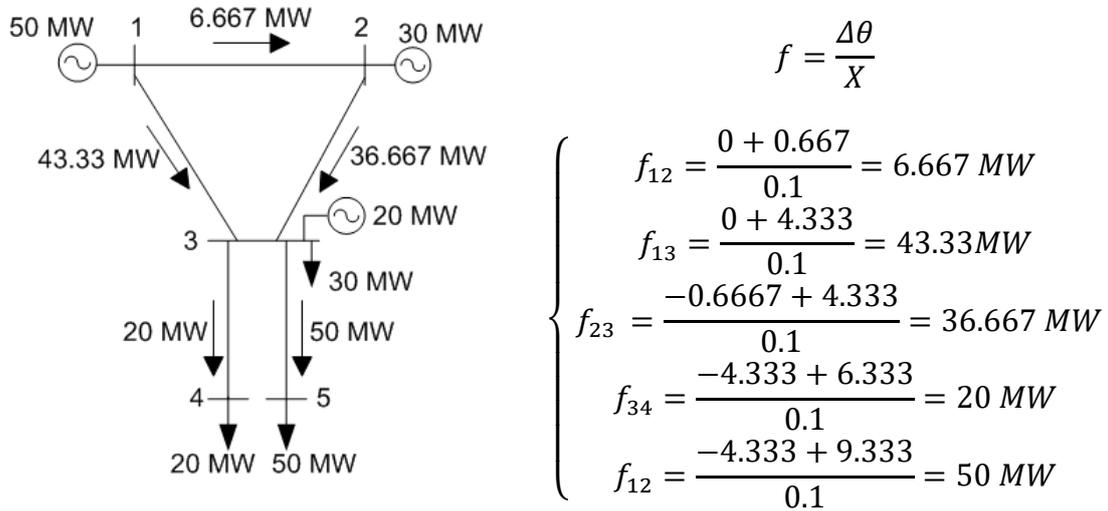
Sabendo que:

$$P = B \theta$$

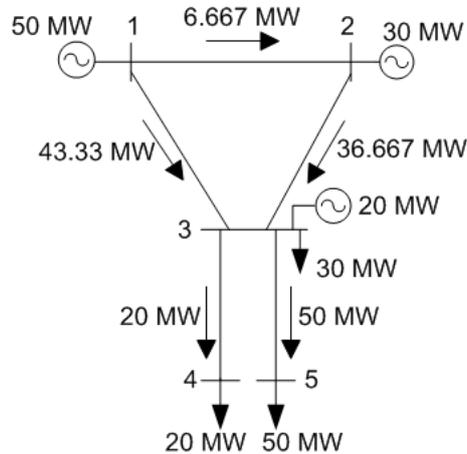
Obtém-se:

$$\theta = \begin{bmatrix} -0.6667 \\ -4.333 \\ -6.333 \\ -9.333 \end{bmatrix} rad$$

Assim, os fluxos nos circuitos podem ser determinados.



Conhecendo-se os fluxos nos circuitos, pode-se obter o vetor de potências incidentes nas barras.



$$P_{incidente} = \begin{bmatrix} 50 \\ 36.667 \\ 100 \\ 20 \\ 50 \end{bmatrix} MW$$

Assim, de acordo com a equação (20) calcula-se a matriz A_u (*upstream*) e, em seguida, sua inversa.

$$A_u = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.1333 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -0.8666 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0.2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -0.5 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad A_u^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.1333 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0.2 & 0.2 & 0.2 & 1 & 0 \\ 0.5 & 0.5 & 0.5 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Uma vez conhecida a matriz *upstream* inversa, podemos determinar a participação de cada gerador na potência incidente em cada barra, representada pela letra grega Φ . Uma vez conhecido o valor de Φ , a participação de cada gerador no fluxo de cada circuito é observada (representada por τ):

Contribuições do gerador da barra 1:

$$\phi_{1,1} = [A_u]_{1,1}^{-1} * \frac{P_{G1}}{P_1} = 1 * \frac{50}{50} = 1 = \tau_{1,1} = \tau_{2,1}$$

$$\phi_{2,1} = [A_u]_{2,1}^{-1} * \frac{P_{G1}}{P_2} = 0.133 * \frac{50}{36.667} = 0.182 = \tau_{3,1}$$

$$\phi_{3,1} = [A_u]_{3,1}^{-1} * \frac{P_{G1}}{P_3} = 1 * \frac{50}{100} = 0.5$$

$$\phi_{4,1} = [A_u]_{4,1}^{-1} * \frac{P_{G1}}{P_4} = 0.2 * \frac{50}{20} = 0.5$$

$$\phi_{5,1} = [A_u]_{5,1}^{-1} * \frac{P_{G1}}{P_5} = 0.5 * \frac{50}{50} = 0.5$$

Contribuições do gerador da barra 2:

$$\phi_{1,2} = [A_u]_{1,2}^{-1} * \frac{P_{G2}}{P_1} = 0$$

$$\phi_{2,2} = [A_u]_{2,2}^{-1} * \frac{P_{G2}}{P_2} = 1 * \frac{30}{36.667} = 0.818 = \tau_{3,2}$$

$$\phi_{3,2} = [A_u]_{3,2}^{-1} * \frac{P_{G2}}{P_3} = 1 * \frac{30}{100} = 0.3 = \tau_{4,2} = \tau_{5,2}$$

$$\phi_{4,2} = [A_u]_{4,2}^{-1} * \frac{P_{G2}}{P_4} = 0.2 * \frac{30}{20} = 0.3$$

$$\phi_{5,2} = [A_u]_{5,2}^{-1} * \frac{P_{G2}}{P_5} = 0.5 * \frac{30}{50} = 0.3$$

Contribuições do gerador da barra 3

$$\phi_{1,3} = [A_u]_{1,3}^{-1} * \frac{P_{G_3}}{P_1} = 0$$

$$\phi_{2,3} = [A_u]_{2,3}^{-1} * \frac{P_{G_3}}{P_2} = 0$$

$$\phi_{3,3} = [A_u]_{3,3}^{-1} * \frac{P_{G_3}}{P_3} = 1 * \frac{20}{100} = 0.2 = \tau_{4,3} = \tau_{5,3}$$

$$\phi_{4,3} = [A_u]_{4,3}^{-1} * \frac{P_{G_3}}{P_4} = 0.2 * \frac{20}{20} = 0.2$$

$$\phi_{5,3} = [A_u]_{5,3}^{-1} * \frac{P_{G_3}}{P_5} = 0.5 * \frac{20}{50} = 0.2$$

Neste caso, a mesma premissa de rateio de 50% entre gerador e demanda será utilizada e portanto, os custos dos circuitos devem ser divididos por 2.

Então, utilizando-se a equação (27) determinam-se as tarifas dos agentes:

Gerador 1:

$$U_1 = 0.5 * [10 * (1 * 6.667 + 1 * 43.33 + 0.182 * 36.667 + 0.5 * 20) + 20 * 50 * 0.5]$$
$$U_1 = R\$583.35$$

Gerador 2:

$$U_2 = 0.5 * [10 * (0.818 * 36.667 + 0.3 * 20) + 20 * 50 * 0.3] = R\$329.97$$

Gerador 3:

$$U_3 = 0.5 * [10 * (0.2 * 20) + 20 * 50 * 0.2] = R\$120$$

Então a tarifa paga pelos geradores é:

$$\pi_{G_1} = \frac{U_1}{G_1} = \frac{583.35}{50} = R\$11.667/MW$$

$$\pi_{G_2} = \frac{U_2}{G_2} = \frac{329.97}{30} = R\$11/MW$$

$$\pi_{G_3} = \frac{U_3}{G_3} = \frac{120}{20} = R\$6/MW$$

Para o cálculo das tarifas de cada demanda faz-se um processo análogo ao dos geradores, invertendo-se apenas o sentido do fluxo nos circuitos.

Assim, obtém-se para as demandas:

$$\pi_{D_1} = \frac{U_1}{D_1} = \frac{130}{30} = R\$4.33/MW$$

$$\pi_{D_2} = \frac{U_2}{G_2} = \frac{186.66}{20} = R\$9.33/MW$$

$$\pi_{D_3} = \frac{U_3}{G_3} = \frac{718.67}{50} = R\$14.33/MW$$

Com base nestes resultados, o valor recuperado através da parcela locacional paga pelos agentes é:

$$Recuperação = 583.35 + 329.97 + 120 + 130 + 186.66 + 716.67 = R\$2066.65$$

Dessa forma, o selo é obtido por:

$$Selo = RR - Recuperação = R\$ 1933.35$$

$$\pi_{aj} = \frac{selo}{\sum P_{instalada}} = \frac{1933.35}{200} = R\$ 9.667/MW$$

A tabela abaixo indica o valor da parcela de ajuste por barra:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	483.35	-
2	290.01	-
3	193.34	290.01
4	-	193.34
5	-	483.35

Finalmente, obtém-se o valor das tarifas totais por agente:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	1066.7	0
2	620	0
3	313.3	420
4	0	380.00
5	0	1200
	2000	2000
Recuperação		R\$4000

2.4 - Metodologia Aumann-Shapley

A metodologia proposta por Shapley consiste na alocação dos custos de transmissão de forma que cada agente escolha “o melhor uso da rede” e pague a menor tarifa possível. Dessa forma, cada gerador do sistema escolheria a demanda que iria atender até que toda sua potência instalada fosse gerada para atender aos consumidores. Em seguida, outro gerador escolheria a demanda que iria atender e o processo se repetiria até que toda a carga fosse atendida [3],[11] .

Contudo, o primeiro gerador a escolher a demanda que iria suprir seria beneficiado em detrimento dos demais visto que optaria por atender os consumidores de forma a fazer o menor uso da rede e ter, portanto, o menor encargo de transmissão. Entretanto, o “último gerador” não teria as mesmas “opções” de carga a atender quanto o primeiro. Portanto, é fácil concluir do procedimento que os geradores preferem ser os primeiros a entrar – quando há mais graus de liberdade para a escolha da demanda a atender – do que serem os últimos e neste caso, para que a metodologia garantisse a isonomia entre os agentes, teria que garantir que todos os geradores tivessem a mesma “oportunidade” de escolha das demandas a serem supridas. Assim, é preciso que todos os geradores tenham a chance de ser os primeiros a fazer a escolha de quais cargas atender e assim, a solução mais justa neste caso é repetir o procedimento para todas as combinações possíveis de ordens de entrada e calcular a média dos custos do serviço alocados para cada gerador. Isso implica em se fazer N permutações (sendo N o número de geradores) para se obter todas as combinações possíveis de “ordem” dos geradores e tal abordagem envolveria grande tempo computacional.

Assim, Aumann propôs uma metodologia para atacar o problema supracitado e complementar o modelo proposto por Shapley. Aumann sugeriu que as unidades geradoras fossem segmentadas em partes infinitesimais e iguais sendo cada subagente (resultante da partição infinitesimal) tratado como agente independente. Embora a proposta de Aumann pareça aumentar a dificuldade computacional, com a divisão em segmentos infinitesimais dos agentes é possível obter uma solução analítica para o problema, de acordo com [12].

2.4.1. Exemplo

O exemplo apresentado na seção 2.1.1 é utilizado nesta seção para demonstrar o procedimento de cálculo das tarifas dos agentes através do método de alocação de custos Aumann-Shapley.

Fragmentando-se os geradores e demandas em parcelas infinitesimais pode-se determinar as tarifas dos agentes.

Cada “fragmento (passo) dos geradores” opta por atender a demanda mais barata, isto é, a demanda cujo encargo de uso do sistema de transmissão seja menor. Em seguida, opta por atender a 2ª demanda mais barata e assim consecutivamente.

A tabela abaixo indica as tarifas dos geradores.

	$\Delta\lambda_{G_1}$ (MW) Barra 1	$\Delta\lambda_{G_2}$ (MW) Barra 2	$\Delta\lambda_{G_3}$ (MW) Barra 3	π_{G_1} (R\$)	π_{G_2} (R\$)	π_{G_3} (R\$)	Demanda Atendida (MW)	
Passo de 1 a 30	0.5	0.3	0.2	$0.5 * \frac{10}{2}$	$0.3 * \frac{10}{2}$	0	1	Demanda de 30 MW atendida
	
	
	
Passo de 31 a 50	0.5	0.3	0.2	$0.5 * \frac{20}{2}$	$0.3 * \frac{20}{2}$	$0.2 * \frac{10}{2}$	31	Demanda de 20 MW atendida
	
	
	
Passo de 51 a 100	0.5	0.3	0.2	$0.5 * \frac{30}{2}$	$0.3 * \frac{30}{2}$	$0.2 * \frac{20}{2}$	51	Demanda de 50 MW atendida
	
	
	
				R\$550	R\$330	R\$120		
Recuperação				R\$ 1000.00				

De forma análoga aos geradores, para determinar as tarifas pagas pelas demandas, cada um “fragmento de demanda” escolhe qual gerador irá atendê-la.

As tarifas das demandas são indicadas na tabela abaixo:

	$\Delta\lambda D_1$ (MW) Barra 3	$\Delta\lambda D_2$ (MW) Barra 4	$\Delta\lambda D_3$ (MW) Barra 5	π_{D_1} (R\$)	π_{D_2} (R\$)	π_{D_3} (R\$)	Energia Gerada (MW)	
Passo de 1 a 30	0.3	0.2	0.5	0	$0.2 * \frac{10}{2}$	$0.5 * \frac{20}{2}$	1	Uso total do Gerador de 20MW
	
	
Passo de 31 a 50	0.3	0.2	0.5	$0.3 * \frac{10}{2}$	$0.2 * \frac{20}{2}$	$0.5 * \frac{30}{2}$	21	Uso total do Gerador de 50MW
	
	
	
Passo de 51 a 100	0.3	0.2	0.5	$0.3 * \frac{10}{2}$	$0.2 * \frac{20}{2}$	$0.5 * \frac{30}{2}$	71	Uso total do Gerador de 30MW
	
	
	
				R120	R\$180	R\$700		
Recuperação				R\$ 1000.00				

Como não se recupera integralmente a RAP, uma parcela de ajuste é necessária e é dada por:

$$\text{Recuperação} = 1000 + 1000 = R\$2000$$

$$\text{Selo} = RR - \text{Recuperação} = R\$ 2000$$

$$\pi_{aj} = \frac{\text{selo}}{\sum P_{instaldaa}} = \frac{2000}{200} = R\$ 10/MW$$

Assim, as tarifas dos agentes são dadas por:

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	1050	0
2	630	0
3	320	420
4	0	380
5	0	1200
	2000	2000
Recuperação	R\$4000	

Capítulo 3

Análise comparativa das metodologias

As metodologias supracitadas de alocação de custos apresentam qualidades, mas também limitações. Assim, neste capítulo objetiva-se desenvolver uma análise comparativa das vantagens e desvantagens das metodologias até então abordadas.

3.1 - Metodologia Nodal

A Metodologia Nodal é próxima ao que se considera ideal para uma alocação justa de custos já que onera os agentes baseado no quanto eles utilizam o sistema. Ademais, o conceito é facilmente compreendido por tomar como base princípios econômicos (quanto mais se usa, mais se paga).

Por outro lado, a metodologia nodal necessita da definição da barra de referência (*slack bus*). Definindo-se a *slack bus*, pode-se determinar a matriz de sensibilidade. A coluna da matriz β correspondente à barra *slack* possui todos os valores nulos pois uma injeção incremental de potência não afeta o fluxo já que a variação é compensada pela própria barra. Assim, conclui-se que dependendo da barra *slack* definida, a matriz de sensibilidade β e conseqüentemente a alocação de custos são alteradas [13]. Dessa forma, a necessidade de escolha de uma barra *slack* é uma “limitação” do método uma vez que dependendo da barra escolhida as tarifas para cada agente são diferentes.

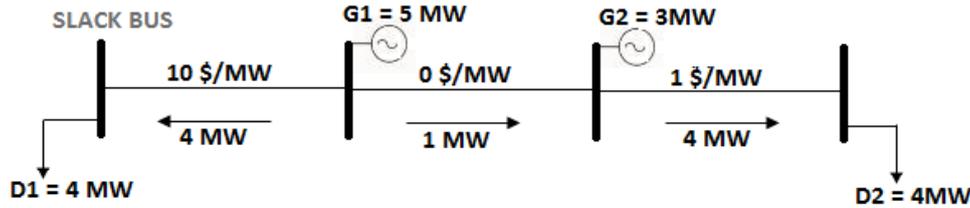
É necessário enfatizar que a metodologia Nodal é incapaz de representar corretamente circuitos em corrente contínua para fins de alocação de custos e a representação de uma estrutura AC para tal acaba por distorcer a distribuição de fluxo real nas linhas. A futura entrada em operação de instalações em corrente contínua conectadas de forma malhada nos sistemas elétricos realça ainda mais essa desvantagem metodológica.

Como inconveniência do método, destaca-se também, a possibilidade de obtenção de tarifas de uso de transmissão negativas. Agentes com tarifas negativas, em teoria, seriam os que deveriam “receber” por estarem contribuindo com o fluxo no sistema. Este efeito é conhecido na literatura como “cross payment” e se caracteriza pelo

pagamento entre agentes e é consequência da existência de tarifa negativa para um ou mais agentes. Embora do ponto de vista da expansão do sistema pela teoria marginalista isto seja adequado, esta característica é alvo de críticas pelo ponto de vista dos agentes.

As últimas duas desvantagens da metodologia podem ser verificadas no exemplo abaixo.

Figura 3: Exemplo de desvantagens da Metodologia Nodal



Para um aumento de 1 MW na geração do gerador 1 (G1), há uma “absorção” de 1MW pelo slack bus, portanto é como se D1 aumentasse para 5MW. Assim a tarifa paga por G1 seria

$$TUST_{G_1} = \frac{10\$}{MW} * 1MW = \$10.$$

Se agora aumentasse a geração de G2 em 1 MW, ela seria “compensada” pelo slack bus e, portanto, a tarifa de G2 seria:

$$TUST_{G_2} = \frac{0\$}{MW} * (-1MW) + \frac{10\$}{MW} * 1MW = \$10$$

Para um aumento incremental de 1MW em D1, por ser o slack bus, a tarifa seria zero.

$$TUST_{D_1} = \$0$$

E considerando um aumento de D2 para 5 MW, a tarifa seria

$$TUST_{D_2} = \frac{10\$}{MW} * (-1MW) + \frac{0\$}{MW} * 1MW + \frac{1\$}{MW} * 1MW = \$ - 9$$

Como pode ser visto no exemplo acima, tarifas negativas podem ser observadas. Ademais, este sistema radial realça o fato de que variações de injeções de potência no sistema alteram o fluxo de potência (dada a barra de referência definida) e, portanto, as tarifas alocadas a cada agente.

3.2 - Metodologia Nodal (Caso Brasil)

A Metodologia Nodal Brasil, sendo uma extensão da metodologia Nodal, apresenta as mesmas fragilidades da metodologia Nodal. Contudo, é plausível explicitar que uma das fragilidades é a possibilidade de tarifas negativas. Em [10] o algoritmo utilizado no Brasil é detalhadamente apresentado. Dentre todas especificidades, destaca-se que a metodologia Nodal aplicada ao Brasil utiliza o fator de ponderação, o qual apresenta o efeito de diminuir a parcela locacional, aumentando, portanto, a parcela selo.

3.3 - Metodologia das Participações Médias

A metodologia das participações médias, como descrito acima, aloca os custos baseado no uso do sistema pelos agentes. É um método fácil de ser aplicado, compreendido e não apresenta tarifas negativas, pois injeções marginais que causem fluxo reverso não são consideradas. Este método também é capaz de produzir tarifas mais estáveis para sistemas multi-regionais. Esta última característica é uma vantagem em comparação a métodos marginalistas pois alterações na configuração da rede de um ano para outro por exemplo, pode causar mudanças representativas na matriz de sensibilidades de fluxo, alterando representativamente as tarifas calculadas por exemplo através da metodologia nodal.

Como última vantagem, este método representa consistentemente circuitos de corrente contínua uma vez que para a alocação de custos é preciso apenas conhecer os fluxos nas linhas.

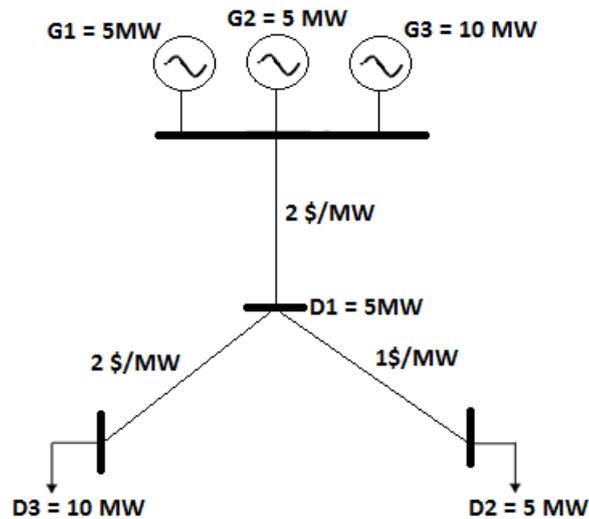
Porém, por ser um método que pode ser aplicado em qualquer rede em geral, não representa de maneira correta particularidades como (i) a 2ª lei de Kirchhoff e (ii) sinalizações para expansão por não estar relacionado com a sensibilidade dos circuitos com relação as injeções.

3.4 - Metodologia de Shapley

A metodologia desenvolvida por Shapley ao propor que os geradores definissem os consumidores cujas demanda seriam atendidas introduziu inicialmente uma falta de isonomia no tratamento dos geradores, como já mencionado anteriormente. Na tentativa de solucionar essa problemática, Shapley propôs a permutação dos geradores, e assim

adicionou grande complexidade computacional quase inviabilizando a aplicabilidade do método. A metodologia de Shapley também era deficiente pois as tarifas dos agentes poderiam mudar dependendo da quantidade e tamanho dos geradores alocado nas barras. Em outras palavras, a soma dos encargos de dois geradores de 10 MW no mesmo barramento poderia ser diferente da de um gerador de 20 MW, como exemplificado abaixo [3]:

Figura 4: Exemplo de desvantagem da metodologia proposta por Shapley



No exemplo há três geradores, e portanto 3! possíveis ordens de entrada dos geradores no sistema, sendo elas:

G1 → G2 → G3
G1 → G3 → G2
G2 → G1 → G3
G2 → G3 → G1
G3 → G1 → G2
G3 → G2 → G1

Sabendo que os geradores optam por escolher as demandas como indicado abaixo, pode-se determinar as TUST pagas por cada um deles:

Ordem de Entrada: G1 → G2 → G3
G1 atende D1 → G1 = 2\$/MW * 5MW = 10 \$
G2 atende D2 → G2 = 3\$/MW * 5MW = 15 \$
G3 atende D3 → G3 = 4\$/MW * 10MW = 40 \$

Ordem de Entrada: G1 → G3 → G2
G1 atende D1 → G1 = 2\$/MW * 5MW = 10 \$
G3 atende D2 e D3 → G3 = 3\$/MW * 5MW + 4\$/MW * 5MW = 35 \$
G2 atende D3 → G2 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$

Ordem de Entrada: G2 → G1 → G3
G2 atende D1 → G2 = 2\$/MW * 5MW = 10 \$
G1 atende D2 → G1 = 3\$/MW * 5MW = 15 \$
G3 atende D3 → G3 = 4\$/MW * 10MW = 40 \$

Ordem de Entrada: G2 → G3 → G1
G2 atende D1 → G2 = 2\$/MW * 5MW = 10 \$
G3 atende D2 e D3 → G3 = 3\$/MW * 5MW + 4\$/MW * 5MW = 35 \$
G2 atende D3 → G2 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$

Ordem de Entrada: G3 → G1 → G2
G3 atende D1 e D2 → G3 = 2\$/MW * 5MW + 3\$/MW * 5 MW = 35 \$
G1 atende D3 → G1 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$
G2 atende D3 → G2 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$

Ordem de Entrada: G3 → G2 → G1
G3 atende D1 e D2 → G3 = 2\$/MW * 5MW + 3\$/MW * 5 MW = 35 \$
G1 atende D3 → G1 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$
G2 atende D3 → G2 = 4\$/MW * 5MW = 20 \$

Assim a tarifa paga pelos geradores G1, G2 e G3, respectivamente, são

$$TUST_{G_1} = \frac{10 + 10 + 15 + 20 + 20 + 20}{6} = \frac{95}{6} = \$ 15.86$$

$$TUST_{G_2} = \frac{15 + 20 + 10 + 10 + 20 + 20}{6} = \frac{95}{6} = \$ 15.86$$

$$TUST_{G_3} = \frac{40 + 35 + 40 + 35 + 35 + 35}{6} = \frac{220}{6} = \$ 36.67$$

Observa-se ao final que:

$$TUST_{G_3} \neq TUST_{G_1} + TUST_{G_2}$$

E que a capacidade de G3 é igual a soma das capacidades de G1 e G2. Esse exemplo evidencia uma problemática do método de Shapley.

Capítulo 4

Método dos Beneficiários

O método dos beneficiários que será apresentado no decorrer do capítulo é outra metodologia de alocação de custos e que, portanto, tem por intuito propor um procedimento para recuperação dos encargos dos ativos de transmissão.

4.1 - Definição de beneficiário

Como já mencionado nos capítulos anteriores, alocar os custos de transmissão é uma tarefa difícil visto que não há um consenso sobre a melhor forma para se calcular o rateio dos custos. De acordo com [15], existem os que defendem que os “beneficiados” devem pagar a TUST, e os que defendem o princípio da “socialização” dos custos, isto é, que todos devem pagar uma parcela das tarifas de uso dos sistemas de transmissão.

O conceito de beneficiário pode ser definido genericamente como aquele que se beneficia da expansão do sistema de transmissão. Os beneficiários podem ser determinados em função da análise do fluxo de potência, avaliação econômica ou “social”.

A análise dos beneficiados através do fluxo de potência consiste em observar o fluxo antes e depois da expansão da rede motivada por violações de critérios de confiabilidade. As partes que antes da expansão violassem os limites de fluxo e que após a expansão deixassem de ultrapassar os limites seriam os beneficiados pela construção do circuito. Ao mesmo tempo, os que não violassem os limites antes da expansão do sistema e após a expansão continuassem sem ultrapassar os limites não seriam beneficiários.

Por um raciocínio análogo, os beneficiários sob uma análise econômica seriam os que fossem financeiramente favorecidos pela construção de uma linha de transmissão, isto é, os geradores que lucrassem com a construção da linha e as demandas que pagassem menos com a existência da linha seriam os beneficiários. Consequentemente os geradores que vissem suas receitas reduzirem e os consumidores que pagassem mais com o acréscimo da linha seriam os “prejudicados ou não beneficiários” com a construção da

linha. Assim, somente os beneficiários seriam responsáveis pelo pagamento da construção da linha.

Existem também os que defendem que o benefício da expansão do sistema é “social”, isto é, que todos usuários da rede de transmissão (centrais geradoras, distribuidoras e consumidores) são de alguma forma beneficiados pela construção da linha na medida em que a expansão garante maior confiabilidade ao sistema.

O conceito de socialização do benefício pode ser definido mais amplamente como sendo as consequências positivas da construção da linha às partes envolvidas. Caso um projeto de expansão acarrete em redução das perdas nas linhas há um benefício social, pois reduzirá o montante de geração necessário e conseqüentemente poderá resultar em preços de energia mais baixos.

No presente trabalho, beneficiário é aquele que goza de vantagens econômicas pela construção ou existência de um circuito de transmissão.

4.2 - Formulação da Parcela Locacional dos Beneficiários

4.2.1. Cálculo dos benefícios

A metodologia dos beneficiários objetiva onerar somente os agentes beneficiados pela existência de uma linha de transmissão e, para tais, propõe-se o rateio das RAPs entre eles.

O cálculo do benefício de cada agente gerador ou consumidor pode ser feito por:

$$Ben(l, d_i)_{anok} = \sum_t (\pi d_{i,t,k}^0 * d_{i,t,k} - \pi d_{i,t,k}^1 * d_{i,t,k}), i = 1, 2, \dots, D \quad (30)$$

$$Ben(l, g_j)_{anok} = \sum_t (\pi d_{\Omega(j),t,k}^1 * g_{j,t,k}^1 - \pi d_{\Omega(j),t,k}^0 * g_{j,t,k}^0), j = 1, 2, \dots, G \quad (31)$$

sendo: $Ben(l, d_i)_{anok}$ – benefício da demanda i no ano k , com a construção da linha l

$Ben(l, g_j)_{anok}$ – benefício do gerador j no ano k , com a construção da linha l

$\pi d_{i,t,k}^1, \pi d_{i,j,k}^0$ – custo marginal da demanda na barra i , na etapa t , no ano k com

e sem a ampliação da linha, respectivamente.

$d_{i,j,k}$ – previsão de demanda na etapa t para a demanda conectada na barra i no ano k

$g_{j,t,k}^0, g_{j,t,k}^1$ – previsão de geração na etapa t para o gerador conectado na barra j no ano k antes e depois da construção da linha l

Ω (j) – barra de conexão do gerador j

D – número de barras com demanda

G – número de barras com gerador

Os custos marginais de demanda são resultados de execuções do programa de despacho hidrotérmico SDDP [14], o qual é um modelo de despacho hidrotérmico com representação da rede de transmissão. Ele realiza simulação probabilística da operação (minimização de custos) de sistemas de eletricidade com representação detalhada de sistemas térmicos, hidrotérmicos complexos, geração renovável, bem como engloba a incerteza no insumo primário (vazões afluentes, ventos e etc). O algoritmo utilizado pelo SDDP é a programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e os custos marginais de demanda são resultados providos pelo modelo. Estes custos marginais indicam qual é o custo operativo associado ao gerador marginal, isto é, se houver uma variação marginal da demanda em alguma barra, qual é o gerador que irá suprir tal variação. Portanto, os custos marginais são utilizados como *proxy* do preço de energia no mercado.

Dada a devida explicação dos custos marginais utilizados neste trabalho, é plausível explicitar que a metodologia dos beneficiários para a determinação da tarifa de uso do sistema de transmissão se aplica tanto em sistema em que se estuda a expansão da transmissão, quanto em circuitos existentes.

Primeiramente, avalia-se o custo marginal de demanda, quanto cada gerador despacha e a demanda por etapa considerando a construção da linha. Com isso, determina-se a receita dos geradores e o pagamento das demandas para o cenário com as linhas. Em seguida, repete-se a análise, agora sem contemplar a linha de transmissão. Então, comparam-se as arrecadações e pagamentos antes e depois da linha através das equações (30) e (31) e encontram-se os benefícios e também os beneficiários. Caso o benefício seja positivo, isto é, os valores obtidos a partir das equações (30) e (31) diz-se que o agente é beneficiado pela construção da linha. Caso contrário, diz-se que o agente é prejudicado e, portanto, não arca com nenhuma parcela da TUST correspondente a esse circuito.

Como objetiva-se a recuperação de todos os custos da rede, quando vários circuitos são contemplados na análise, a determinação da tarifa de cada agente é análoga: analisa-se o cenário base, isto é, supondo a existência de todos os circuitos e então simula-se a retirada de um circuito por vez. Através das equações (30) e (31) conclui-se o benefício de cada agente com cada circuito. Somando-se os benefícios para cada circuito construído tem-se o benefício total dos agentes e é importante lembrar que somente os

agentes beneficiados devem arcar com uma parcela do custo correspondente a este circuito.

É válido ressaltar que o benefício dependerá dos critérios adotados, como por exemplo, os cenários de despacho considerados. No caso de um país com hidrelétricas na matriz energética, como é o caso do Brasil, se forem consideradas somente séries secas, muitas térmicas terão que ser despachadas para atender a demanda e em consequência, o custo marginal da demanda será alto. Uma vez que o benefício é calculado em função do custo marginal, despachos diferentes levam a diferentes custos e, portanto, a diferentes benefícios financeiros associados aos agentes.

No presente trabalho, para análise dos benefícios, serão considerados diversos cenários da simulação estocástica da operação realizada pelo modelo SDDP, cenários os quais são baseados em séries hidrológicas (que refletem a incerteza nas vazões afluentes dos rios de cada hidrelétrica) e cenários de produção de fontes renováveis não despacháveis (como solares e eólicas). Então o benefício final será calculado a partir da média dos benefícios obtidos em cada cenário considerado. Por exemplo, para um caso com uma etapa e dois cenários e dois patamares de carga, faz-se a soma dos benefícios nos patamares de demanda em cada cenário e depois faz-se a média dos custos dos cenários com e sem o circuito para que o benefício seja valorado. Em outras palavras, através dessa abordagem almeja-se calcular o valor esperado dos benefícios dada a distribuição de probabilidade dos cenários de operação futuros.

4.2.2. Cálculo da TUST

Cada circuito a ser construído possui um custo anual, que é denominada de RAP conforme já elaborado previamente. O valor a ser remunerado pelas TUSTs corresponde ao somatório das RAPs dos circuitos, isto é:

$$RR = \sum_{i=1}^T RAP_i \quad (32)$$

sendo C_l – custo da linha l

T – número total de linhas

RAP – Receita Anual Permitida da linha l

RR – Receita Requerida

Uma vez determinados os benefícios de cada agente, através de (30) e (31), a parcela a ser paga por cada gerador j e demanda i referentes à construção da linha l no ano k é:

Geração

$$PAG_{g_{janok}}^l = \frac{Ben(l, g_j)_{anok}}{Ben_{Totano k}} * \min(RAP_{anok}, Ben_{Totano k}) \quad (33)$$

$\forall g_j$ pertencente a $\Omega_g(l)$

Demanda

$$PAG_{d_{ianok}}^l = \frac{Ben(l, d_i)_{anok}}{Ben_{Totano k}} * \min(RAP_{anok}, Ben_{Totano k}) \quad (34)$$

$\forall d_i$ pertencente a $\Omega_d(l)$

sendo $Ben_{Totano k} = \sum_{i=1}^{\Omega_d(l)} Ben(l, d_i)_{anok} + \sum_{i=1}^{\Omega_g(l)} Ben(l, g_j)_{anok}$, isto é, soma dos benefícios com a construção do circuito no ano k .

$\Omega_g(l)$ – número de geradores que se beneficiam com a construção do circuito l .

$\Omega_d(l)$ – número de consumidores que se beneficiam com a construção do circuito l .

Pela análise das equações acima, observa-se que somente os agentes beneficiados pela construção da linha, isto é, os geradores que aumentam suas receitas e as demandas que reduzem suas despesas, pagam pela linha. Observa-se também que o pagamento é proporcional aos benefícios.

Finalmente, a tarifa a ser paga por cada agente, relativa aos benefícios com a construção das linhas, Π^B , é:

Geração

$$\Pi_{g_{janok}}^B = \sum_{l=1}^T PAG_{g_{janok}}^l \quad (35)$$

Demanda

$$\Pi_{d_{ianok}}^B = \sum_{l=1}^T PAG_{d_{ianok}}^l \quad (36)$$

4.2.3. A parcela selo

A parcela selo se faz necessária devido a várias razões, independentemente da metodologia utilizada, razões já discutidas neste trabalho. Porém, por ter um viés econômico, o método dos beneficiários apresenta um diferencial muito interessante frente a outras metodologias.

Com o intuito de elaborar mais sobre este diferencial, imaginemos um planejamento integrado geração e transmissão que engloba custos de investimento e operação para a expansão do sistema [16][17].

Ao se garantir a otimalidade na expansão, a soma dos benefícios dos agentes beneficiários deve ser maior que o custo da linha. Em outras palavras, a construção de uma linha de transmissão deveria ser justificada, em tese, somente se o custo da mesma for menor que o total de benefícios obtidos pelos agentes com a construção da linha, isto é:

$$RAP_{ano\ k} < Ben_{Tot_{ano\ k}} \quad (37)$$

O fato da metodologia dos beneficiários apresentar este viés econômico e estar intimamente ligado com os custos reais de operação e despacho do sistema faz com que, em um planejamento integrado ideal e ótimo (geração e transmissão), a construção de todas as linhas seja justificada pelo critério econômico, no qual o montante de benefícios associado a cada circuito seja maior que seu custo. Neste caso teórico e ideal, torna-se intuitivo concluir que a parcela selo seria igual a zero.

Entretanto, devido a critérios de segurança operativa e outros, podem haver circuitos para os quais a inequação acima, (37) não é atendida. Assim, pela análise das equações (33) e (34) o pagamento dos agentes não permite a recuperação integral dos custos de transmissão. Nesses casos, a parcela “faltante”, isto é, não recuperada pelo pagamento dos beneficiados é rateada entre todos os agentes e é definida por:

$$Selo_{anual} = RAP_{anual} - \left(\sum_{j=1}^G \Pi_{g_j}^B + \sum_{i=1}^D \Pi_{d_i}^B \right) \quad (38)$$

A parcela do selo a ser paga por cada agente de geração é proporcional à potência instalada de cada agente, ou seja:

$$\Pi_a^{aj} = \frac{Selo * P_{inst\ a}}{\sum_a^n P_{inst\ a}} \quad (39)$$

sendo Π_a^{aj} – parcela de ajuste a ser paga pelo agente a para cada ano

$P_{inst\ a}$ – potência instalada do agente a em cada ano

n - número de agentes

Para a demanda, torna-se necessária a definição da demanda a ser utilizada neste cálculo. No Brasil as distribuidoras devem informar ao ONS, anualmente, valores de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para um horizonte de 4 anos. Os MUST, informados por ponto de conexão, deverão ser os montantes **máximos** anuais de demanda de potência em cada horário de contratação, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 281, de 1º de outubro de 1999 (RN 281/1999).

Nesse trabalho, adotou-se o conceito de MUST para a definição da demanda a ser utilizada para fins de alocação de custos de transmissão. Em outras palavras, para o cálculo do selo, a demanda considerada é o maior valor anual de cada agente consumidor.

Assim, a tarifa final de pagamento dos agentes, é definida por:

Geradores:

$$TUST_{g_j} = \sum_k^A \Pi_{g_j\ anok}^B + \sum_k^A \Pi_{g_j\ anok}^{aj} \quad (40)$$

Demanda:

$$TUST_{d_i} = \sum_k^A \Pi_{d_i\ anok}^B + \sum_k^A \Pi_{d_i\ anok}^{aj} \quad (41)$$

Sendo A o número de anos analisados e as TUSTs calculadas em \$/kW.mês.

4.3 - Característica dos beneficiários na alocação de custos

Como mencionado no capítulo 1 deste trabalho há algumas características que os métodos de alocação de custo devem seguir. Nessa seção será analisado se a metodologia proposta segue tais características.

4.3.1. Recuperação dos Custos

A metodologia dos beneficiários rateia os custos ponderando o benefício de cada agente pelo benefício total. Em caso de não se recuperar integralmente a soma das receitas anuais permitidas, propõe-se, através do selo, a recuperação da parcela “restante”. Desta forma, a metodologia apresentada recupera os gastos totais.

Como visto anteriormente, é plausível enfatizar que em teoria se a construção dos circuitos é justificada pela premissa de que evita custos operativos maiores que seu custo de construção, todos os custos de transmissão são recuperados pelas locacionais.

4.3.2. Justiça e Isonomia

O método dos beneficiários é considerado um método justo na medida em que rateia os custos somente entre os que são beneficiados pela construção de um circuito. É evidente a conclusão que o “requisito” justiça é atendido na medida em que somente demandas que diminuam seus gastos e geradores que aumentem seus lucros com a construção de um circuito arcam com custos da linha.

Ao mesmo tempo, o método dos beneficiários garante isonomia na medida em que não é feita nenhuma distinção entre os agentes. Qualquer um que seja economicamente beneficiado arca pela construção, operação e manutenção de um circuito.

4.3.3. Clareza e transparência

A metodologia proposta é clara, objetiva e simples de forma que possa ser facilmente compreendida pelos agentes onerados pelo sistema de transmissão.

4.3.4. Estáveis e com volatilidade reduzida

Como apresentado na formulação da metodologia, o método proposto rateia os custos baseado nos custos marginais e na geração ou demanda em cada etapa. A volatilidade do método está associada com a composição da matriz energética do sistema. Em sistemas puramente térmicos, a volatilidade é reduzida. Quanto mais fontes renováveis houverem no sistema, principalmente fontes renováveis não despacháveis e intermitentes, maior é a importância da incerteza no insumo primário e portanto, uma volatilidade maior é esperada nos custos marginais. É plausível explicitar ainda que hidroelétricas com reservatórios ajudam a mitigar as volatilidades por poderem transladar água no tempo.

Quanto a estabilidade, plausível explicitar que se a tarefa de planejamento da expansão do sistema for corretamente realizada, estabilidade dos custos marginais é esperada no longo prazo.

4.3.5. Eficiência

Através da metodologia dos beneficiários é possível comparar custos de rede de transmissão antes e após uma expansão do sistema. Caso a variação de custos seja negativa, isto é, não houver beneficiário, ou se o custo de operação antes de construir a linha seja maior que o custo de investir e operar o sistema após linha, a construção da mesma não seria justificada. Dessa forma, a metodologia é eficiente na medida em que estimula a expansão consciente da rede de transmissão.

Além disso, destaca-se a eficiência da metodologia na medida em que estimula o uso consciente da rede de transmissão, garantindo energia aos consumidores seguindo critérios de isonomia e justiça.

4.3.6. Estimular novos investimentos

O método dos beneficiários por ser transparente e simples facilita que os agentes o compreendam de forma que novos geradores podem se sentir estimulados a novos investimentos. Ademais, por apresentar o viés econômico supracitado, está intimamente relacionado com os gargalos da rede de transmissão, incentivando, portanto, uma expansão da rede de transmissão eficiente que busque reduzir os custos operativos para atendimento da demanda.

Capítulo 5

Estudos de Caso

No presente capítulo são apresentados estudos de caso com intuito de demonstrar a utilização do método dos beneficiários.

5.1 - Exemplo didático de duas barras

5.1.1. Caso duas barras – sem limite de fluxo

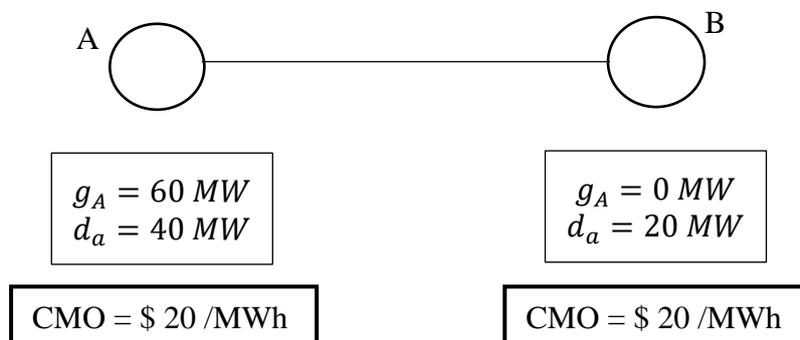
Considere um sistema formado por duas barras (A e B) e um circuito (AB). Em ambas as barras há uma unidade de geração térmica e uma demanda. As informações sobre custo de geração e capacidade das usinas são indicadas abaixo.

$$RAP_{\text{anual}} = 100 \text{ kR\$}$$

	Custo de Geração	Capacidade de Geração
Barra A	R\$ 20/MWh	100 MW
Barra B	R\$ 50/MWh	60 MW

a) Análise com a linha AB

O esquema abaixo indica a geração de cada usina para atender as demandas considerando uma etapa: o mês de janeiro que possui 744 horas.



Como não há limite de fluxo no circuito AB, a térmica em A (que possui menor custo de geração) atenderá as demandas em A e B. Em virtude de não haver limite de intercâmbio, o custo marginal de demanda, também conhecido como o Custo Marginal

de Operação (CMO) das duas barras é o mesmo (\$20/MWh). Com esse cenário de despacho determina-se a receita das usinas térmicas, como também o pagamento efetuado pelos consumidores:

$$\text{Geração A} \rightarrow \text{PAG} = 60 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 892.8 \text{ kR}\$$$

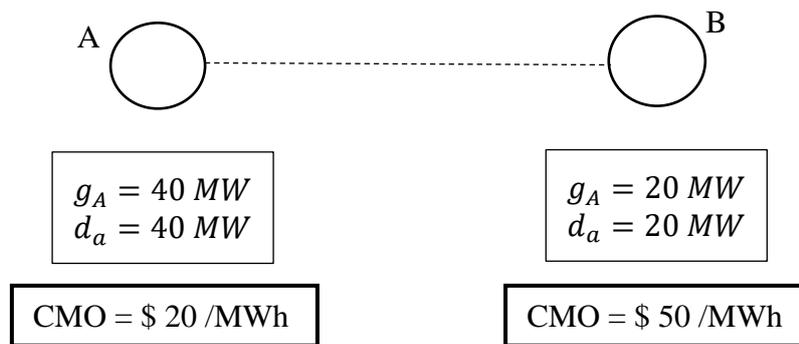
$$\text{Demanda A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Geração B} \rightarrow \text{PAG} = 0 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 0 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 297.6 \text{ kR}\$$$

b) Análise sem a linha AB

Ao se simular a retirada da linha de transmissão tem-se um novo cenário de despacho. Nesse caso, a geração em A e B devem atender respectivamente às demandas em A e B como indicado no esquema abaixo



Da mesma forma que no cenário com a linha, calcula-se o pagamento recebido e efetuado pelos geradores e demanda, respectivamente

$$\text{Geração A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Geração B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 744 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 744 \text{ kR}\$$$

Comparando-se as tarifas com a linha e após a retirada da linha, pode-se avaliar quais são os agentes beneficiados pela construção da linha:

Ben(g_a, l) = 892.8 k\$ – 595.2 k\$ = 297.6 kR\$ → Com a construção da linha a receita da geração A é maior. Portanto ela é beneficiada com a construção da linha

$\mathbf{Ben(g_b, l) = 0\text{ k\$} - 744\text{ k\$} = -744\text{ kR\$}}$ → Com a construção da linha a receita da geração B é reduzida. Portanto ela não é beneficiada pela construção da linha e, portanto, não deve pagar pela construção da mesma. O fato de ela ser prejudicada pode ser verificado pelo benefício ser negativo.

$\mathbf{Ben(d_a, l) = 595.2\text{ k\$} - 595.2\text{ k\$} = 0\text{ kR\$}}$ → Com a linha a demanda em A paga o mesmo que sem a linha. Portanto ela não se beneficia e nem se prejudica com a construção do circuito.

$\mathbf{Ben(d_b, l) = 744\text{ k\$} - 297.6\text{ k\$} = 446.4\text{ kR\$}}$ → Com a linha a demanda em B paga menos. Portanto é beneficiada pela construção da linha.

Assim, o custo da linha deveria ser rateado entre a geração A e a demanda B proporcionalmente aos seus benefícios.

De acordo com as equações e (33) e (34) os pagamentos dos agentes seriam:

$$Ben_{TOT} = 297.6 + 446.4 = 744\text{kR\$}$$

$$RAP = 100\text{kR\$}$$

$$Ben_{TOT} > RAP$$

$$PAG_{g_a} = \frac{297.6}{297.6 + 446.4} * 100 = 40\text{ kR\$}$$

$$PAG_{d_b} = \frac{446.4}{297.6 + 446.4} * 100 = 60\text{ kR\$}$$

$$PAG_{g_a} = PAG_{d_a} = 0\text{ R\$}$$

Assim, as tarifas a serem pagas pelos agentes são:

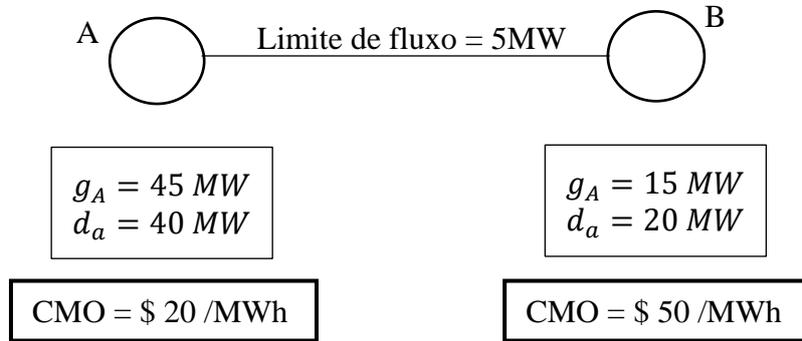
Agentes	TUST (kR\$)
Gerador A	40
Gerador B	-
Demanda A	-
Demanda B	60

5.1.2. Caso duas barras – com limite de fluxo

Agora considere que haja um limite de fluxo de 5MW no circuito AB.

Como o custo de operação da térmica em A é inferior ao da B, tenta-se atender as demandas somente por meio de A. Contudo como há limite de fluxo de 5 MW a térmica em A não consegue atender toda a demanda em B, necessitando, portanto, despachar a térmica B.

a) Análise com a linha AB



Para esse despacho tem-se as seguintes parcelas recebidas pelas térmicas em A e B, e pagas pelas demandas em A e B:

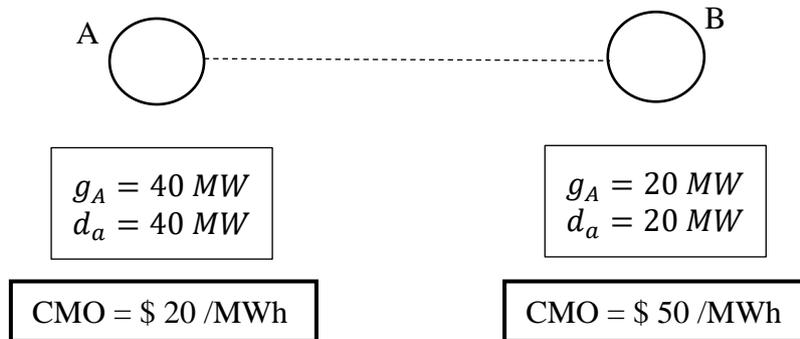
$$\text{Geração A} \rightarrow \text{PAG} = 45 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 669.6 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Geração B} \rightarrow \text{PAG} = 15 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 558 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 744 \text{ kR}\$$$

b) Análise sem a linha AB



Sem a linha haverá um novo cenário de despacho, indicado abaixo

$$\text{Geração A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda A} \rightarrow \text{PAG} = 40 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$20/\text{MWh} = 595.2 \text{ kR}\$$$

$$\text{Geração B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 744 \text{ kR}\$$$

$$\text{Demanda B} \rightarrow \text{PAG} = 20 \text{ MW} * 744 \text{ h} * \text{R}\$50/\text{MWh} = 744 \text{ kR}\$$$

Conhecendo-se as tarifas, calculam-se os benefícios:

$\mathbf{Ben}(g_a, l) = 669.6 \text{ k\$} - 595.2 \text{ k\$} = \mathbf{74.4 \text{ k\$}}$ → Com a linha a receita da geração aumenta. Portanto ela é beneficiária.

$\mathbf{Ben}(g_b, l) = 558 \text{ k\$} - 744 \text{ k\$} = \mathbf{-156 \text{ k\$}}$ → Com a linha a receita da geração B reduz. Portanto é prejudicada pela construção da linha e, portanto, não paga pela construção da mesma.

$\mathbf{Ben}(d_a, l) = 595.2 \text{ k\$} - 595.2 \text{ k\$} = \mathbf{0 \text{ k\$}}$ → A demanda A não se beneficia nem se prejudica pela construção da linha. Portanto não paga pela construção da mesma.

$\mathbf{Ben}(d_b, l) = 744 \text{ k\$} - 744 \text{ k\$} = \mathbf{0 \text{ k\$}}$ → A demanda B não se beneficia nem se prejudica pela construção da linha. Portanto não paga pela construção da mesma.

Observa-se que nesse caso o encargo de uso de transmissão recai somente sobre a térmica em A e o pagamento seria da seguinte forma:

$$Ben_{TOT} = 74.4 \text{ k\$}$$

$$RAP = 100 \text{ k\$}$$

$$Ben_{TOT} < RAP$$

$$PAG_{g_a} = \frac{74.4}{74.4} * 74.4 \text{ k\$} = 74.4 \text{ k\$} =$$

$$PAG_{d_b} = PAG_{g_b} = PAG_{d_a} = 0 \text{ \$}$$

$$Selo = 100 - 74.4 = 25.6 \text{ k\$}$$

O rateio do selo entre os agentes, conforme a equação (39) é:

$$\Pi_{g_a}^{aj} = \frac{25.6 * 100}{60 + 100 + 40 + 20} = 11.64 \text{ kR\$}$$

$$\Pi_{g_b}^{aj} = \frac{25.6 * 60}{60 + 100 + 40 + 20} = 6.98 \text{ kR\$}$$

$$\Pi_{d_a}^{aj} = \frac{25.6 * 20}{60 + 100 + 40 + 20} = 2.33 \text{ kR\$}$$

$$\Pi_{d_b}^{aj} = \frac{25.6 * 40}{60 + 100 + 40 + 20} = 4.65 \text{ kR\$}$$

Então o pagamento dos agentes é conforme indicado abaixo:

Agentes	TUST (kR\$)
Gerador A	86.04
Gerador B	6.98
Demanda A	2.33
Demanda B	4.65

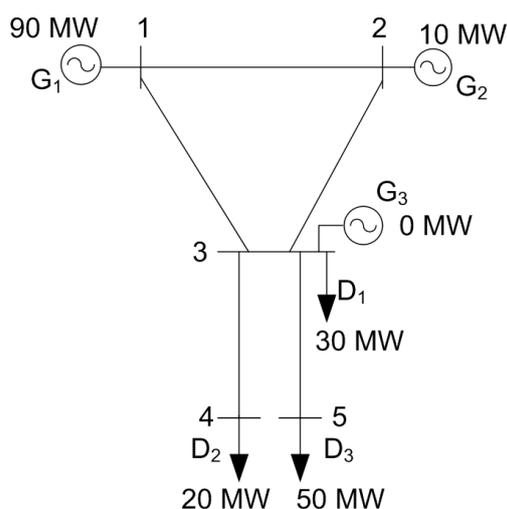
5.2 - Exemplo didático – cinco barras

O mesmo circuito utilizado na seção 2.1.1 é utilizado para demonstrar a aplicação do método dos beneficiários.

Na tabela abaixo são indicadas as capacidades máxima de geração de cada gerador e seus respectivos custos de operação. Na tabela é indicado também o custo de déficit, isto é, o custo de não se atender 1 MW de demanda.

Gerador Térmico	Capacidade de Geração (MW)	Custo de Operação
G1 (barra 1)	90	R\$8/MWh
G2 (barra 2)	40	R\$12/MWh
G3 (barra 3)	25	R\$15/MWh
Custo de Déficit = R\$ 1000/MWh		

O circuito abaixo é o caso base, ou seja, com todos os circuitos. O despacho para o qual obtém-se fluxo ótimo, isto é, menor custo operativo é indicado no esquema abaixo. Nesse caso exemplo é considerado apenas a etapa do mês de janeiro que tem duração de 744 horas.



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$12/MWh
2	R\$12/MWh
3	R\$12/MWh
4	R\$12/MWh
5	R\$12/MWh

Assim, o valor pago por cada agente com a existência dos circuitos é dado por

$$G_1 \rightarrow 90 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744\text{h} = kR\$ 803.52$$

$$G_2 \rightarrow 10 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744\text{h} = kR\$ 89.28$$

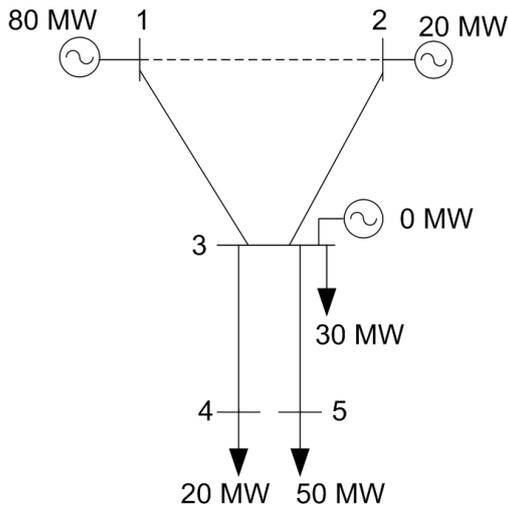
$$G_3 \rightarrow 0$$

$$D_1 \rightarrow 30 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 267.84$$

$$D_2 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 178.56$$

$$D_3 \rightarrow 90 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 446.4$$

Retirada do Circuito 1



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$8/MWh
2	R\$12/MWh
3	R\$12/MWh
4	R\$12/MWh
5	R\$12/MWh

$$G_1^1 \rightarrow 80 \text{ MW} * R\$8/\text{MWh} * 744h = kR\$ 476.16$$

$$G_2^1 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 178.56$$

$$G_3^1 \rightarrow 0$$

$$D_1^1 \rightarrow 30 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 267.84$$

$$D_2^1 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 178.56$$

$$D_3^1 \rightarrow 50 \text{ MW} * R\$12/\text{MWh} * 744h = kR\$ 446.4$$

Comparando-se o pagamento antes e após a retirada do circuito, obtemos:

$$Ben_{G_1} = 803.52 - 476.16 = kR\$ 327.16$$

$$Ben_{G_2} = 89.28 - 178.56 = kR\$ - 89.28$$

$$Ben_{G_3} = Ben_{D_1} = Ben_{D_2} = Ben_{D_3} = 0$$

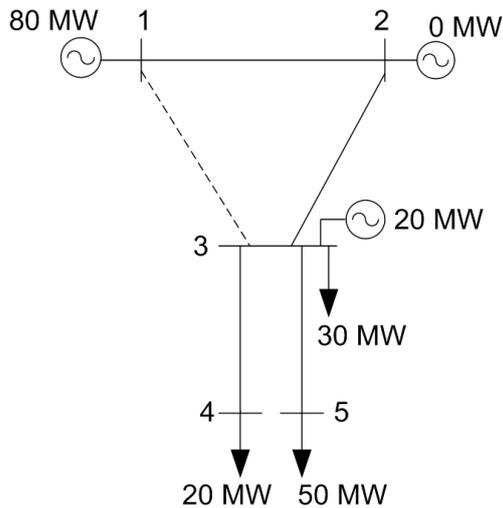
Como somente o benefício do gerador 1 foi positivo, somente G1 deve arcar com o custo da construção da linha.

$$RAP_{circuito1} = R\$ 800.00 \quad Ben_{Tot} = kR\$ 327.16$$

$$PAG_{G_1} = \frac{327.16 * \text{Min}(kR\$ 327.16, R\$ 800)}{327.16} = R\$ 800$$

$$PAG_{G_2} = PAG_{G_3} = PAG_{D_1} = PAG_{D_2} = PAG_{D_3} = 0$$

Retirada do Circuito 2



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$8/MWh
2	R\$12/MWh
3	R\$15/MWh
4	R\$15/MWh
5	R\$15/MWh

$$G_1^2 \rightarrow 80 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 476.16$$

$$G_2^2 \rightarrow 0$$

$$G_3^2 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$15/MWh * 744h = kR\$ 233.2$$

$$D_1^2 \rightarrow 30 \text{ MW} * R\$15/MWh * 744h = kR\$ 334.8$$

$$D_2^2 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$15/MWh * 744h = kR\$ 233.2$$

$$D_3^2 \rightarrow 50 \text{ MW} * R\$15/MWh * 744h = kR\$ 558.0$$

Comparando-se o pagamento antes e após a retirada do circuito, obtemos:

$$Ben_{G_1} = 803.52 - 476.16 = kR\$ 327.16$$

$$Ben_{G_2} = 89.28 - 0 = kR\$89.28$$

$$Ben_{G_3} = 0 - 233.2 = kR\$ - 233.2$$

$$Ben_{D_1} = 334.8 - 267.84 = kR\$ 66.96$$

$$Ben_{D_2} = 233.2 - 178.56 = kR\$ 54.64$$

$$Ben_{D_3} = 558 - 446.4 = kR\$ 111.6$$

Como o benefício dos geradores 1 e 2 e das demandas 1, 2 e 3 são positivos, eles devem arcar com o custo da construção da linha.

$$RAP_{circuito2} = R\$ 800.00 \quad Ben_{Tot} = kR\$ 649.64$$

$$PAG_{G_1} = \frac{327.16}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 402.88$$

$$PAG_{G_2} = \frac{89.28}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 109.94$$

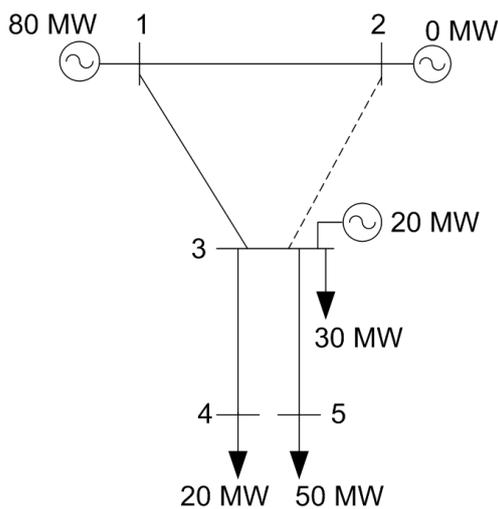
$$PAG_{G_3} = 0$$

$$PAG_{D_1} = \frac{66.96}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 82.46$$

$$PAG_{D_2} = \frac{54.64}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 67.29$$

$$PAG_{D_3} = \frac{111.6}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 137.43$$

Retirada do Circuito 3



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$8/MWh
2	R\$8/MWh
3	R\$15/MWh
4	R\$15/MWh
5	R\$15/MWh

$$G_1^3 \rightarrow 80 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 476.16$$

$$G_2^3 \rightarrow 0$$

$$G_3^3 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 119.04$$

$$D_1^3 \rightarrow 30 \text{ MW} * R\$15/\text{MWh} * 744\text{h} = kR\$ 334.8$$

$$D_2^3 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$15/\text{MWh} * 744\text{h} = kR\$ 233.2$$

$$D_3^3 \rightarrow 50 \text{ MW} * R\$15/\text{MWh} * 744\text{h} = kR\$ 558.0$$

Comparando-se o pagamento antes e após a retirada do circuito, obtemos:

$$Ben_{G_1} = 803.52 - 476.16 = kR\$ 327.16$$

$$Ben_{G_2} = 89.28 - 0 = kR\$89.28$$

$$Ben_{G_3} = 0 - 119.04 = kR\$ - 119.04$$

$$Ben_{D_1} = 334.8 - 267.84 = kR\$ 66.96$$

$$Ben_{D_2} = 233.2 - 178.56 = kR\$ 54.64$$

$$Ben_{D_3} = 558 - 446.4 = kR\$ 111.6$$

Como o benefício dos geradores 1 e 2 e das demandas 1, 2 e 3 são positivos, eles devem arcar com o custo da construção da linha.

$$RAP_{circuito3} = R\$ 800.00 \quad Ben_{Tot} = kR\$ 649.64$$

$$PAG_{G_1} = \frac{327.16}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 402.88$$

$$PAG_{G_2} = \frac{89.28}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 109.94$$

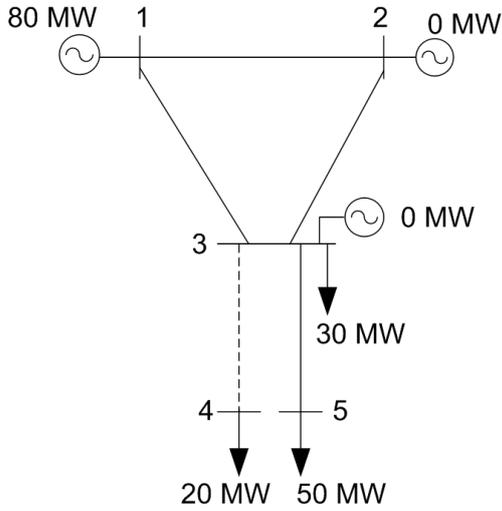
$$PAG_{G_3} = 0$$

$$PAG_{D_1} = \frac{66.96}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 82.46$$

$$PAG_{D_2} = \frac{54.64}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 67.29$$

$$PAG_{D_3} = \frac{111.6}{327.16 + 89.28 + 66.96 + 54.64 + 111.6} * 800 = R\$ 137.43$$

Retirada do Circuito 4



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$8/MWh
2	R\$8/MWh
3	R\$8/MWh
4	R\$1000/MWh
5	R\$8/MWh

$$G_1^4 \rightarrow 80 \text{ MW} * \text{R}\$8/\text{MWh} * 744h = \text{kR}\$ 476.16$$

$$G_2^4 \rightarrow 0$$

$$G_3^4 \rightarrow 0$$

$$D_1^4 \rightarrow 30 \text{ MW} * \text{R}\$8/\text{MWh} * 744h = \text{kR}\$ 178.56$$

$$D_2^4 \rightarrow 20 \text{ MW} * \text{R}\$1000/\text{MWh} * 744h = \text{kR}\$ 14880$$

$$D_3^4 \rightarrow 50 \text{ MW} * \text{R}\$8/\text{MWh} * 744h = \text{kR}\$ 297.60$$

Comparando-se o pagamento antes e após a retirada do circuito, obtemos:

$$Ben_{G_1} = 803.52 - 476.16 = \text{kR}\$ 327.16$$

$$Ben_{G_2} = 89.28 - 0 = \text{kR}\$89.28$$

$$Ben_{G_3} = 0$$

$$Ben_{D_1} = 178.56 - 267.84 = \text{kR}\$ - 89.28$$

$$Ben_{D_2} = 14880 - 178.56 = \text{kR}\$ 14701.44$$

$$Ben_{D_3} = 297.6 - 446.4 = \text{kR}\$ - 148.8$$

Como somente o benefício dos geradores 1 e 2 e da demanda 2 são positivos, eles devem arcar com o custo da construção da linha.

$$RAP_{circuito4} = \text{R}\$ 400.00 \quad Ben_{Tot} = \text{kR}\$ 15117.88$$

$$PAG_{G_1} = \frac{327.16}{327.16 + 89.28 + 14701.44} * 400 = R\$ 8.66$$

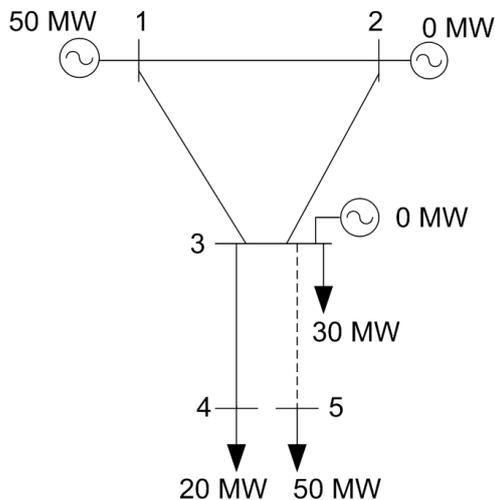
$$PAG_{G_2} = \frac{89.28}{327.16 + 89.28 + 14701.44} * 400 = R\$ 2.36$$

$$PAG_{G_3} = PAG_{D_1} = PAG_{D_3} = 0$$

$$PAG_{D_2} = \frac{14701.44}{327.16 + 89.28 + 14701.44} * 400 = R\$ 388.98$$

Observe que a Demanda 2 paga uma parcela correspondente a aproximadamente 97% da RAP do circuito. Isso ocorre porque o custo marginal na barra 4 (onde está a demanda 2) é o custo de déficit uma vez que a demanda da barra não está sendo atendida. Portanto, é ela que paga grande parte da RAP do circuito indicando que a existência do circuito 4 é primordial para que a demanda seja atendida.

Retirada do Circuito 5



Barra	Custo marginal da barra
1	R\$8/MWh
2	R\$8/MWh
3	R\$8/MWh
4	R\$8/MWh
5	R\$1000/MWh

$$G_1^5 \rightarrow 50 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 297.6$$

$$G_2^5 \rightarrow 0$$

$$G_3^5 \rightarrow 0$$

$$D_1^5 \rightarrow 30 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 178.56$$

$$D_2^5 \rightarrow 20 \text{ MW} * R\$8/MWh * 744h = kR\$ 119.4$$

$$D_3^5 \rightarrow 50 \text{ MW} * R\$1000/\text{MWh} * 744h = kR\$ 37200$$

Comparando-se o pagamento antes e após a retirada do circuito, obtemos:

$$Ben_{G_1} = 803.52 - 297.6 = kR\$ 505.92$$

$$Ben_{G_2} = 89.28 - 0 = kR\$89.28$$

$$Ben_{G_3} = 0$$

$$Ben_{D_1} = 178.56 - 267.84 = kR\$ - 89.28$$

$$Ben_{D_2} = 111.04 - 178.56 = kR\$ - 67.52$$

$$Ben_{D_3} = 37200 - 446.4 = kR\$ 36753.6$$

Como somente o benefício dos geradores 1 e 2 e da demanda 2 são positivos, eles devem arcar com o custo da construção da linha.

$$RAP_{circuito5} = R\$ 1200.00 \quad Ben_{Tot} = kR\$ 37348.8$$

$$PAG_{G_1} = \frac{505.92}{505.92 + 89.28 + 36753.6} * 1200 = R\$ 16.25$$

$$PAG_{G_2} = \frac{89.28}{505.92 + 89.28 + 36753.6} * 1200 = R\$ 2.87$$

$$PAG_{G_3} = PAG_{D_1} = PAG_{D_2} = 0$$

$$PAG_{D_3} = \frac{36753.6}{505.92 + 89.28 + 36753.6} * 1200 = R\$ 1180.88$$

Observe que a Demanda 3 paga uma parcela correspondente a aproximadamente 98% da RAP do circuito. Isso ocorre porque o custo marginal na barra 5 (onde está a demanda 3) é o custo de déficit uma vez que a demanda da barra não está sendo atendida. Portanto, é ela que paga grande parte da RAP do circuito indicando que a existência do circuito 5 é primordial para que a demanda seja atendida.

Assim, as tarifas pagas pelos geradores e demanda são:

$$TUST_{G_1} = 800 + 402.88 + 402.88 + 8.66 + 16.25 = R\$1630.67$$

$$TUST_{G_2} = 109.94 + 109.94 + 2.36 + 2.87 = R\$225.11$$

$$TUST_{G_3} = 0$$

$$TUST_{D_1} = 82.46 + 82.46 = R\$164.92$$

$$TUST_{D_2} = 67.29 + 67.29 + 388.98 = R\$523.56$$

$$TUST_{D_3} = 137.43 + 137.43 + 1180.88 = R\$1455.74$$

Barra	Pagamento Geração [R\$]	Pagamento Demanda [R\$]
1	1630.67	0
2	225.11	0
3	0	164.92
4	0	523.56
5	0	1455.74
Recuperação	R\$4000	

5.3 - Caso IEEE 24 bus

O sistema IEEE24 é um sistema desenvolvido para testes em sistemas elétricos de potência e apresenta 24 nós, 41 circuitos e uma carga total de 8550 MW [18],[19]. Os dados dos circuitos e também o cenário de despacho (cenário 1) utilizado nesse trabalho foram obtidos a partir de [20]. Com intuito de verificar a aplicabilidade do método dos beneficiários e comprovar a recuperação de todos os custos através das parcelas locacionais, o caso acadêmico foi alterado para que todos os circuitos causassem diferenças nos custos marginais (quando removidos). Uma ferramenta que determina o plano ótimo de expansão da transmissão foi utilizada. Para tal, utilizou-se o modelo NETPLAN [21] com critério N-0 para se obter o plano de expansão da transmissão. O detalhamento deste modelo não faz parte do escopo deste trabalho, porém, basicamente, este modelo busca planejar a expansão da transmissão minimizando o custo de investimento e garantindo que não haja déficit, isto é, corte de carga. Mais detalhes podem ser obtidos em [22].

Por último, é plausível explicitar que térmicas denominadas de T1 com custo operativo igual a 50\$/MWh foram adicionadas nas barras com capacidades máximas exatas para garantir que o cenário de despacho fosse mantido. Ademais, para que houvesse geração suficiente para atender a demanda na inexistência de algum circuito da rede, em cada barra em que havia uma térmica T1 foi criada outra térmica (T2) com custo

operativo de \$ 250/MWh. Em outras palavras, essas térmicas (T2) neste caso só seriam despachadas caso alguma limitação no sistema de transmissão exigisse, como por exemplo a inexistência de algum circuito da rede.

A tabela abaixo define o custo dos circuitos do caso acadêmico IEEE24. A RR total, isto é, a soma das RAPs dos circuitos analisados pelo método dos beneficiários é de k\$ 2027000,00.

# circuito	Barra "de"	Barra "para"	Custo
1	1	3	k\$ 55,000.00
2	1	5	k\$ 22,000.00
3	2	4	k\$ 33,000.00
4	2	6	k\$ 50,000.00
5	3	9	k\$ 31,000.00
6	4	9	k\$ 27,000.00
7	5	10	k\$ 23,000.00
8	6	10	k\$ 16,000.00
9	7	8	k\$ 16,000.00
10	8	10	k\$ 43,000.00
11	11	13	k\$ 66,000.00
12	11	14	k\$ 58,000.00
13	12	13	k\$ 66,000.00
14	13	23	k\$ 120,000.00
15	14	16	k\$ 54,000.00
16	15	16	k\$ 24,000.00
17	15	21	k\$ 68,000.00
18	15	21	k\$ 68,000.00
19	15	24	k\$ 72,000.00
20	16	17	k\$ 36,000.00
21	16	19	k\$ 32,000.00
22	17	18	k\$ 20,000.00
23	18	21	k\$ 36,000.00
24	18	21	k\$ 36,000.00
25	19	20	k\$ 55,000.00
26	20	23	k\$ 30,000.00
27	21	22	k\$ 94,000.00
28	3	24	k\$ 50,000.00
29	9	11	k\$ 50,000.00
30	10	12	k\$ 50,000.00
31	6	10	k\$ 16,000.00
32	7	8	k\$ 16,000.00
33	11	13	k\$ 66,000.00
34	12	13	k\$ 66,000.00
35	14	16	k\$ 54,000.00
36	16	17	k\$ 36,000.00
37	17	18	k\$ 20,000.00
38	7	8	k\$ 16,000.00
39	16	17	k\$ 36,000.00
40	10	12	k\$ 50,000.00
41	17	18	k\$ 20,000.00
42	18	21	k\$ 36,000.00

# circuito	Barra "de"	Barra "para"	Custo
43	21	22	k\$ 94,000.00
44	10	11	k\$ 50,000.00
45	9	11	k\$ 50,000.00

Aplicando-se o método dos beneficiários, primeiramente foi observado que como o plano de expansão da transmissão foi obtido atendendo o critério N-0, a remoção de todos circuitos da rede, um de cada vez, causa variações nos custos marginais em algumas barras do sistema, pois térmicas mais caras (T2) necessitam ser despachadas para que o atendimento da demanda seja realizado respeitando os limites operativos da rede. Ademais, como o somatório de benefícios associado a cada circuito é maior que seu custo, como demonstrado na tabela, garante-se que toda a receita requerida seja recuperada pelas parcelas locacionais, realçando outra vez este diferencial metodológico.

Circuito	Benefício Total (k\$)	RAP (k\$)
Circ_1	1,102,811.0	55,000.0
Circ_2	1,070,575.0	22,000.0
Circ_3	1,277,616.0	33,000.0
Circ_4	1,417,542.0	50,000.0
Circ_5	389,679.0	31,000.0
Circ_6	123,689.6	27,000.0
Circ_7	124,392.4	23,000.0
Circ_8	1,073,161.0	16,000.0
Circ_9	1,222,949.0	16,000.0
Circ_10	1,140,551.0	43,000.0
Circ_11	2,319,454.0	66,000.0
Circ_12	789,975.0	58,000.0
Circ_13	2,174,453.0	66,000.0
Circ_14	142,105.0	120,000.0
Circ_15	1,737,636.0	54,000.0
Circ_16	1,054,252.0	24,000.0
Circ_17	1,066,061.0	68,000.0
Circ_18	1,066,061.0	68,000.0
Circ_19	1,253,923.0	72,000.0
Circ_20	829,487.0	36,000.0
Circ_21	353,403.4	32,000.0
Circ_22	1,004,819.0	20,000.0
Circ_23	1,026,457.0	36,000.0
Circ_24	1,026,457.0	36,000.0
Circ_25	353,399.0	55,000.0
Circ_26	367,684.0	30,000.0
Circ_27	1,287,119.0	94,000.0
Circ_28	1,253,923.0	50,000.0

Circuito	Benefício Total (k\$)	RAP (k\$)
Circ_29	1,029,833.0	50,000.0
Circ_30	2,086,478.0	50,000.0
Circ_31	1,073,161.0	16,000.0
Circ_32	1,222,949.0	16,000.0
Circ_33	2,319,454.0	66,000.0
Circ_34	2,174,453.0	66,000.0
Circ_35	1,737,636.0	54,000.0
Circ_36	829,487.0	36,000.0
Circ_37	1,004,819.0	20,000.0
Circ_38	1,222,949.0	16,000.0
Circ_39	829,487.0	36,000.0
Circ_40	2,086,478.0	50,000.0
Circ_41	1,004,819.0	20,000.0
Circ_42	1,026,457.0	36,000.0
Circ_43	1,287,119.0	94,000.0
Circ_44	1,596,012.0	50,000.0
Circ_45	1,029,833.0	50,000.0

Ademais, foram obtidos os valores das tarifas de uso de transmissão dos agentes. Os valores de TUST (\$/kW) e pagamento dos agentes (k\$) são indicados abaixo. Através do pagamento dos agentes, a RR foi 100% recuperada, totalmente recuperada por parcelas locais.

Agentes	TUST(\$/kW)
D:BUS_1	168.29
D:BUS_10	268.34
D:BUS_11	0.00
D:BUS_12	0.00
D:BUS_13	0.00
D:BUS_14	218.88
D:BUS_15	90.86
D:BUS_16	174.45
D:BUS_17	148.84
D:BUS_18	111.62
D:BUS_19	480.18
D:BUS_2	106.30
D:BUS_20	366.98
D:BUS_21	0.00
D:BUS_22	0.00
D:BUS_23	0.00
D:BUS_24	0.00
D:BUS_3	296.86
D:BUS_4	506.41
D:BUS_5	374.86
D:BUS_6	277.56
D:BUS_7	157.91
D:BUS_8	249.77
D:BUS_9	304.27
T:13_T1	4.18
T:13_T2	0.00
T:15_T1	5.62
T:15_T2	0.00
T:16_T1	0.97
T:16_T2	0.00
T:18_T1	2.54
T:18_T2	0.00
T:1_T1	3.57
T:1_T2	0.00
T:21_T1	0.00
T:21_T2	0.00
T:22_T1	3.91
T:22_T2	0.00
T:23_T1	0.26
T:23_T2	0.00
T:2_T1	0.75
T:2_T2	0.00
T:7_T1	0.45
T:7_T2	0.00

Agentes	TUST(k\$)
D:BUS_1	54,528.08
D:BUS_10	156,978.83
D:BUS_11	0.00
D:BUS_12	0.00
D:BUS_13	0.00
D:BUS_14	174,010.94
D:BUS_15	52,881.82
D:BUS_16	165,903.05
D:BUS_17	44,652.05
D:BUS_18	111,513.44
D:BUS_19	260,734.21
D:BUS_2	30,931.66
D:BUS_20	140,922.93
D:BUS_21	0.00
D:BUS_22	0.00
D:BUS_23	0.00
D:BUS_24	0.00
D:BUS_3	160,306.34
D:BUS_4	112,425.12
D:BUS_5	79,844.49
D:BUS_6	113,244.10
D:BUS_7	59,217.71
D:BUS_8	128,133.29
D:BUS_9	159,741.70
T:13_T1	7,404.44
T:13_T2	0.00
T:15_T1	3,621.69
T:15_T2	0.00
T:16_T1	452.17
T:16_T2	0.00
T:18_T1	3,047.11
T:18_T2	0.00
T:1_T1	2,058.25
T:1_T2	0.00
T:21_T1	0.00
T:21_T2	0.00
T:22_T1	3,522.24
T:22_T2	0.00
T:23_T1	80.93
T:23_T2	0.00
T:2_T1	434.63
T:2_T2	0.00
T:7_T1	408.78
T:7_T2	0.00

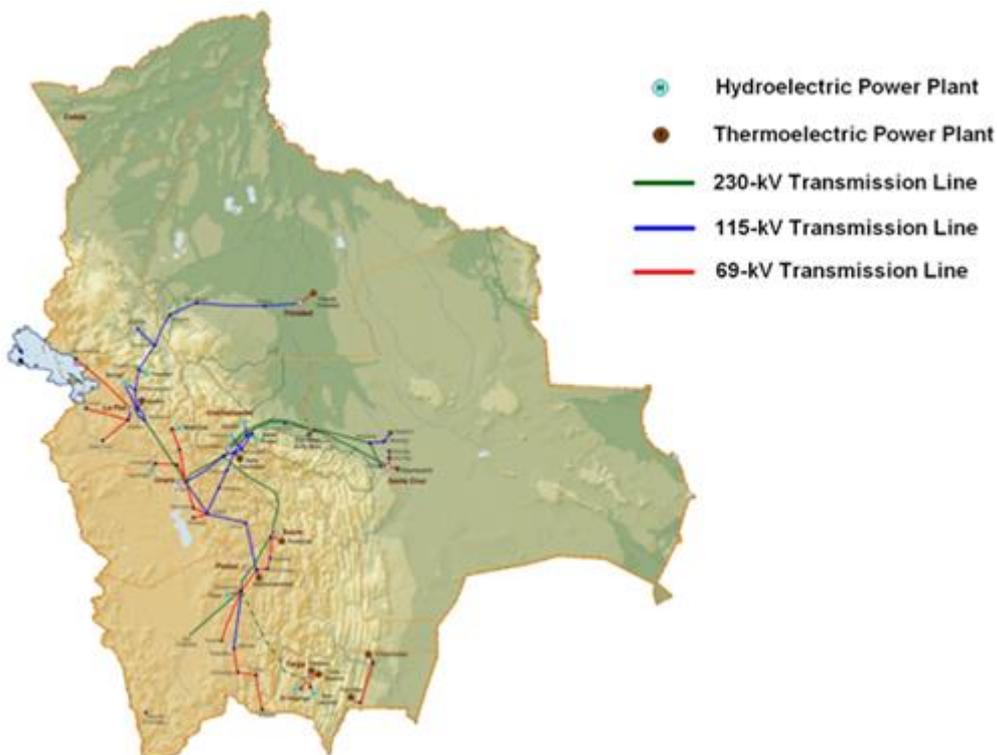
Acrescenta-se ainda que o cálculo das tarifas de alocação de custos pelo método dos beneficiários utilizando o script desenvolvido em python resultou em um tempo total de CPU de 104 segundos.

5.4 - Bolívia

Com intuito de se aplicar a metodologia dos beneficiários em um sistema real, foi analisado o caso da Bolívia.

A Bolívia possui matriz de geração composta por hidroelétricas e termoelétricas, não existindo, portanto, fontes renováveis de energia. Neste estudo de caso existem 30 centrais hidroelétricas apresentando 760 MW de capacidade instalada e 42 usinas térmicas com cerca de 1300 MW de capacidade instalada. A rede de alta tensão é composta por 57 linhas de transmissão (sendo 8 de 69 kV, 24 de 115kV e 25 de 230kV) e 22 transformadores [23].

A figura abaixo indica o sistema acima mencionado:



Com intuito de analisar a metodologia dos beneficiários sobre o sistema da Bolívia foi feita uma expansão da rede de transmissão com auxílio da ferramenta computacional OPTGEN [16]. Essa ferramenta calcula o plano de expansão ótimo

contemplando custos de investimento e operação, sendo a estocástica e calculada pelo modelo de despacho hidrotérmico SDDP.

Detalhamento da determinação do plano de expansão não fazem parte do escopo deste trabalho, porém é plausível explicitar que o objetivo desta etapa é fornecer um plano de expansão da transmissão composto por circuitos cujas construções tenham sido justificadas operativa e economicamente, englobando custos de investimento e operação. Posteriormente, dado o plano de expansão da transmissão (composto por 27 circuitos), uma simulação estocástica do despacho hidrotérmico é realizada através do modelo SDDP com 100 cenários hidrológicos.

Conforme já comentado anteriormente, o benefício final será calculado a partir da média dos benefícios obtidos em cada cenário considerado, isto é, objetiva-se calcular o valor esperado dos benefícios dados os possíveis cenários de operação.

Para o sistema da Bolívia em questão, no horizonte de 2016 a 2024, o OPTGEN “decidiu” construir os seguintes circuitos, cujas RAPs anuais são indicadas na tabela a seguir, em k\$.

	Ano 1 (k\$)	Ano 2 (k\$)	Ano 3 (k\$)	Ano 4 (k\$)	Ano 5 (k\$)	Ano 6 (k\$)	Ano 7 (k\$)	Ano 8 (k\$)	Ano 9 (k\$)
Circ 1	383.86	383.86	383.86	383.86	383.86	383.86	383.86	383.86	383.86
Circ 2	135.96	135.96	135.96	135.96	135.96	135.96	135.96	135.96	135.96
Circ 3	0.00	4333.05	4333.05	4333.05	4333.05	4333.05	4333.05	4333.05	4333.05
Circ 4	0.00	116.62	116.62	116.62	116.62	116.62	116.62	116.62	116.62
Circ 5	0.00	206.61	206.61	206.61	206.61	206.61	206.61	206.61	206.61
Circ 6	0.00	39.89	39.89	39.89	39.89	39.89	39.89	39.89	39.89
Circ 7	0.00	0.00	0.00	0.00	407.87	407.87	407.87	407.87	407.87
Circ 8	0.00	0.00	0.00	0.00	169.68	169.68	169.68	169.68	169.68
Circ 9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	297.03	297.03	297.03	297.03
Circ 10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	945.44	945.44	945.44	945.44
Circ 11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	945.44	945.44	945.44	945.44
Circ 12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	554.89	554.89	554.89
Circ 13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	207.27	207.27	207.27
Circ 14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	221.82	221.82	221.82
Circ 15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	437.23	437.23
Circ 16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	187.28	187.28
Circ 17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	193.12	193.12
Circ 18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	377.11	377.11
Circ 19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	108.40	108.40
Circ 20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	193.78	193.78
Circ 21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.54	28.54
Circ 22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	203.07	203.07
Circ 23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1263.79
Circ 24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1602.24
Circ 25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	661.68
Circ 26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	801.42
Circ 27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	801.42
Total	519.82	5,215.99	5,215.99	5,215.99	5,793.54	7,981.45	8,965.42	10,693.95	15,824.51

Neste caso de estudo, objetiva-se avaliar a recuperação dos custos de transmissão somente das linhas pertencentes ao plano de expansão para se avaliar com um caso real, principalmente o montante que será remunerado pelas parcelas locacionais, dado que o cálculo do plano de expansão englobava custos de investimento e operação.

Dados os resultados operativos do plano de expansão e com base nos custos marginais de demanda e nos agentes presentes no sistema, a soma das parcelas locacionais e a soma das parcelas referentes ao selo foram calculadas, conforme mostra tabela abaixo:

Tabela 1: Π^B dos agentes e parcela selo por ano

	Ano 1 (2016)	Ano 2 (2017)	Ano 3 (2018)	Ano 4 (2019)	Ano 5 (2020)	Ano 6 (2021)	Ano 7 (2022)	Ano 8 (2023)	Ano 9 (2024)
Π^B (k\$)	519.82	5195.74	5215.99	5215.99	5398.44	7981.45	8420.61	10386.98	15021.39
Selo (k\$)	0.00	20.25	0.00	0.00	395.10	0.00	544.82	306.98	803.12

Pela análise da tabela observa-se que a RR é de k\$ 65426.68. Aplicando-se o método dos beneficiários verifica-se que k\$ 63356.4 é recuperado pela parcela de benefício dos agentes sendo k\$ 2070.28 de selo, o que corresponde a 3% dos custos totais. Este resultado é demasiadamente interessante frente às metodologias tradicionais que costumam apresentar selos bem representativos. O montante atrelado ao selo é extremamente pequeno, comprovando em um sistema real os efeitos almejados de recuperação representativa através das parcelas locacionais através do método proposto neste trabalho.

Porém, dado que este é um sistema real com resultados provenientes de uma simulação estocástica da operação, o selo não é exatamente igual a zero devido a vários fatores inerentes ao processo, sendo eles principalmente: (i) a decisão de construção de um novo circuito é binária e modular, isto é, com base nos parâmetros, características e módulos disponibilizados pelos fabricantes ou o circuito é inteiramente construído ou não é construído, (ii) incertezas e aproximações envolvidas no cálculo da política operativa e na simulação estocástica, (iii) os resultantes impactos do item (i) nos custos marginais da demanda, e etc.

Acrescenta-se ainda que o cálculo das tarifas de alocação de custos pelo método dos beneficiários utilizando o script desenvolvido em python para a Bolívia resultou em um tempo total de CPU de 8958 segundos (aproximadamente 2 horas e 50 minutos), sendo 3638 para a solução da política operativa e 5320 segundos para as simulações.

Capítulo 6

Conclusões

O presente trabalho teve como principal objetivo a apresentação do método dos beneficiários para alocação de custos de sistemas de transmissão. Demonstrou-se que a metodologia dos beneficiários é de certa forma eficiente, justa e intuitiva na medida em que o rateio é feito somente entre os beneficiados. Essas características, por si só, figuram-se como qualidades do método.

Além disso, a metodologia apresentada possui a vantagem de independer da barra de referência para alocação de custos da transmissão. Desta forma, as tarifas alocadas aos agentes não são alteradas de acordo com a escolha desta referência e tal fato é uma vantagem do método principalmente frente às metodologias Nodal e Nodal Brasil cujas tarifas são alteradas pela escolha da mesma, como demonstrado no capítulo 3.

A abordagem adotada neste trabalho destaca-se também por não utilizar um despacho de referência para o cálculo das tarifas. No método dos beneficiários desenvolvido utilizam-se várias séries para se representar a estocasticidade de um sistema hidrotérmico. Assim, os benefícios são valores esperados dos possíveis cenários futuros, capturando efeitos das incertezas associadas aos insumos primários na operação.

Destaca-se que o método amplamente discutido neste trabalho além de ser baseado no viés econômico da alocação dos custos de transmissão, rateia os custos dentre os beneficiários da existência dos circuitos componentes da rede. Mostrou-se também que caso a existência/construção dos circuitos seja embasada na minimização de custos de investimento e operação, observa-se que a soma dos pagamentos relativos aos benefícios deve ser maior que RAP. Portanto, há uma razão operativa e econômica para que este circuito exista e por consequência, a receita requerida tende a ser recuperada de forma predominante pelas parcelas locacionais, as quais possuem a sinalização econômica da posição dos agentes na rede e portanto, trazem a justiça na alocação de custos.

6.1 - Trabalhos Futuros

Sugere-se, como trabalho futuro, considerar apenas o cenário de maior carregamento em cada linha de transmissão ao invés de considerar a média dos cenários para o cálculo dos benefícios. Essa medida tem por objetivo aumentar o valor dos benefícios uma vez que estarão sendo considerados valores superiores de custos marginais de demanda e em consequência essa medida poderá tender a reduzir ainda mais a parcela selo, quando essa existir. Neste caso, seria interessante comparar os valores dos benefícios, montantes recuperados pelas parcelas locacionais e selo, bem como tarifas finais entre a metodologia proposta neste trabalho (baseada no valor esperado dos cenários) com os valores obtidos através desta proposta de trabalho futuro. É importante ressaltar que neste caso, parte-se de uma premissa muito importante e que deve ser amplamente discutida de que a recuperação de custos é feita no cenário em que o circuito é mais demandado, e por consequência altamente importante operativamente para o sistema, porém, não representa o valor esperado da distribuição de probabilidade de fluxos no suposto circuito.

Por fim, propõe-se também que a metodologia proposta neste trabalho, também seja aplicada para alocação de custos da transmissão em redes de transmissão que foram expandidas com critério de segurança operativa, como o N-1. Neste caso, a simulação do despacho hidrotérmico também deveria considerar essa característica para que os despachos estejam coerentes com a realidade operativa da rede.

Referências Bibliográficas

- [1] JUNQUEIRA. M; OLIVEIRA. GC; THOMÉ. LM; GRANVILLE.S; BARROSO. LA ; PEREIRA. MV. "Transmission Cost Allocation Schemes for Electricity Markets: A Game-Theoretic Approach." *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica* Florianópolis, Brasil, 21-25 de maio de 2006
- [2] PEREZ,R. “ Relatório das Atividades Desenvolvidas ao Longo do Contrato de Estágio”, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG,Brasil, Outubro 2008
- [3] JUNQUEIRA. M., COSTA. LC, BARROSO L.A., OLIVEIRA G.C., THOMÉ, L.M., PEREIRA, M.V., “An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 22, nº4, pp.1532-1546, Novembro 2007
- [4] JÚNIOR,L.C., *Método de participações médias para alocação dos custos do uso do sistema de transmissão*, Trabalho de fim de curso de graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Outubro 2005
- [5] JUNQUEIRA,M., “Aplicação da Teoria de Jogos Cooperativos para Alocação de Custos de Transmissão em Mercados Elétricos”
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 559 de 27 de junho de 2013, Artigo 3o disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf>>. Acesso em: 11 de janeiro de 2016.
- [7] FALCAO, D.M. *"Análise de Redes Elétricas."* COPPE–UFRJ, Rio de Janeiro, 2003, pp. 57-59
- [8] AULT, G.W; ELDERS I.M; GREE R.J; “Transmission Use of System Charges Under Future GB Power System Scenarios”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, no. 4, November 2007
- [9] Market Report PSR, “O sinal (pouco) locacional da tarifa por uso da rede de transmissão”, Abril, 2011, edição 52. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br>.
- [10] ANEEL, Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUST_{RB}, TUST_{FR} e TUSD_G, Manual do Usuário. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_Nodal_v45.pdf. Acesso em 11 dez. 2016, 19:02.
- [11] SILVA, G.C., 2016, “Proposta Metodológica para Alocação de Custos de Transmissão Considerando Múltiplos Cenários de Despacho e Perfil de Carga”. M.Sc,

Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[12] AUMANN, R.J.; SHAPLEY, L.S. (1974) “Values of Non-Atomic Games”, Princeton University Press.

[13] PSR, “Implicit Economic Slack Bus in the Calculation of Transmission Tariffs for the LRMC Methodology”, PSR Tech. Rep. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br/reports.asp>

[14] PSR, “SDDP – User Manual”, available at: <http://www.psr-inc.com/software-en/?current=p4026>.

[15] PJM, “*A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices*”, Março 2010

[16] PSR, “OPTGEN – User Manual”, available at: <http://www.psr-inc.com/software-en/?current=p4040>.

[17] N. Campodónico , S. Binato , R. Kelman , M. Pereira , M. Tinoco , F. Montoya , M. Zhang, F. Mayaki, “Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty”, Conference: *3rd Balkans Power Conference*, At Romania, May 2003.

[18] FANG, R; HILL, D.J; “*A new Strategy for Transmission Expansion Planning in Competitive Electricity Markets*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003, pp. 374-380.

[19] ROMERO, R; ROCHA, C; MANTOVANI, J.R.S; SÁNCHEZ, I.G; “*Constructive Heuristic Algorithm for the DC Model in Network Transmission Expansion Planning*”, IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 2, March 2005, pp. 277-282.

[20] ONS, Operador Nacional do Sistema “Plano de Ampliação e Reforços (PAR) Data Base”, Disponível em: www.ons.org.br

[21] PSR, “NETPLAN – User Manual”, available at: <http://www.psr-inc.com/software-en/?current=p4044>.

[22] R. C. Perez, S. Binato, M. V. Pereira, G. C. Oliveira, F. Thomé, L. M. Thomé, “Modelo de Planejamento de Redes de Transmissão Aplicado à Expansão do Sistema do WECC nos Estados Unidos”, *XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (XII SEPOPE)*, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, May 2012.

[23] THOMÉ, F.; PEREZ, R.; OKAMURA, L.; METELLO, C.; BINATO, S; “Stochastic Multistage Generation-Transmission Expansion Planning”, PSR Working Paper, Disponível em: www.psr-inc.com, July 18, 2016