

1 Introdução

O sistema de transmissão é parte fundamental em um sistema elétrico, sendo responsável por interligar geradores e consumidores. No Brasil, esta porção do sistema elétrico é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é responsável por: regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico, e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas para os usuários do sistema; zelar pela qualidade do serviço; estimular a competição entre os operadores; e assegurar a universalização dos serviços [1].

Em um país como o Brasil, de grande território e com geradores e consumidores presentes em todas as regiões do país, o sistema de transmissão é complexo e oneroso. O custo total do sistema de transmissão é calculado em períodos anuais, e composto por três parcelas: a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão, a parcela relacionada ao Operador Nacional do Sistema (ONS), e uma Parcela de Ajuste. A RAP remunera as concessionárias de transmissão que possuem instalações conectadas à Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Rede Básica é o conjunto de equipamentos do sistema de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parcela referente ao ONS corresponde à parte do orçamento deste órgão que opera e administra a RB. A Parcela de Ajuste corresponde às diferenças de arrecadação do período anterior, e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado [2]. Segundo dados recentes fornecidos pela ANEEL, o montante a ser recuperado pelo uso do sistema de transmissão nacional ultrapassa os 11 (onze) bilhões de reais no ciclo 2011-2012 [2].

Todo o custo associado ao sistema de transmissão é pago por seus usuários (geradores e demandas), sendo necessário determinar a quantia atribuída para cada um deles. Esta atribuição é feita através de Tarifas de Uso do Sistema de

Transmissão (TUST), determinadas em R\$/MW, fruto de um método de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão, que deve ser definido pelo agente regulador do mesmo.

Assim, a ANEEL é responsável por definir uma metodologia para a determinação das TUST de forma a recuperar o custo do sistema de transmissão da RB. Segundo [3], um método de alocação de custos pelo uso da transmissão, entre outros pontos, deve ser capaz de:

1. Sinalizar pontos da rede vantajosos para receber investimentos em geração ou demanda;
2. Sinalizar a necessidade de investimentos no sistema de transmissão;
3. Compensar os investidores do sistema de transmissão;
4. Ser simples e transparente;
5. Ser politicamente implementável.

Dentre os métodos existentes, o método Nodal [4] foi definido como metodologia para alocar custos pelo uso do sistema de transmissão brasileiro. Este método é baseado em participação marginal e fornece um sinal econômico locacional. Desde a sua implementação, o método recebeu aperfeiçoamentos de forma adequar sua utilização no sistema brasileiro, resultando em uma tarifa que possui duas parcelas: TUST referente à utilização da RB ($TUST_{RB}$), aplicável a todos os usuários do sistema de transmissão; e TUST referente à utilização instalações de transformação necessárias para rebaixar as altas e extra-altas tensões da transmissão (maiores ou iguais a 230 kV) para as tensões de distribuição ($TUST_{FR}$), aplicável às distribuidoras que destas instalações se beneficiam. Neste trabalho os estudos serão feitos para instalações que evoluam a RB.

Atualmente, o método Nodal vem recebendo algumas contribuições. Estas contribuições foram feitas para solucionar questões inerentes a um método baseado em participação marginal como em [5], e propostas para tornar o método mais eficiente para as particularidades do sistema brasileiro, como em [6]. Esta dissertação, assim como os trabalhos citados, busca oferecer contribuições propondo um novo método de alocação de custos pelo uso da transmissão, baseado no método Nodal utilizado atualmente, de forma a solucionar questões associadas à expansão do sistema, conforme é apresentado na próxima seção deste capítulo.

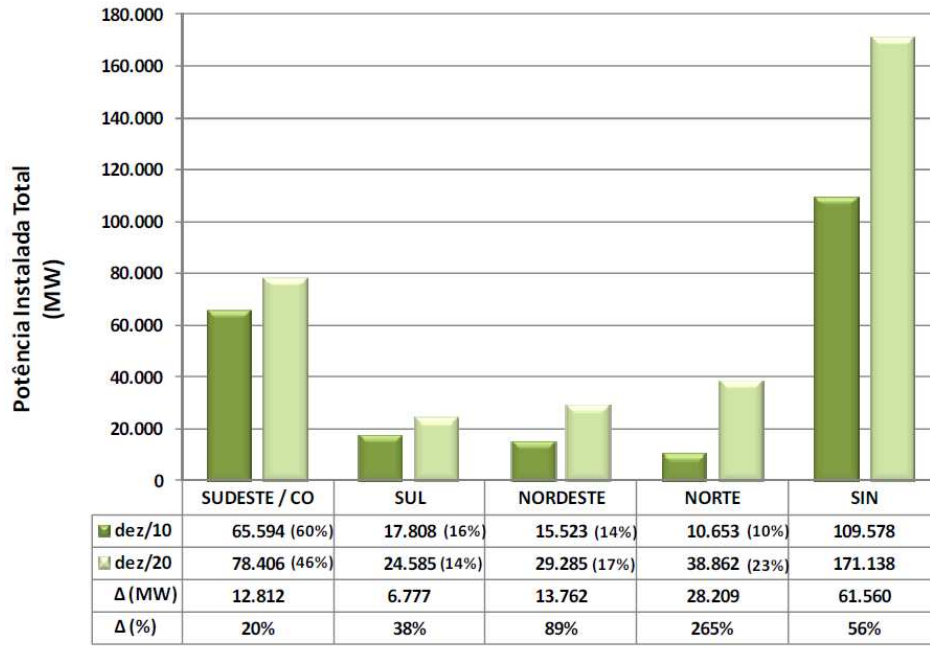
1.1 Motivação e Objetivos

O contexto da motivação deste trabalho é a expansão do sistema de transmissão brasileiro. Nos últimos anos, a demanda por energia elétrica no Brasil tem aumentado significativamente. Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2011 (BEN 2011) [7], elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia nacional teve crescimento aproximado de 7,8% no período de 2009 até 2010, passando de 422,8 TWh para 455,6 TWh. O BEN 2011 destaca ainda o registro de aumento de demanda em todos os setores consumidores de energia. Acompanhando esta tendência, o mesmo estudo indica crescimento de 10% na geração interna de energia elétrica no mesmo período, chegando a 502,9 TWh. Considerando as importações de energia, a oferta interna de energia atingiu os 545,1 TWh, montante 8,4% superior ao período anterior.

Analisando o quadro de crescimento em longo prazo, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia para 2020 (PDE 2020) [8], também elaborado pela EPE, é previsto que o aumento de demanda e geração se mantenha na próxima década. O consumo de eletricidade tem taxa média de crescimento de 4,6% a.a previsto para o período 2011-2020 (atingindo 659 TWh em 2020). Acompanhando o crescimento de consumo, a previsão é de um aumento de 56% na oferta de eletricidade em todo o país até 2020. Destaca-se que o subsistema Norte, fornecedor de 10% da potência instalada brasileira em 2011, passará a contribuir com um percentual de 23% em 2020, correspondente a 28.209 MW de expansão. Na Figura 1.1 (presente em [8]) são apresentadas as expansões de potência instalada para os demais subsistemas brasileiros.

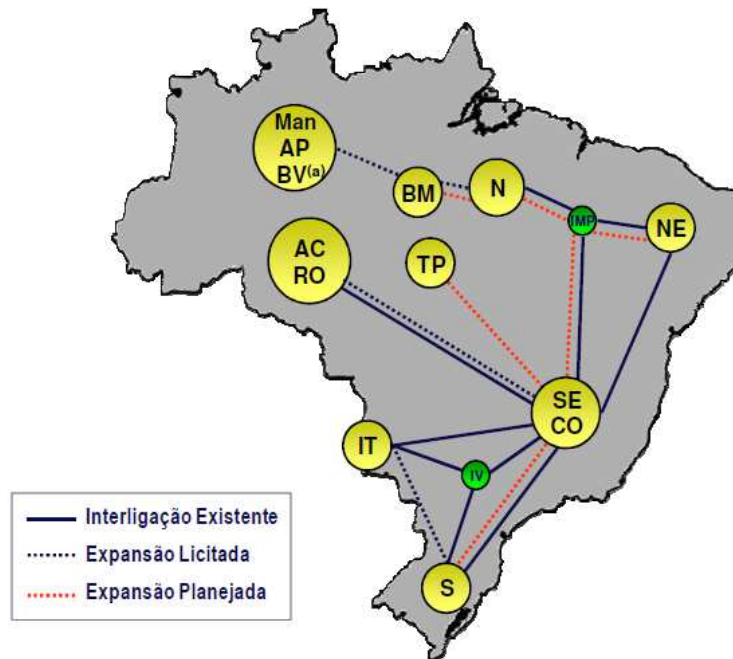
Aliado a previsão de expansão de demanda e planejamento de expansão geração está a construção de novas linhas de transmissão para reforçar os caminhos existentes, bem como para criar novas rotas de ligação entre geradores e demandas. No quadro de expansão do sistema de transmissão é dado destaque para as novas linhas que se integrarão ao SIN. Uma visão resumida da expansão do sistema de transmissão nacional pode ser vista na Figura 1.2, presente em [8].

Toda a evolução do sistema de transmissão implica na mudança de parâmetros diretamente relacionados aos resultados fornecidos pela metodologia Nodal, e conseqüentemente na variação do resultado de alocação de custos pelo



FONTE: EPE.

Figura 1.1 - Previsão de expansão de potência instalada para os subsistemas brasileiros



(a) Encontra-se em estudos a interligação entre Manaus e Boa Vista, bem como a expansão do sistema de geração através da construção de usinas hidrelétricas nesta região que ainda não foram consideradas nas simulações energéticas deste PDE.

Legenda

SE/CO -	Sudeste/Centro-Oeste	IT -	Itaipu
S -	Sul	AC/RO -	Acre/Rondônia
NE -	Nordeste	BM -	Belo Monte
N -	Norte	TP -	Teles Pires/Tapajós
MAN/AP/BV -	Manaus/Amapá/Boa Vista	IMP -	Imperatriz
IV -	Ivaiporã		

Fonte: EPE

Figura 1.2 - Previsão de expansão de linhas de transmissão para o SIN

uso da transmissão. Assim, é de grande relevância observar os efeitos da expansão do sistema sobre a metodologia de tarifação. Sobre o método Nodal destacam-se dois aspectos a serem observados do ponto de vista da expansão do sistema: dispersão entre as tarifas dos geradores e demandas; e volatilidade das tarifas ao longo do tempo.

Para o método Nodal, há a tendência de alocação de tarifas muito elevadas para usuários localizados em pontos considerados desfavoráveis ao sistema, de acordo com as premissas do método. Tendo em vista a expansão do sistema brasileiro, os novos geradores previstos para a região norte do país, por exemplo, estão expostos ao quadro apresentado. Isto por estarem muito distantes da grande concentração de demanda. Desta forma, surge um fator desestimulante para novos investimentos em geração no sistema, uma vez que a previsão é de gastos muito elevados com o uso da transmissão.

A ocorrência do quadro descrito é materializada pela alta dispersão entre todas as tarifas dos usuários do sistema. O conceito de dispersão (representada pelo desvio padrão σ) pode ser definido como a variação de valores pertencentes a um conjunto, em torno de um valor de tendência central (geralmente é utilizada a média entre os valores) tomado como referência. Intuitivamente, a existência de uma tarifa muito elevada em relação às demais provoca maior variação dos valores em torno da média, causando maior dispersão. Uma ilustração desta ocorrência é apresentada na Figura 1.3 e na Figura 1.4. Observa-se na Figura 1.4, quando comparada com Figura 1.3, que o pico (elemento de valor igual a quinze) provoca elevação do valor de desvio padrão σ .

Assim, a redução da dispersão entre as tarifas tende a reduzir o valor da tarifa alocada para os novos geradores previstos para o sistema brasileiro, excluindo o fator desestimulante a novos investimentos.

Em relação à volatilidade, tarifas menos voláteis são altamente desejáveis. Volatilidade é definida como uma medida que avalia a variação das tarifas ao longo do tempo. No contexto de tarifação dos usuários do sistema, tarifas com baixa volatilidade têm menor variação de custos ao longo do tempo, e, conseqüentemente, os investidores podem realizar com maior eficácia uma previsão de custos pelo uso do sistema de transmissão ao longo do tempo.

No sistema brasileiro a questão da volatilidade das tarifas vem à tona devido a previsão de grandes modificações na rede para os próximos anos. Conforme

citado anteriormente, as modificações no sistema de transmissão podem gerar alterações nas tarifas. Assim, reduzir a volatilidade das tarifas alocadas pelo método Nodal aumenta a previsibilidade de custos para os atuais e novos usuários do sistema, e, principalmente, é um estímulo para os novos investidores em geração.

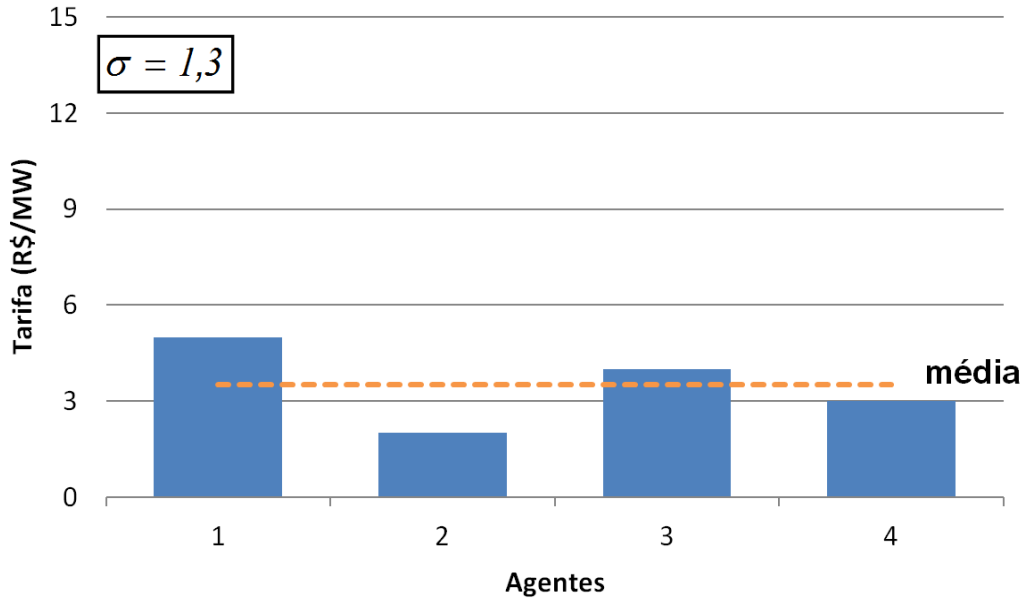


Figura 1.3 - Exemplo de configuração de baixo desvio padrão

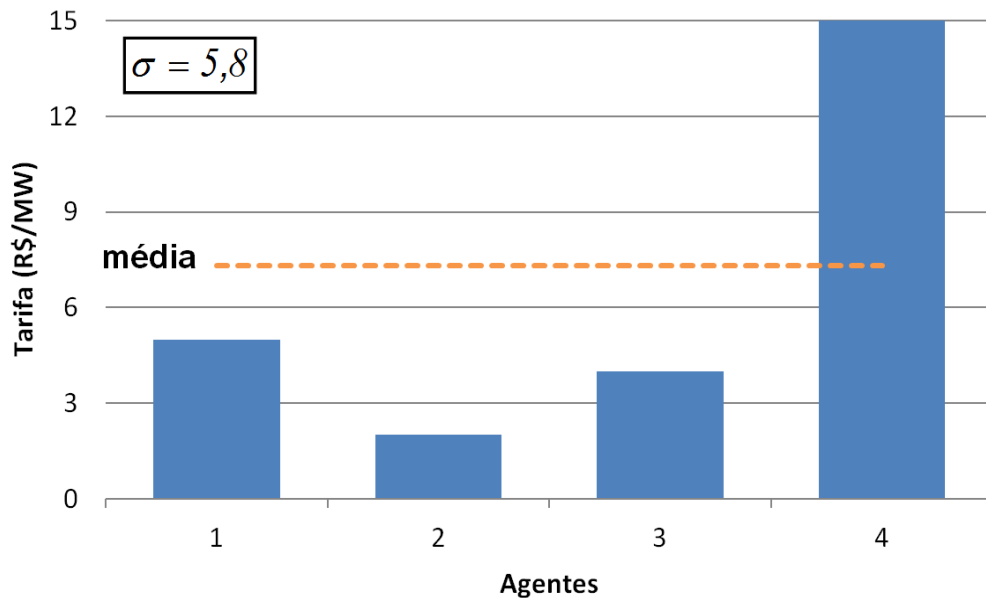


Figura 1.4 - Exemplo de configuração de alto desvio padrão

Com isso, a redução de dispersão e volatilidade das tarifas proporciona um ambiente de maior segurança do ponto de vista econômico, o que incentiva novos investimentos em geração no sistema de transmissão.

O objetivo deste trabalho é propor um novo método de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão que seja capaz de fornecer tarifas menos dispersas entre si e menos voláteis ao longo do tempo. Para alcançar este objetivo é elaborado um modelo de otimização baseado na técnica de otimização min-max. A técnica de otimização escolhida se mostra eficiente na redução da dispersão no conjunto de valores ao qual é aplicada. Verifica-se também que a técnica min-max é capaz de reduzir a volatilidade ao longo do tempo.

O método proposto agrega o método Nodal e a técnica de otimização min-max. É desenvolvido um problema de otimização que permite a cada agente do sistema determinar as trocas de potência e a utilização das linhas de transmissão que são mais favoráveis para a redução de sua tarifa. Desta forma, cada agente possui a utilização ótima da rede que, respeitando as restrições adotadas para o problema, proporciona a menor tarifa.

São tomadas como diretrizes para este trabalho a criação de um método que requeira baixo esforço computacional e seja de fácil implementação, fornecendo uma solução elegante para os problemas de dispersão e volatilidade apresentados.

1.2 Revisão Bibliográfica da Técnica Min-Max Aplicada a Alocação de Custos pelo Uso da Transmissão

Nesta seção serão apresentados trabalhos presentes na literatura atual que de alguma forma abordam as questões relacionadas com a motivação, objetivo e solução propostas para esta dissertação.

Em [9] é apresentado um modelo de otimização para a alocação de custos pelo uso da transmissão que tem como um dos objetivos reduzir a dispersão entre os custos alocados quando é utilizado um método baseado do uso da rede. É proposta a alocação de custos através de uma solução otimizada, baseada nas múltiplas soluções viáveis do traçado de potência do sistema. O desenvolvimento deste método foi motivado pelas características do sistema elétrico indiano, no qual a grande maioria dos geradores está concentrada em uma única região. Como a tarifação é gerada de forma Pro rata, é criado um quadro de vantagem, do ponto

de vista de uso real da rede, para demandas localizadas distantes da região dos geradores. Isto porque estas demandas recebem as mesmas tarifas que as demais, mesmo fazendo maior uso da rede de transmissão. Entretanto, a utilização de um método baseado no uso do sistema acarretaria em tarifas muito elevadas para as demandas em questão. Com isso, vem à tona a necessidade de um método que seja capaz de fornecer uma solução o mais justa possível para todas as cargas. São assumidos dois pontos principais a serem levados em conta no fornecimento de uma solução justa: a alocação de custos deve ser baseada no real uso da rede pelas demandas, ou seja, nos traçados de potência; e simultaneamente, devido às múltiplas soluções do traçado de potência, deve ser utilizado aquele que proporciona a alocação de custos o mais equitativa possível.

Assim, é formulado um modelo de otimização como um problema de programação linear, que garante fornecer o traçado de potência que proporciona a alocação que mais se aproxima do método Pro rata. Com isso, é obtida a solução mais equitativa possível, e conseqüentemente a que apresenta menor dispersão entre os custos alocados. São apresentados resultados para um sistema modelado para representar o sistema elétrico indiano, comparando a metodologia proposta, o método Pro rata e o método baseado no Princípio da Divisão Proporcional (apresentado em detalhes no Capítulo 2). Foi comprovada a redução de dispersão das tarifas comparando o resultado obtido com o resultado fornecido pelo método baseado no Princípio da Divisão Proporcional.

Em [10] também é visada a redução de dispersão entre as tarifas, sendo proposta e utilizada a técnica de otimização min-max. O contexto é o mesmo que foi apresentado em [9], entretanto são adotados novos critérios para a definição de uma solução de alocação mais justa. Critérios estes que estão presentes na técnica de otimização max-min geralmente utilizada na alocação de fluxos em redes de comunicação. Baseada na técnica max-min, foi proposta em [10] a técnica de otimização min-max para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão. O objetivo é manter os critérios de uma solução justa, e reduzir o custo alocado para as demandas distantes da concentração de geradores, quando é utilizado de um método baseado no traçado de potência pela rede.

É formulado um modelo de otimização como um problema de programação linear, com restrições lineares que definem uma solução ótima segundo os critérios da técnica min-max. O modelo de otimização é inserido em um processo

iterativo que garante a tarifa otimizada para todos os integrantes do sistema, criando um algoritmo de alocação de custos. Este processo recebe como inicialização o resultado do traçado de potência obtido através do Princípio da Divisão Proporcional, e ao final das iterações é obtido um traçado de potência viável que resulta em tarifas otimizadas. São apresentados resultados para o sistema elétrico indiano (utilizado em [9]), e para o sistema IEEE 30 barras, comparando o método proposto ao método Pro rata, ao método baseado no Princípio da Divisão Proporcional, e ao método proposto em [9]. Os resultados indicaram picos de tarifas menos elevados, e baixa dispersão entre as tarifas otimizadas em comparação ao método proposto em [9].

Em [11] o modelo apresentado em [10] é aperfeiçoado em diferentes aspectos. São discutidas e solucionadas questões como possibilidade de fornecer uma solução subótima, ciclagem, e falhas relacionadas à precisão numérica. O modelo proposto em [11] mantém as restrições lineares presentes em [10], entretanto não faz uso de uma solução inicial para o traçado de potência, criando assim, um método genérico que garante a otimização de todas as tarifas através de um processo iterativo. Além disso, a função objetivo assume diretamente o valor da tarifa ótima, e a análise da sensibilidade da função objetivo em relação às restrições permite que todo o processo de alocação seja realizado sem a necessidade de subproblemas de otimização. São realizados testes para o sistema indiano (utilizado em [9] e [10]), e obtidos baixo desvio padrão em relação ao método com traçado de potência pelo Princípio da Divisão Proporcional, e método baseado em participação marginal. Além disso, os picos de tarifa para o método proposto se mostram inferiores aos picos obtidos nos demais métodos.

O trabalho [12] consiste no artigo desenvolvido na etapa inicial do desenvolvimento do projeto referente a esta dissertação. É proposto um novo método baseado no método Nodal de alocação de custos tendo como motivação a criação de incentivos e de um ambiente econômico mais seguro para novos investidores em geração do sistema de transmissão brasileiro. Para tal é utilizada a técnica de otimização min-max, de forma análoga ao proposto em [11], visando reduzir dispersão e volatilidade das tarifas. Destaca-se que aperfeiçoamentos foram realizados após a publicação desta referência, estando presentes nesta dissertação.

Em [13] é apresentado um método de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão baseado em otimização e teoria dos jogos utilizando o método Aumann-Shapley. O objetivo do método proposto é agregar as características desejáveis do método de Custos Marginais de Longo Prazo (método do qual se origina o método Nodal utilizado neste trabalho) e do método de alocação baseado no Princípio da Divisão Proporcional. Simultaneamente são mantidas as propriedades de superposição do sistema características do método de Custos Marginais de Longo Prazo, e é dada uma justificativa econômica para a intuição, presente no método baseado no Princípio da Divisão Proporcional, de que uma injeção de potência atende às cargas mais próximas.

O método é desenvolvido de forma que cada gerador seleciona um conjunto de cargas para suprir. Este conjunto é determinado por um problema de otimização que tem por objetivo minimizar a tarifa do gerador que está escolhendo suas demandas. As demandas escolhidas ficam indisponíveis para os demais geradores de forma a manter as tarifas ótimas obtidas. Este processo se repete para todos os geradores do sistema. A dinâmica do método é semelhante à aplicação da técnica min-max de otimização na alocação de custos pelo uso do sistema (conforme será apresentado no Capítulo 3 desta dissertação). A diferença reside na utilização do método Aumann-Shapley na definição da ordem dos agentes que receberão tarifas otimizadas.

1.3

Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada como segue:

O Capítulo 1 apresenta um panorama geral do sistema de transmissão brasileiro. São apresentadas características do sistema e de custos relacionados ao seu funcionamento. Além disso, é apresentado o quadro de expansão da rede, que é a principal motivação do trabalho para a proposta de mudança do método Nodal. São apresentados os objetivos do trabalho e uma revisão dos principais trabalhos presentes na literatura utilizados no seu desenvolvimento.

No Capítulo 2 são apresentados cinco métodos representativos de alocação de custos: método Pro rata, baseado na potência ativa gerada/consumida pelos usuários do sistema; método Zbus, baseado na matriz de impedâncias Z_{bus} ;

método baseado no Princípio da Divisão Proporcional, que faz uso de traçados de potência; método *Equivalent Bilateral Exchanges*, baseado na troca pré-estabelecida de potência entre pares de gerador e demanda; e método Nodal, baseado em participação marginal. No Capítulo 4, estes métodos serão comparados com o método proposto nesta dissertação.

No Capítulo 3 é apresentado o modelo para o método proposto de alocação de custos. Inicialmente é introduzida a técnica de otimização min-max. Em seguida, são expostas adaptações realizadas no método Nodal para a construção do problema de otimização característico do método proposto. Por fim, o algoritmo desenvolvido é apresentado e analisado em detalhes.

No Capítulo 4 são apresentados resultados para o método proposto. Primeiramente é utilizado um sistema de 4 barras para que seja possível explorar mais detalhadamente a dinâmica e as características do método proposto. Posteriormente são utilizados os sistemas IEEE 24 barras e IEEE 118 barras para avaliação do método em sistemas de maior porte. Os resultados obtidos com o método proposto serão comparados com outros métodos estudados.

No Capítulo 5 são apresentadas considerações finais e conclusão do trabalho. No Capítulo 6 são apresentadas todas as referências bibliográficas utilizadas para o desenvolvimento desta dissertação.

No Apêndice A desta dissertação é apresentado o procedimento de cálculo da matriz de sensibilidade β utilizada no método proposto para alocação de custos pelo uso da transmissão e em alguns métodos apresentados no Capítulo 2.

No Apêndice B são apresentados os sistemas utilizados nas simulações do Capítulo 4 juntamente com suas características parâmetros.

No Anexo é apresentado um artigo fruto do projeto desenvolvido nesta dissertação. O artigo citado consiste na referência [12] e foi apresentado em congresso internacional.