

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Felipe Cirolini Lucchese

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA METODOLOGIA NODAL PARA O
CÁLCULO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Santa Maria, RS
2018

Felipe Cirolini Lucchese

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA METODOLOGIA NODAL PARA O CÁLCULO
DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2018

Lucchese, Felipe Cirolini
ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA METODOLOGIA NODAL PARA O
CÁLCULO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO /
Felipe Cirolini Lucchese.- 2018.
96 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão 2.
Metodologia Nodal 3. Análise de Sensibilidade I.
Sperandio, Mauricio II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Felipe Cirolini Lucchese. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Roraima, 1000, Camobi, Santa Maria, RS. CEP: 97105-900

Fone (055) 55 997341313, E-mail: felipecluchese@gmail.com

Felipe Cirolini Lucchese

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA METODOLOGIA NODAL PARA O CÁLCULO
DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 19 de julho de 2018:

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)

Arturo Suman Bretas, Dr. (UF/EUA)

Santa Maria, RS
2018

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecer a minha família por me aguentar durante esse período conturbado que foi o mestrado. Meu muito obrigado a Ivanete, Jorge e Vanessa por sempre me apoiarem nas minhas decisões e pelo suporte em tudo que tenho na vida.

A meu melhor amigo e irmão, João Francisco Biacchi, por sempre me ajudar em grandes momentos de angustia e indecisões em todos esses anos de parceria.

Agradecer aos amigos de engenharia Bruno Hammerschmitt, Alexandre Schopf, Cricieli, Leonardo, André, Célio, Jôlmyr, Marco Veio, Ado Bolado e todos os 1000 Atoas que fazem o dia-dia na universidade mais tolerável, com parceria garantida para qualquer momento.

Ao professor e orientador Mauricio Sperandio, pela oportunidade de fazer o mestrado e ampliar o conhecimento na área de engenharia, além da bolsa de estudos. Também ao colega Marcelo Benetti por ser praticamente meu coorientador e sua ajuda no desenvolvimento da minha dissertação e outros trabalhos.

Por fim, aos colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), e a Universidade Federal de Santa Maria por me proporcionar a oportunidade de continuar estudando em uma pós-graduação de excelência.

“The problem with the world is that the intelligent people are full of doubts, while the stupid ones are full of confidence.”

Charles Bukowski

RESUMO

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA METODOLOGIA NODAL PARA O CÁLCULO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

AUTOR: Felipe Cirolini Lucchese
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

A reforma dos anos 90 resultou em profundo impacto sobre o sistema elétrico brasileiro devido principalmente às privatizações que ocorreram nessa década. Essa abertura no mercado de energia desverticalizou os quatro setores da área, os quais são: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Entretanto a transmissão e a distribuição apresentam um comportamento de monopólio natural e são concedidos por licitações com forte regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O sistema de transmissão brasileiro é um dos maiores do mundo, devido à concentração de carga próximo da região litorânea, enquanto que grande parte das fontes se encontram no interior do país. A construção e manutenção de uma rede desse porte requer um grande capital de investimento e garantias da remuneração por este serviço. Sendo assim, o estado através dos órgãos regulatórios definiu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST); a fim de recuperar os custos com o sistema de transmissão. Para a formação do preço, o Brasil adotou a metodologia nodal para determinar as tarifas cobradas para o transporte de energia. Essa metodologia tem como característica proporcionar o rateio do valor total necessário para a implementação da transmissão, além de um sinal econômico com a finalidade de facilitar o planejamento da expansão para instalação de novas usinas e cargas. Contudo, os resultados obtidos pelo modelo matemático nodal podem não reproduzir as premissas básicas de uma metodologia de alocação de custos. Desse modo, este trabalho apresenta uma análise investigativa da metodologia nodal, utilizada no Brasil, explorando detalhes da modelagem matemática associada ao método, bem como suas principais vantagens e desvantagens. Objetiva-se analisar o comportamento do valor da tarifa frente à variação dos parâmetros elétricos utilizados no seu cálculo. Para isso, um estudo de caso é apresentado e validado no Programa Nodal, plataforma oficialmente empregada pela ANEEL para o cálculo da tarifa. A partir desse caso são realizadas alterações nos parâmetros elétricos empregados pelo programa, tais como: impedância, capacidade, carga e geração. Nesse sentido, o trabalho procura contribuir com uma análise quantitativa, avaliando quais modificações ocorrem nos valores tarifários, perante cenários distintos de simulação. Os valores de TUST, para carga e geração, são apresentados e seu comportamento discutido, visando uma maior compreensão das características associadas ao método atualmente vigente no Brasil.

Palavras-chave: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Metodologia Nodal. Análise de Sensibilidade.

ABSTRACT

SENSITIVITY ANALYSIS IN THE NODAL METHODOLOGY FOR THE CALCULATION OF THE TARIFF FOR USE OF THE TRANSMISSION SYSTEM

AUTHOR: Felipe Cirolini Lucchese

ADVISOR: Mauricio Sperandio

The reform of the 90s resulted in a vast impact on the Brazilian electrical system, mainly due to privatizations that occurred in that decade. The opening in the energy market has de-verticalized the four sectors of the area: generation, transmission, distribution and commercialization. However, transmission and distribution have a natural monopoly effect so their service is granted and regulated by the electric energy national agency (ANEEL). The Brazilian transmission system is one of the largest in the world due to a concentration of consumers in the coastal region while most of the sources are in the interior of the country. The construction and maintenance of these facilities requires a large investment of capital and needs to be provided by a guaranteed remuneration for its service. As a result, the state regulation has established a tax for the grid users called, Tariff for Use of the Transmission System (TUST), in order to recover costs with the transmission system. In order to form a price, Brazil adopted the Nodal methodology, to determine the rates charged for energy transportation. This methodology characteristic provides the complete recover of the total value needed to implement the transmission grid, in addition an economic signal supposedly to support the expansion planning of new plants and loads. However, the results obtained by the nodal mathematical model are not always consistent with the basic assumptions of a cost allocation methodology. Thus, this work presents an analysis of the Nodal methodology, used in Brazil, providing in detail the mathematical modeling behind the method along with its main advantages and disadvantages, aiming to observe the behavior of the value from the tariff and the influence of the electrical parameters used in its calculation. For this purpose, a study case is presented and validated in the official program, used by ANEEL, to calculate the tariff, the Nodal, and from this case modification are made in the electrical parameters used by the software, such as impedance, capacity, load and generation. In this sense, the paper seeks to contribute to this analysis by investigating in a quantitative way, what variations occur in the tariff values, by different simulation scenarios. The TUST values, both for load and generation, are presented and their behavior discussed aiming for a greater transparency of the current method.

Keywords: Tariff for Use of the Transmission System. Nodal Methodology. Sensitivity Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Organização do setor elétrico brasileiro	20
Figura 2 - Sistema interligado Nacional.....	21
Figura 3 - Evolução da RAP 2012-2016.....	24
Figura 4 - Relação entre agentes e consumidores com a TUST.....	25
Figura 5 - Diferentes Paradigmas de Alocação de Custos.....	30
Figura 6 - Métodos de Custo Total do Sistema	32
Figura 7 - Metodologias incrementais	40
Figura 8 - Sistema elétrico para estudo de caso	56
Figura 9 - Interface do programa NODAL	58
Figura 10 - Diferentes extensões nos arquivos de entrada	59
Figura 11 - Informações adicionais do programa	61
Figura 12 - Resumo da simulação do caso base	62
Figura 13 - Resultado da simulação da TUST para o caso base	62
Figura 14 - Relatório dos fluxos de potência das linhas de transmissão.....	65
Figura 15 - Estudo de caso modificado	66
Figura 16 - Valores de TUST para o estudo de caso modificado.....	67
Figura 17 - Fluxograma da metodologia de análise	68

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Variação da impedância na Linha 20-30	64
Gráfico 2 - Variação da impedância na Linha 10-50	64
Gráfico 3 - Variação de capacidade da Linha 20-40	69
Gráfico 4 - Variação de capacidade da Linha 50-40	69
Gráfico 5 - Variação de capacidade da Linha 10-50	70
Gráfico 6 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 20-40	71
Gráfico 7 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 10-50	71
Gráfico 8 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 50-40	72
Gráfico 9 - Variação de impedância na Linha 20-40	73
Gráfico 10 - Variação de impedância na Linha 50-40	73
Gráfico 11 - Variação de impedância na Linha 10-50	73
Gráfico 12 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 20-40	75
Gráfico 13 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 10-50	75
Gráfico 14 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 50-40	75
Gráfico 15 - Variação da Carga 40 e do Gerador 10.....	77
Gráfico 16 - Variação da Carga 40 e do Gerador 20.....	77
Gráfico 17 - Variação da Carga 50 e do Gerador 10.....	78
Gráfico 18 - Variação da Carga 50 e do Gerador 20.....	78
Gráfico 19 - TUST de geração modificando-se a Carga 40 e o Gerador 10	79
Gráfico 20 - TUST de geração modificando-se a Carga 40 e o Gerador 20	79
Gráfico 21 - TUST de geração modificando-se a Carga 50 e o Gerador 10	80
Gráfico 22 - TUST de geração modificando-se a Carga 50 e o Gerador 20	80
Gráfico 23 - TUST de carga alterando a potência nos geradores	82
Gráfico 24 - TUST de geração alterando a potência nos geradores	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução Física das linhas de transmissão do SIN.....	22
Tabela 2 - Projeção dos valores de TUST no Brasil.....	26
Tabela 3 - Diferentes metodologias aplicadas em países	30
Tabela 4 - Valor de TUST do exemplo	56
Tabela 5 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão	66
Tabela 6 - Cenários para análise da capacidade	69
Tabela 7 - Cenários para análise da capacidade	72
Tabela 8 - Valores de carga e geração alterados.....	76
Tabela 9 - Variação de potência dos geradores.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CMCP	Custo Marginal de Curto Prazo
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAE	Conselho Nacional de Aguas
EA	Energia Assegurada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
FP	Fatores de Ponderação
ICRP	<i>Investment Cost Related Price</i>
IUEE	Imposto Único de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MICP	Método Incremental de Curto Prazo
MILP	Método Incremental de Longo Prazo
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliação e Reforço
PD	Potência Disponível
PDE	Plano Decenal de Expansão
PEPE	Programa de Estimulo a Privatizações Estaduais
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PIE	Produtor Independente de Energia
PND	Plano Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário de Térmica
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
SGC	Sistema de Gerenciamento de Congestionamento
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	HISTÓRICO.....	13
1.2	OBJETIVO.....	14
1.3	OBJETIVO ESPECÍFICO	15
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	15
2	SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	17
2.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
2.2	REFORMA DO SISTEMA ELÉTRICO.....	18
2.3	SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL.....	20
2.4	REGULAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	23
3	METODOLOGIAS TARIFÁRIAS PARA USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	28
3.1	CUSTO DO SISTEMA EXISTENTE OU EMBUTIDO	31
3.1.1	Métodos baseados em rede (<i>Network Based</i>)	32
3.1.1.1	<i>Selo Postal</i>	32
3.1.1.2	<i>Método do Caminho Contratado</i>	33
3.1.1.3	<i>Método do MW.Milha Baseado na Distância</i>	34
3.1.2	Métodos Baseados em Fluxo (<i>Flow Based</i>)	35
3.1.2.1	<i>Método do MW.Milha</i>	35
3.1.2.2	<i>Método do Módulo</i>	36
3.1.2.3	<i>Método do Contra Fluxo</i>	37
3.1.2.4	<i>Método do Fluxo Dominante</i>	38
3.1.2.5	<i>Método dos Fatores de Distribuição Generalizados</i>	39
3.2	CUSTOS INCREMENTAIS OU MARGINAIS	39
3.2.1	Método Incremental de Curto Prazo	41
3.2.2	Método Incremental de Longo Prazo	42
3.2.3	Metodologia Marginal	42
3.2.3.1	<i>Método Custo Marginal de Curto Prazo</i>	43
3.2.3.2	<i>Custo Marginal de Longo Prazo</i>	44
3.3	METODOLOGIA COMPOSTA	45
3.3.1	Metodologia Nodal	45
3.3.1.1	<i>Parcela Locacional da Tarifa</i>	47
3.3.1.2	<i>Parcela Selo da Tarifa</i>	50
3.3.1.3	<i>Critério de Despacho da Geração</i>	51
3.3.1.4	<i>Tarifa de Transmissão</i>	52
3.3.2	Contratos de Congestionamento da Transmissão	52
4	ESTUDO DE CASO: FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS E DADOSEMPREGADOS	55
4.1	PROGRAMA NODAL	57
4.2	VALIDAÇÃO DO CASO BASE	61
5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TUST: RESULTADOS OBTIDOS	64
5.1	VARIAÇÃO DE CAPACIDADE	68
5.2	VARIAÇÃO NA IMPEDÂNCIA.....	72
5.3	VARIAÇÃO DA CARGA	76

5.4	SENSIBILIDADE DA GERAÇÃO.....	81
6	CONCLUSÕES	84
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	86
	REFERÊNCIAS	87
	ANEXO A - ALGORITMO DE DESPACHO PROPORCIONAL UTILIZADO NO PROGRAMA NODAL	90
	APÊNDICE A - ARQUIVOS DE ENTRADA COM OS PARÂMETROS DO ESTUDO DE CASO PARA A SIMULAÇÃO NO PROGRAMA NODAL	91
	APÊNDICE B - FLUXO DE POTÊNCIA DAS SIMULAÇÕES	93

1 INTRODUÇÃO

1.1 HISTÓRICO

O desenvolvimento da produção de energia elétrica no Brasil começou no final do século XIX, com a atuação de pequenas empresas e governos locais em sistemas isolados e de pequeno porte. Mas a expansão deste setor se desenvolveu mais visivelmente no século XX, com grande parte do investimento sendo feito por empresas privadas estrangeiras. Esse período inicial foi marcado pela pouca regulação do estado sobre a organização vigente de geração e pequenas concessões de aproveitamento hidroelétrico (ELETROBRÁS, 2018).

Entre 1920 e 1930 houve uma mudança neste paradigma onde o estado, antes passivo, começa a ingressar no papel de regulador e investidor no sistema elétrico nacional, devido principalmente ao fenômeno do rápido crescimento industrial que ocorria no Brasil. Essa expansão perdurou até o início da década de oitenta, quando a crise mundial do petróleo e o aumento da taxa de juros fizeram com que o estado perdesse sua força e eficiência no mercado de energia.

Esse cenário de crise e o aumento das dívidas culminaram no processo de privatização do setor elétrico brasileiro, no começo da década de noventa, quando o governo transfere a responsabilidade de investimento à iniciativa privada e assume o papel de regulador e fiscalizador da atividade. O cenário verticalizado, antes imposto pelo governo, agora dá espaço à divisão das atividades do setor em: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Geração e comercialização se tornaram mercados competitivos, havendo livre concorrência entre os agentes destes segmentos. Enquanto que transmissão e distribuição passaram a ser monopólios naturais, sendo suas regras determinadas e fiscalizadas pelo agente regulador competente (GARCIA, 2011).

A Rede Básica de transmissão desempenha o papel fundamental de transferir a energia dos pontos de geração aos consumidores, de maneira eficiente e racional, visando seu livre acesso (Lei nº 9.054/1995). Sua atividade é exercida mediante a licitação, e conseqüentemente a concessão na modalidade de leilão. As empresas vencedoras dos leilões são então responsáveis pela construção, operação e manutenção da estrutura de transmissão.

Para que o processo de desverticalização fosse efetivo foi necessário assegurar o ressarcimento dos investimentos providos na área de transmissão. Isso foi feito através da Receita Anual Permitida (RAP) rateando os custos da transmissão entre os diferentes agentes do sistema. A arrecadação desta receita surge através de diferentes tipos de tarifas de energia, condizentes com os serviços prestados no sistema elétrico nacional. Dentro deste novo regime tarifário foi criada a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), utilizada para o retorno dos custos provindos da construção e manutenção da Rede Básica de Transmissão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu a inserção da TUST a partir da Resolução 281/99, onde foi utilizada a metodologia nodal como ferramenta para o cálculo dos custos de rateio da rede básica de transmissão. Este método, tem como objetivo repercutir o custo marginal da expansão de longo prazo do sistema de transmissão, a partir da influência de cada usuário da rede e sua localização geográfica (SOARES, 2009).

No Brasil, de acordo com a ANEEL, o valor repassado para as empresas do setor de transmissão de energia no período de 2016-2017 totaliza 23,7 bilhões de reais, sendo referente à RAP. Com um orçamento expressivo como esse, é necessário que as tarifas e os sinais econômicos do método estejam de acordo com os custos dos investidores e as filosofias de custo mínimo para a operação e expansão do sistema, a fim de trazer equidade aos diferentes agentes do sistema.

1.2 OBJETIVO

Para o contínuo investimento e expansão no sistema de transmissão é necessário que o repasse das tarifas funcione de forma apropriada e que o sinal locacional reflita o verdadeiro uso da rede elétrica. Ou seja, que as áreas com menor concentração de carga ofereçam uma tarifa mais atraente para novos consumidores, por exemplo, seguindo a filosofia de crescimento com custo mínimo.

Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo analisar o impacto da metodologia nodal na TUST, verificando a sensibilidade de diferentes elementos que influenciam o seu cálculo, tais como: topologia da rede elétrica, carga, geração, impedância e capacidade das linhas. Para que possa ser traçado o comportamento da tarifa, perante a variação dos elementos citados, a validação de um estudo de caso

é empreendida. Nas simulações é empregado o *software* Nodal, programa oficial utilizado pela ANEEL para cálculos da TUST.

Paralelamente é realizada uma revisão bibliográfica de outros métodos de tarifação dos sistemas de transmissão. São abordados métodos clássicos e novos utilizados nos rateios de tarifas em diferentes países, sendo salientadas suas vantagens e carências. Por fim, um aprofundamento da metodologia nodal é empreendido, sendo detalhados o seu equacionamento e a sua aplicação junto às características do sistema elétrico brasileiro.

1.3 OBJETIVO ESPECÍFICO

A partir dos resultados da análise de sensibilidade, são avaliados os pontos positivos e negativos encontrados na metodologia nodal, bem como sua resposta às modificações causadas nos parâmetros elétricos. Assim, pode-se obter um maior entendimento da metodologia, e de seus sinais econômicos para o mercado de energia, contribuindo para uma maior transparência do sistema tarifário brasileiro.

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O capítulo 1 procura situar o tema abordado na dissertação, apresentando uma breve descrição histórica do desenvolvimento do setor de energia elétrica no Brasil junto com a evolução da regulação do sistema de transmissão, suas tarifas e receitas.

No capítulo 2, apresentam-se características do sistema elétrico brasileiro, com foco no segmento de transmissão de energia, seus agentes e as tarifas aplicadas neste setor, em específico a TUST.

O capítulo 3 aborda os diferentes métodos utilizados na alocação dos custos do sistema de transmissão, seus aspectos técnicos, e a comparação entre eles. Uma descrição mais detalhada do método nodal e seu programa de cálculo utilizado no Brasil é realizada.

O capítulo 4 traz a validação de um estudo de caso utilizando o programa Nodal para sua simulação, em conjunto com uma análise qualitativa dos resultados e modificações do estudo.

O capítulo 5 apresenta a simulação dos diferentes parâmetros utilizados no cálculo nodal e o impacto de suas modificações nos resultados de TUST para cada cenário.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões finais acerca do trabalho e propostas futuras para possíveis estudos e desenvolvimentos.

2 SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O começo da energia elétrica no Brasil ocorreu com o desenvolvimento da cultura cafeeira, a qual seus lucros impulsionaram o desenvolvimento das cidades e favoreceram o início do uso dessa energia. Seu primeiro uso foi para a iluminação, em 1879. Em 1883 foram construídas as primeiras centrais termelétrica e hidrelétricas do Brasil, dando início a utilização de energia elétrica como força motriz para o transporte público de bondes e o abastecimento de indústrias têxteis e de minérios. Esse primeiro período de evolução da eletricidade é marcado pela atuação de empresas estrangeiras no Brasil, exercendo monopólio nacional com pouca regulamentação do estado sobre o mercado de energia (NERY, 2012).

A partir de 1930 os benefícios da energia elétrica se tornam comum ao modo de vida da população brasileira, além de um bem necessário para o desenvolvimento industrial do país. Com o Presidente Getúlio Vargas, pela primeira vez o governo começa a agir em direção a uma política de regulação dos setores de água e energia elétrica, culminando no Código das Águas (Decreto n 24.643) em 1934. Esse aumento da influência começa a atingir a indústria de energia, com a criação do Conselho Nacional de Aguas (CNAE) em 1939, quando o Estado começa a comandar a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica além da supervisão e fixação das tarifas (CARVALHO, 2002).

O início da década de 70 foi conhecido como “Milagre Brasileiro”, devido ao forte investimento do Estado na infraestrutura nacional, em especial no sistema elétrico de potência com grandes obras de hidrelétricas como Itaipu. Grande parte destes investimentos foi feito com capitais externos, sendo assim o governo estabeleceu a Lei nº 5655/1971 com a intenção de inserir uma taxa de retorno entre 10 e 12% sobre o custo de investimento inicial das empresas. Entretanto as diferenças regionais ocasionaram grandes variações nos custos da geração e distribuição de energia e conseqüentemente nos preços de suas tarifas, fazendo com que o estado crie a tarifa equalizada, em 1974. Essa tarifa transfere a arrecadação de empresas com superávits para as deficitárias, forçando uma tarifa única em todo o território (MEDEIROS; LIMA, 2011).

A crise mundial do petróleo entre 1973 e 1979, em conjunto com o aumento da taxa de juros do mercado externo, contribuiu na desaceleração do crescimento econômico do início da década. A ineficiência das autoridades brasileiras frente à crise resultou no aumento desenfreado da inflação e da dívida externa. Na tentativa de remediar a situação o governo extinguiu o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE) e começou a utilizar a tarifa de energia como política monetária para o controle dos valores de inflação, com o barateamento constante dos seus valores reais. A diminuição da receita arrecadada acabou interrompendo o fluxo de financiamento da expansão do sistema elétrico e aumentando a ineficiência por parte das concessionárias, logo a falta de energia começou a se torna uma realidade (ALBUQUERQUE, 2008).

Durante o mesmo período da crise, o papel do estado como principal investidor no setor elétrico começa a ser revisto em diversos países, inclusive no Brasil. Essa nova premissa apresenta o estado apenas como regulador e fiscalizador do sistema, repassando a responsabilidade de investimentos e expansão à iniciativa privada. A abertura do setor ao mercado livre começa nos anos de 1990 com grandes projetos de privatizações e regulamentações por parte do governo, dando origem ao mercado de energia elétrica atual.

2.2 REFORMA DO SISTEMA ELÉTRICO

O fim do monopólio estatal começou na década de 90 com o objetivo de reformular o setor elétrico nacional e introduzir o mercado competitivo na indústria de energia elétrica, através da iniciativa privada. Essa reestruturação passava por três metas bem definidas pelo governo: equacionar o déficit público fiscal com venda de ativos, restaurar os investimentos na expansão e aumentar a eficiência do sistema elétrico.

As privatizações iniciaram com a implementação do Plano Nacional de Desestatização (PND) e o Programa de Estímulos às Privatizações Estaduais (PEPE), incentivando a venda das concessionárias federais e estaduais. O novo modelo desvincula com a estrutura verticalizada do estado para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia, sendo as empresas de geração e comercialização alocadas no mercado competitivo mediante a livre contratação

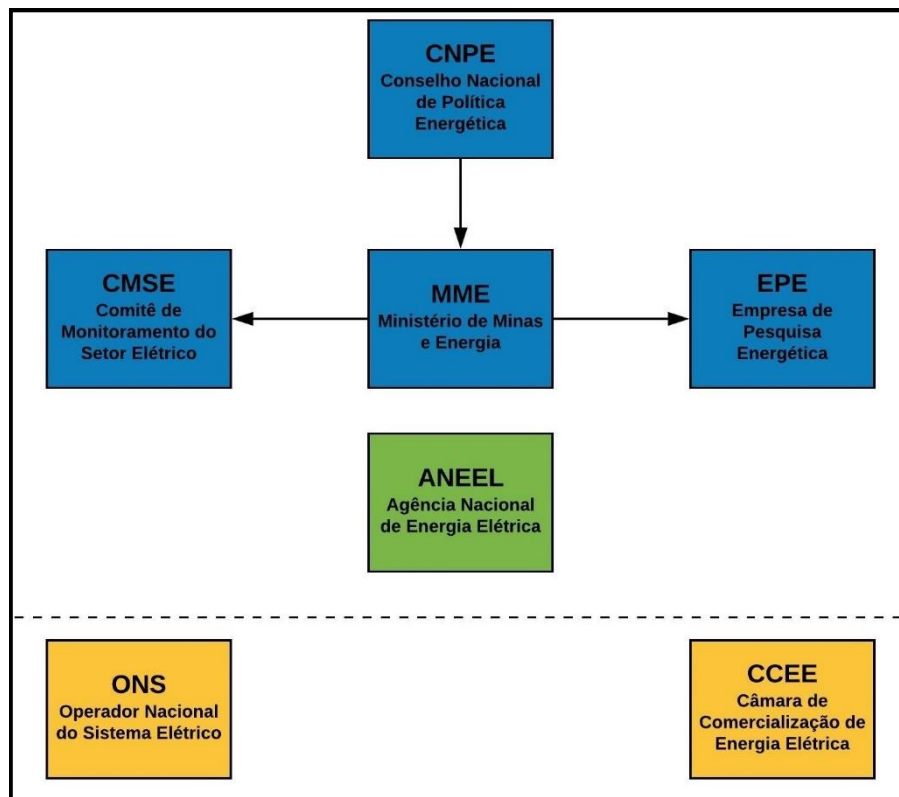
enquanto a transmissão e distribuição foram mantidas sobre maior regulação, por serem monopólios naturais.

A parte legislativa foi marcada por diferentes leis em favor da abertura ao mercado. Entre elas a Lei Elizeu Rezende (nº 8.631/93) que modifica a tarifa de energia, eliminando a equalização tarifária e torna obrigatório o contrato de suprimento entre geradores e distribuidores de energia. Em 1995 foi criada a Lei Geral de Concessões (nº 9.074/95), que garante o direito de livre acesso a rede de distribuição e transmissão para qualquer consumidor. (TOLMASQUIM, 2015).

A regulação do sistema começou a ser geridas por diferentes instituições criadas pelo estado com diferentes competências para cada setor do sistema elétrico. Em 1996, a lei nº 9427 deu origem a uma das principais instituições de regulação, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia sob regime especial, com finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as diretrizes e políticas do governo federal. A partir dessa época começam a surgir estruturas específicas no setor sendo importante citar: Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação técnica do sistema; Mercado Atacadista de Energia (MAE), para operar a compra e venda de energia (TOMIYAMA, 2012).

Outras instituições foram criadas com o objetivo de planejar e vigiar o setor elétrico como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com foco no planejamento de longo prazo do setor elétrico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), avaliando constantemente o suprimento de energia no país além de substituir a MAE com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encarregada da administração de contratos de venda e compra de energia elétrica e sua contabilização (NERY, 2012). A Figura 1 apresenta o diagrama de hierarquia das instituições citadas acima.

Figura 1 - Organização do setor elétrico brasileiro



Fonte: Adaptado site Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (site www.ccee.org.br).

2.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL

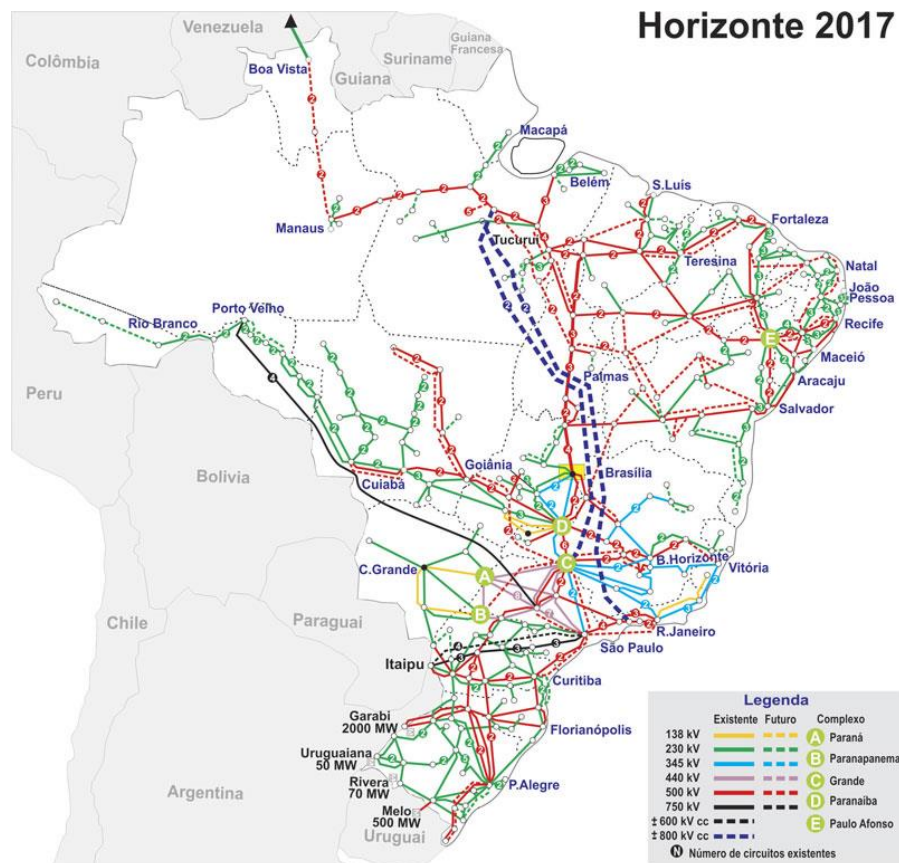
O desenvolvimento de um país pode ser avaliado através do acesso da população a serviços básicos de infraestrutura como saneamento, transporte, telecomunicações, saúde e energia. No caso do brasileiro podemos afirmar que um dos serviços mais bem desenvolvidos é da energia, a qual de acordo com a ANEEL em torno de 95% da população possui acesso a rede elétrica (KELMAN, 2008).

A indústria energética do país possui características únicas devido a suas dimensões continentais e um sistema hidro-termo-eólico, com predominância de usinas hidrelétricas de grande porte. Muitas dessas usinas se situam em rios no interior, sendo necessária uma grande rede de transmissão para levar essa energia até os centros consumidores localizados próximos de regiões costeiras. Essa malha de transporte é chamada de Sistema Interligado Nacional (SIN) e engloba quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Essa interconexão de sistemas propicia a transferência de energia de diferentes regiões explorando os diferentes regimes hidrológicos das bacias, distribuindo a energia no caso de excedente ou escassez. Essa maior maleabilidade permite reduzir os custos operativos, minimizando a produção de energia a partir de termelétricas sempre que houver condições hidrológicas favoráveis além do aumento da segurança de abastecimento de energia.

A classificação das diferentes estruturas do sistema de transmissão foi estabelecida com a Resolução Normativa Aneel nº 67 em 2004, sendo nomeadas Rede Básica (RB). O grupo de equipamentos que integram essa rede são: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação com tensão maior ou igual a 230 kV. As ligações internacionais são classificadas separadamente, mas recebem o mesmo tratamento técnico e comercial. A Figura 2 apresenta o SIN e os diferentes níveis de tensão encontrados em sua estrutura.

Figura 2 - Sistema interligado Nacional



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS).

A coordenação e controle do SIN é feita de forma centralizada pelo ONS com o objetivo de garantir a segurança e a otimização dos recursos eletroenergéticos nacionais, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O planejamento de expansão do sistema de transmissão é realizado através de estudos em conjunto da Empresa de Pesquisa Energética e pelo ONS, resultando em planos como o Programa de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Ambos os estudos têm como finalidade indicar o melhor custo benefício para obras de linhas de transmissão e subestações a partir dos aspectos técnicos e econômicos.

De acordo com dados do ONS de 2016, o sistema de transmissão apresenta uma extensão de 134.765 km, e seu planejamento de expansão ocorre de acordo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). O PDE do ano de 2016 apresenta a projeção da evolução física do sistema para o período de 2017-2026, o qual atinge cerca de R\$ 119 bilhões, sendo R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Esses montantes contemplam as obras referenciais relativas ao Bipolo Graça Aranha – Silvânia, previstas para a expansão da interligação Norte/Nordeste – Sudeste com vista a antecipar uma maior folga para expansões futuras de geração nas regiões N/NE, bem como proporcionar maior segurança eletroenergética ao sistema interligado.

Tabela 1 - Evolução Física das linhas de transmissão do SIN

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	[km]							
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.748	10.320	55.820	134.956
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	61.884
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	32.276
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	29.608
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	196.839

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia, PDE 2026.

2.4 REGULAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

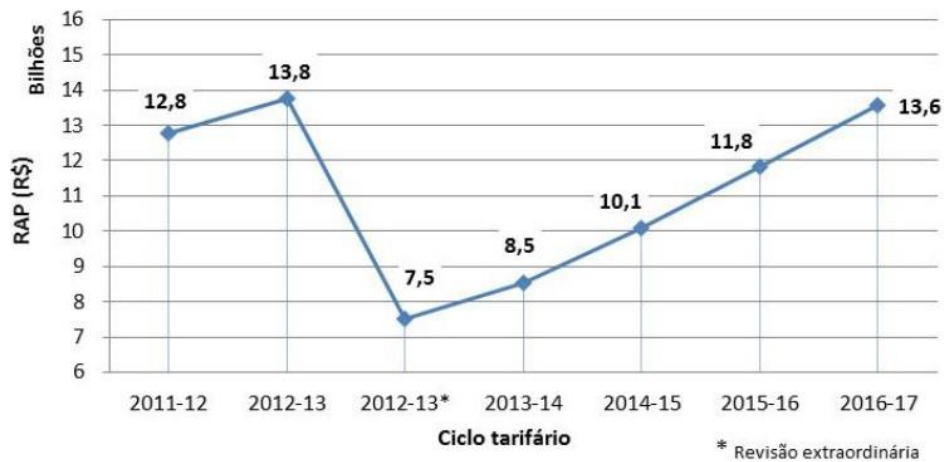
Para que as empresas de transmissão de energia possam atuar no setor é necessário primeiro a licitação do serviço, na modalidade leilão, e conseqüentemente a concessão mediante ao contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST). A empresa vitoriosa tem o compromisso da construção, operação e manutenção da estrutura de transmissão assumida em contrato, segundo regras operativas do ONS e ANEEL.

Por se tratar de um monopólio natural, a receita das empresas de transmissão provém do montante repassado pelo governo em forma de contratos fixos, levando em conta os custos do sistema, sem existir a formação de preços por oferta e demanda como é o caso do mercado livre de comercialização de energia (CPFL; GESEL, 2015). Os custos da estrutura de transmissão podem ser divididos em:

- **Custo de Investimento:** equivale ao valor aplicado na construção e execução da estrutura de transmissão como de projeto, equipamentos, licenciamento ambiental. Representa a maior parte dos custos para os investidores.
- **Custo de Operação:** envolve o gasto com operação e manutenção dos equipamentos de transmissão levando em conta mão de obra especializada, reposição de peças, monitoramento, etc.

A remuneração por este serviço ocorre através da Receita Anual Permitida (RAP) aos concessionários e autorizados, de acordo com o contrato celebrado. O custeio desta receita é repartido na metade, sendo 50 % pagos pelo segmento de geração e os outros 50 % pelo segmento de consumo, envolvendo todos os usuários da rede básica. Os valores de RAP variam de acordo com o momento econômico e os recursos necessários para geração de energia, a Figura 3 apresenta um histórico dos valores da RAP no país.

Figura 3 - Evolução da RAP 2012-2016



Fonte: Nota Técnica 336 (ANEEL, 2016).

De acordo com Alice Helena (2012), esse valor pode ser alterado dependendo de cada ciclo tarifário para que o somatório dos encargos seja suficiente para remunerar os serviços de transmissão, sendo assim a RAP é composta por:

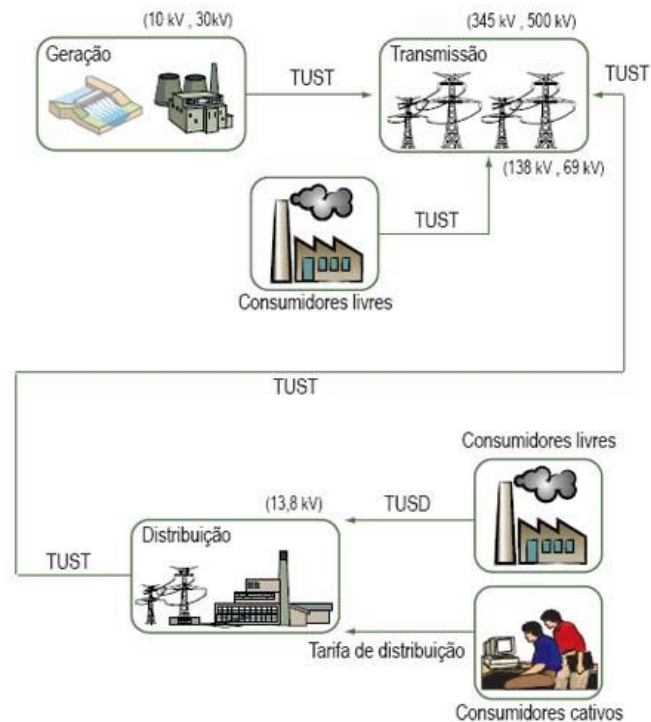
- Receitas anuais permitidas das transmissoras do ciclo tarifários anterior atualizadas pelo índice de correção monetária especificado em cada contrato
- Parcela de ajuste com a diferença entre a RAP do ciclo tarifários anterior e o montante efetivamente apurado do mesmo ciclo
- Previsão de receita para pagamento das novas obras do período
- Orçamento do ONS para o novo ciclo

Antes da reforma do setor elétrico, o Brasil apresentava uma tarifa equalizada definida pelo nível de tensão sendo calculada a partir do custo incremental médio. No modelo atual foram atribuídas tarifas de acordo com o serviço específico prestado ao sistema elétrico, no caso da transmissão de energia foi a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), com objetivo principal de ratear os valores da RAP entre os consumidores levando em consideração informações como a localização do consumidor e seu impacto na rede além de fatores técnicos atrelados a suas estruturas.

Essa tarifa é constituída de duas parcelas: TUST Rede Básica (TUSTrb), parcela paga por todos os usuários da rede básica; TUST Fronteira (TUSTfr), parcela paga pelas instalações de fronteira da rede básica. A Tarifa de Uso do Sistema de

Distribuição (TUSD) trata da remuneração do setor de distribuição, portanto não entra no cálculo da tarifa de transmissão (MEDEIROS; LIMA, 2011). A Figura 4 apresenta a responsabilidade de usuários para com a TUST de acordo com a política da ANEEL.

Figura 4 - Relação entre agentes e consumidores com a TUST



Fonte: Caderno Temático ANEEL.

Para o cálculo da TUST foi necessário escolher uma metodologia de alocação com objetivos claros como: assegurar tratamento igual a todos os usuários da rede, garantir a cobertura dos custos e para estimular novos investimentos e induzir o uso racional e eficiente do sistema. Com essa prerrogativa foi criada a Resolução ANEEL nº 281/99, na qual estabeleceu a Metodologia Nodal, utilizada na Inglaterra, para o cálculo da tarifa do sistema de transmissão, mais tarde aperfeiçoada com a Resolução ANEEL nº 282/99, 117/04 e 118/04 inserindo alguns parâmetros e critérios nos seus cálculos. De acordo com a (ANEEL, 2005) a metodologia Nodal pode ser descrita como:

Essa metodologia procura atribuir tarifas que dependem da localização da carga ou geração e também das condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto, ou seja, o número de circuitos a serem percorridos para escoar uma geração ou suprir uma carga e o nível de carregamento desses circuitos que têm relação direta com a intensidade da tarifa de uso do sistema de transmissão. É por esse motivo que, por exemplo, unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm, normalmente, tarifas inferiores à média, porque aliviam o carregamento dos circuitos da região.

O período tarifário da transmissão vai de 1º de julho de cada ano até 30 de junho do ano subsequente. A data de 1º de julho é coincidente com o reajuste anual dos contratos de concessão da transmissão, quando são reajustadas as receitas anuais permitidas, que as transmissoras recebem para prestar o serviço de transmissão. O valor de RAP do ciclo 2017-2018, obtido através da ANEEL, foi de R\$ 19,82 bilhões, conforme o disposto na Resolução Homologatória nº 2.259/2017 e seus anexos.

Os encargos de TUST são moldados através dos contratos que envolvem a injeção ou retirada do valor de potência, em MW, denominado Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), sendo seu valor medido em R\$/MW e pagos mensalmente, independentemente da energia ter sido gerada ou consumida (COSTA; SILVA, 2017). Um exemplo dos valores de TUST de carga e geração estimados para 2020 e 2026 podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2 - Projeção dos valores de TUST no Brasil

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2020	Ano 2026	Ano 2020	Ano 2026
Sul	5.311	9.297	8.331	14.478
SE/CO	6.222	10.644	7.723	13.444
Nordeste	5.205	8.812	8.437	14.963
Norte	4.804	8.485	8.838	15.290

Fonte: EPE (2016).

Observando os valores acima pode-se destacar um aumento em ambas as tarifas para todas as regiões, chegando a acréscimos de 76% no caso da TUST de geração da região Sudeste/Centro-Oeste e 77% para TUST de carga da região Nordeste. Essa variação tem impacto direto no planejamento do sistema de

transmissão e seus usuários, sendo necessário cada vez mais um estudo minucioso na escolha de lugares para a instalação de novas usinas e consumidores industriais.

O detalhamento matemático da metodologia nodal é apresentado no capítulo seguinte, em conjunto com outros métodos utilizados na tarifação do sistema de transmissão de outros países. Assim como o software brasileiro NODAL, utilizado no cálculo das tarifas, e seus parâmetros necessários para as simulações.

3 METODOLOGIAS TARIFÁRIAS PARA USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O principal objetivo de qualquer método de alocação de valores para a transmissão é recuperar o custo desse sistema (investimento, operação e manutenção) mais algum lucro, ou seja, os métodos de tarifação são processos gerais de tradução de custos de transmissão para as taxas globais de transmissão de energia elétrica (MURALI; KUMARI; SYDULU, 2013a).

Os preços devem sinalizar os custos de utilização do sistema de transmissão através de uma mensagem clara e simples para que seus usuários possam entender, além de apresentar regulações governamentais de controle destes valores devido a característica de monopólio do setor de transmissão. Nesse sentido as metodologias devem atender a diferentes princípios que podem ser observados em GREEN (1997) e LIMA (2007), podendo destacar alguns destes requisitos básicos:

- Transparência e simplicidade no rateio de custos visando a estabilidade e menor volatilidade do mercado de transmissão, além de permitir a estipulação de valores por parte dos usuários;
- Neutralidade entre todos os agentes da rede, não permitindo tratamento diferenciado entre novos usuários ou geradores, repassando os custos de acordo com os serviços por eles prestados;
- Compensação adequada das empresas do setor para a manutenção, operação e expansão do sistema de transmissão;
- Transmitir sinais econômicos conforme a localização geográfica dos usuários da rede, de uma maneira que induza a utilização racional e eficiente do sistema de transmissão, minimizando os investimentos em expansão.

Grande parte dos métodos de divisão dos custos observa aspectos como nível de utilização da capacidade de transporte de energia, em linhas e transformadores, e o custo unitário de cada estrutura que compõe o sistema elétrico de transmissão. O valor de demanda transmitida na linha geralmente pode ser obtido através de simulações de fluxo de potência na rede com diferentes cenários de carga e geração no sistema, enquanto que a receita para expansão do sistema e seus equipamentos pode ser determinada através dos custos marginais (LIMA, 2007).

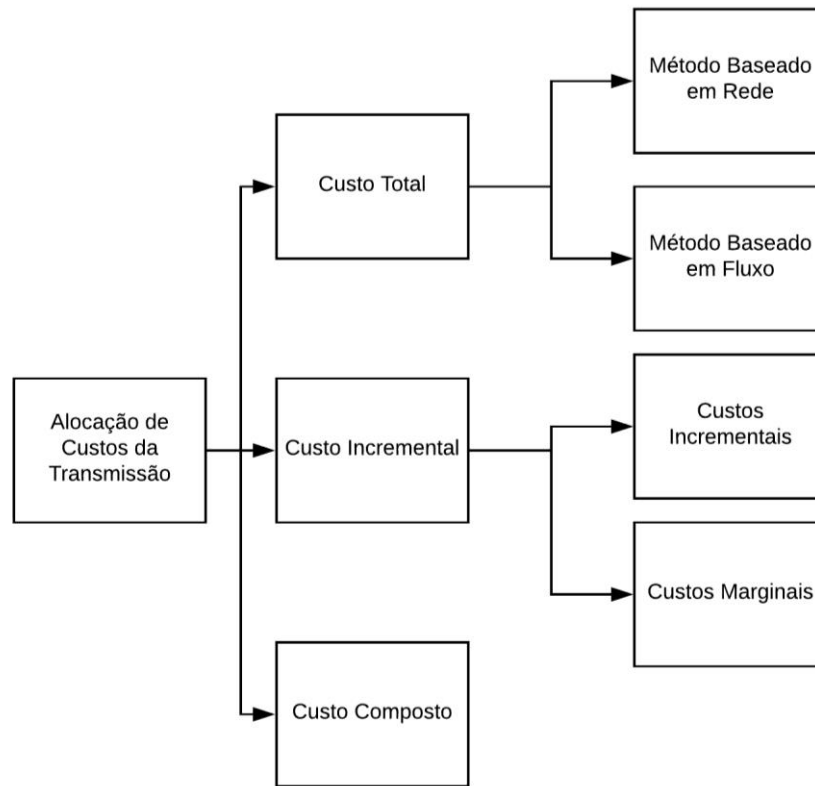
A classificação dos métodos de alocação de custo da transmissão pode ser feita através de três paradigmas diferentes: Custo do Sistema Existente ou Custo Embutido (*Rolled-In ou Embedded Pricing Method*), Custo Incremental (*Incremental Pricing Method*), Custo Composto Embutido/Incremental (*Composite Embedded/Incremental Method*). O maior detalhamento de cada paradigma será apresentado abaixo em conjunto com os métodos derivados de suas diretrizes e especificações matemáticas (MURALI; KUMARI; SYDULU, 2012).

Para cada método encontrado na literatura existem diferentes características específicas que podem vir a torná-lo simples ou complexo. As metodologias simples geralmente estão atreladas a menor discriminação no valor final da tarifa. A relação inversa ocorre com métodos mais complexo, ou seja, uma maior transparência nos valores atrelados a cada componente, além de uma melhor sinalização locacional para expansão da rede e sua eficiência. Entretanto a simplicidade acaba sendo o fator dominante no setor de diversos países, especialmente pela facilidade de implementação e o menor custo computacional (SARAIVA; SILVA; LEÃO, 2002).

Existem diversos outros métodos utilizando os paradigmas apresentados, entretanto grande parte deles são construídos a partir de especificidades do sistema elétrico existente, localização ou mesmo o mercado de energia de uma determinada região. Sendo assim o capítulo apresenta as metodologias clássicas e gerais que podem ser aplicadas a diferentes características e os parâmetros matemáticos necessários para o cálculo dos valores de alocação, com uma breve descrição de suas vantagens e desvantagens. A Figura 5 apresenta a classificação dos diferentes paradigmas para a solução do problema de precificação do sistema de transmissão de energia, enquanto a Tabela 3 exhibe suas utilizações no mercado de diferentes países.

No caso do sistema ERCOT, existe um problema envolvendo os valores negativos de tarifas em diferentes partes de sua rede. Esses valores ocorrem devido a sua metodologia ser suscetível as modificações em conjunto com uma imensa introdução de energia eólica no estado. A introdução desse tipo de geração no estado do Texas não levou em conta certos aspectos da metodologia de cálculo, acarretando cada vez mais em preços menores para produção de energia. (William Steel, 2015)

Figura 5 - Diferentes Paradigmas de Alocação de Custos



Fonte: Autor.

Tabela 3 - Diferentes metodologias aplicadas em países

Países	Metodologias
Argentina	Tarifação Nodal
Bolívia	Tarifação Nodal
Chile	Tarifação Nodal, baseada em Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP)
Colômbia	Tarifação Nodal, baseada em Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP)
Peru	Tarifa Selo
EUA (Califórnia)	Tarifação zonal com encargo pelo congestionamento
EUA (ERCOT ¹)	Tarifa selo (70%) e MW-milha (30%)
Austrália	Tarifa Selo e encargo zonal para congestionamento
Inglaterra	Tarifa nodal, sinal locacional baseado em CMLP junto com Parcela Selo
Noruega	Tarifa selo e encargo nodal, baseado em CMCP no congestionamento

Fonte: Adaptado de Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil, Alice Helena França de Azevedo, 2012.

¹ Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) foi o primeiro operador de sistema independente dos EUA, criado em 1970 para gerenciar o fluxo de energia elétrica nas interconexões do estado do Texas.

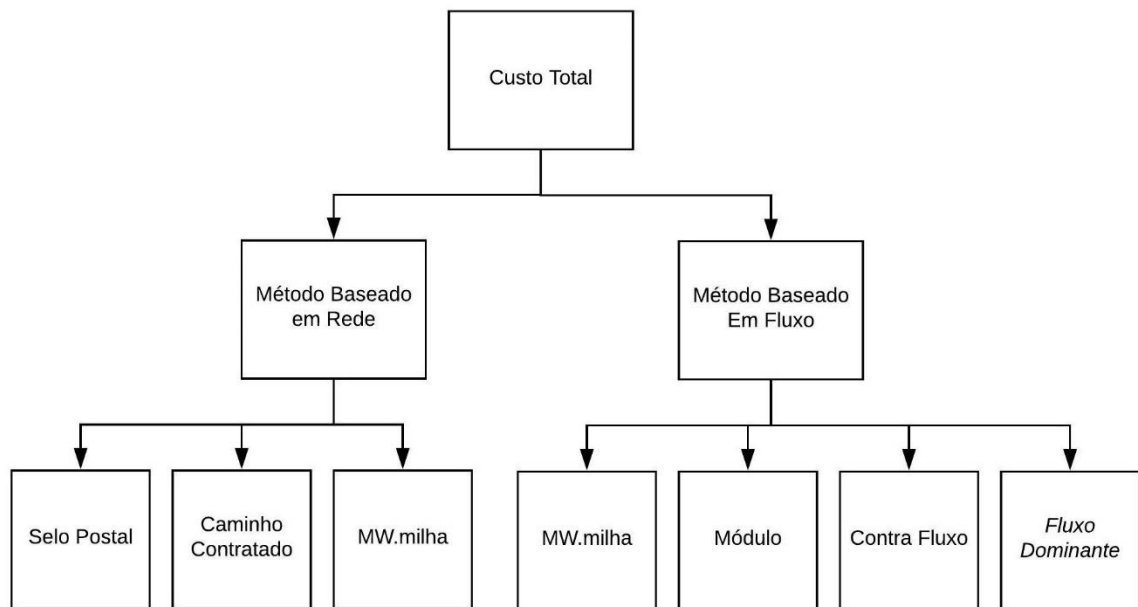
3.1 CUSTO DO SISTEMA EXISTENTE OU EMBUTIDO

Grande parte destes métodos surgiu nos Estados Unidos da América a partir das transações de compra e venda de energia entre empresas, as quais necessitavam da rede de uma terceira companhia, a esse processo se deu o nome de “*Wheeling*”. O valor cobrado por essa transmissão era medido pelo grau de utilização da estrutura, linhas e transformadores, levando esse mercado a se organizar através de contratos fixos de demanda por períodos e utilizar parâmetros elétricos nas formulações matemáticas das metodologias (SARAIVA; SILVA; LEÃO, 2002).

Em geral esse tipo de metodologia transforma todos os custos relativos ao sistema de transmissão em único valor para ser rateado entre os usuários da rede, onde sua aplicação e implementação computacional é relativamente simples. A forma de rateio desse valor pode ser categorizada em duas classificações: Baseado em Rede (*Network Based*) ou Baseado em Fluxo (*Flux Based*). O método Baseado em Rede corresponde a forma mais geral e simples da formação da tarifa, dependendo apenas da estrutura do sistema de transmissão, onde seu custo completo é dividido entre todos os agentes de forma praticamente igual. A metodologia Baseada em Fluxo, como o próprio nome sugere, procura alocar o custo de cada usuário utilizando ferramentas para o cálculo do fluxo de potência ativa na rede elétrica junto com o caminho e a distância por onde a energia trafega, sendo o valor pago proporcional ao uso do sistema de transmissão (PAN; TEKLU; RAHMAN, 2001).

Entretanto, esse modelo é muito criticado devido à falta de um embasamento econômico consistente, principalmente no que se refere à emissão de sinais econômicos. A Figura 6 apresenta um resumo dos diferentes métodos, sendo que o método do MW.milha pode ser utilizado em ambos os paradigmas através de mudanças no seu cálculo.

Figura 6 - Métodos de Custo Total do Sistema



Fonte: Adaptado de Murali (2013).

3.1.1 Métodos baseados em rede (*Network Based*)

3.1.1.1 Selo Postal

A metodologia do Selo Postal (*Postage Stamp*) representa a forma mais simples e comum para a tarifação do sistema de transmissão. Este método supõe que todo o sistema de transmissão é afetado igualmente pela injeção ou retirada de potência pelos seus usuários, não levando em consideração a localização e distância da operação. Para o cálculo da taxa chamada de selo postal é necessário obter o valor total do sistema de transmissão e suas operações e dividi-lo pela potência total do sistema de uma determinada zona. Essa taxa é mais tarde utilizada para o cálculo da tarifa de cada agente. Sendo assim, a taxa do selo postal pode ser calculada a partir da equação 1 (YU; DAVID, 1997).

$$TS = \frac{CT}{P_{Total}} \quad (1)$$

Onde:

- TS - Taxa ou Selo a pagar para cada transição utilizando essa rede (R\$/MW);
- CT - Custo total do sistema de transmissão e seus encargos em reais (R\$);
- P_{Total} - Potência total do sistema para uma determinada área (MW).

A tarifa final é composta pelo selo postal multiplicado pelo impacto do cliente na rede elétrica, seja gerador ou consumidor, traduzindo o valor de utilização do sistema. O cálculo final da tarifa pode ser observado em 2.

$$TF = TS * P_u = CT * \frac{P_u}{P_{total}} \quad (2)$$

Onde:

- TF - Tarifa Final do cliente (R\$);
- P_u - Potência do Usuário na rede, seja injetando ou retirando potência (MW).

Esse método tem como maior vantagem a sua simplicidade de implementação, tanto do ponto de vista técnico como administrativo, e a remuneração completa dos custos do sistema para as empresas prestadoras desse serviço. Entretanto, existem diversas desvantagens, tal como a sinalização econômica incorreta, pois o método não leva em consideração as distâncias elétricas e características físicas e de operação do sistema em seus cálculos. Isso implica em menor eficiência e racionalidade no sistema, onde os produtores mais próximos a cargas são desfavorecidos, subsidiando os mais afastados (SANTOS, 2017).

3.1.1.2 Método do Caminho Contratado

Esse método consiste em uma particularização do método do Selo Postal. O Caminho Contratado (*Contract Path Method*) insere um contrato fictício entre os usuários da rede baseado na estimativa da trajetória para o fluxo de potência entre os pontos de injeção e retirada de energia no sistema elétrico de transmissão. Esse contrato determina a rota mais curta formada pelas estruturas de transmissão para o

transporte da energia entre os agentes, entretanto esse caminho virtual não leva em consideração o cálculo real de fluxo de potência do circuito.

Uma vez que o caminho foi escolhido seus operadores devem determinar o quanto o impacto da transação afeta seu sistema, para que o cálculo da sua remuneração. Embora as partes contratantes saibam que a energia será dividida em vários caminhos paralelos, eles calculam os preços de um único caminho. O custo resultante pode ser observado em 3.

$$TF_j = \sum_{k=1}^n C_k * \frac{P_{jk}}{P_{TotalK}} \quad (3)$$

Onde:

- TF_j - Tarifa Final do cliente para transação j (R\$);
- C_k - Custo do ramo k ;
- P_{jk} - Medida de uso da trajetória adotada j no componente k ;
- P_{TotalK} - Valor total de potência suportada pelo componente k ;
- n – Número de componentes do caminho utilizado.

A simplicidade de implementação continua a ser uma das vantagens do método do Caminho Contratado, sendo uma pequena evolução do selo postal. Entretanto a escolha da trajetória do fluxo de potência não leva em conta simulações reais ou estudos técnicos e como consequência gerando sinais econômicos incorretos além de falha em remunerar corretamente os componentes utilizados para a transação do caminho estimado, não cobrindo o custo total da companhia envolvida.

3.1.1.3 Método do MW.Milha Baseado na Distância

Considerado o método de transição entre os métodos de custo da rede e de fluxos de potência. O método MW.milha baseado na distância avalia a transição de cada usuário de acordo com a quantidade de energia transacionada e a distância geográfica entre a fonte geradora e o consumidor final. Essa versão do método implica que cada transação apresenta um custo dado por 4.

$$TF_j = CT * \frac{P_j * X_j}{\sum_t P_t * X_t} \quad (4)$$

Onde:

- TF_j - Tarifa final para a transação j (R\$);
- CT - Custo Total do sistema de transmissão (R\$);
- $P_j * X_j$ - Potência da transação (MW) multiplicada pela distância associada a transação (milhas);
- $P_t * X_t$ - Número total de MW.milha a distribuir pelos diversos agentes do sistema.

Na prática não existe relação fixa entre a distância geográfica e os custos reais para a transação de energia, devido a topologia em malha da rede elétrica. No caso de uma rede com topologia radial, o sinal econômico favoreceria a instalação de geradores próximos a carga e vice-versa. Esse método funciona como uma versão mais detalhada do método caminho contratado e não leva em conta nenhum fluxo real de energia.

3.1.2 Métodos Baseados em Fluxo (*Flow Based*)

3.1.2.1 Método do MW.Milha

Este método corresponde a uma segunda versão do MW.milha, inserindo o comportamento físico do sistema de transmissão nos cálculos da tarifa. Esse aperfeiçoamento técnico leva em consideração o cálculo do fluxo de potência do sistema, bem como as características de geração e carga de cada usuário. O cálculo do custo parte da proporção utilizada em cada elemento da rede para a transação de energia, utilizando normalmente o método de fluxo de potência linearizado. O valor do impacto do fluxo de cada agente é multiplicado pela distância elétrica entre a fonte e o consumidor, formando o preço final como pode ser visto em 5 (MURALI, 2012).

$$TF_j = \sum_{k=1}^n C_k * \frac{F_k(j)}{P_k} \quad (5)$$

Onde:

- TF_j - Tarifa Final para a transação j (R\$);
- C_k - Custo da instalação de transmissão k por unidade de comprimento;
- $F_k(j)$ - Fluxo de potência no componente k causado pela transação j ;
- P_k - Capacidade máxima de transmissão no ramo k ;
- n – Representa o número total de componentes cujo custo C_k será distribuído pela transação.

Esse método tem como sua maior vantagem o fornecimento de um sinal econômico mais eficiente, devido especialmente ao cálculo do fluxo de potência e inserção das condições de operação da rede elétrica. Entretanto, como o fluxo utilizado pelo usuário normalmente fica abaixo da capacidade máxima de transmissão da linha, o valor repassado a empresa não recupera todo o custo do sistema. Isso demonstra que o método aloca os custos focando apenas no fluxo da transação e não na reserva total da capacidade de transmissão do sistema.

3.1.2.2 Método do Módulo

A finalidade do Método do Módulo é solucionar o problema da remuneração completa do sistema de transmissão. A resposta proposta pelo método utiliza os mesmos estudos de fluxo de potência da rede. Entretanto, para garantir o ressarcimento do custo total do sistema se substitui a capacidade completa do circuito pela soma dos valores absolutos dos fluxos causados pela transação de todos os agentes sobre aquele trecho da rede, como pode ser observado em 6.

$$TF_j = \sum_{k=1}^n C_k * \frac{|F_k(j)|}{\sum_{s=1}^{N_s} |F_k(s)|} \quad (6)$$

Onde:

- TF_j - Tarifa Final para a transação j (R\$);
- C_k - Custo da instalação de transmissão k por unidade de comprimento;
- $F_k(j)$ - Fluxo de potência no circuito k causado pela transação j ;
- $F_k(s)$ - Fluxo de potência causado no circuito k pelo cliente s ;
- N_s - Número total de agentes que utilizam esse circuito.

Esse método assume que todos os agentes devem pagar pelo uso real da capacidade e pela reserva de transmissão. Essa reserva pode ser devido à necessidade de um sistema que atenda aos critérios de confiabilidade, estabilidade e segurança. Contudo, de acordo com Mesa (1996, p. 26), um usuário do sistema pode causar variações iguais em dois circuitos qualquer e receber diferentes custos para cada instalação, tornando a metodologia instável.

3.1.2.3 Método do Contra Fluxo

A utilização da rede de transmissão pode variar de acordo com a direção do fluxo de potência no sistema elétrico. O Método do Contra Fluxo (*Zero Counter Flow*) busca se beneficiar dos diferentes sentidos que as transações de energia podem tomar dentro do mesmo circuito. As contribuições que tenham sentido contrário ao trânsito de potência efetivo não são tarifadas pelo método, pois contribuem para o aumento eficiência e alívio do sistema de transmissão, adiando assim investimentos em expansão. O cálculo desta metodologia aproveita a mesma equação do método do Módulo, apenas inserindo as condições necessárias para a valorização do fluxo inverso, como pode ser visto em 7 (MURALI; KUMARI; SYDULU, 2013).

$$\begin{cases} T_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{F_k(j)}{\sum_{s=1}^{Ns} F_k(s_+)} & \text{para } F_k(j) > 0 \\ T_j = 0 & \text{para } F_k(j) \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Nesta equação, o s_+ representa os fluxos que contribuem para o sentido principal de energia e sendo contabilizados na tarifa final, enquanto os fluxos inversos não participam da conta final. O Método do Contra Fluxo proporciona remuneração total ao proprietário da transmissão, ao mesmo tempo em que incentiva os agentes a se instalarem em conexões que possam fazer a transmissão de energia seguir o fluxo contrário, sem creditar na tarifa qualquer uso da rede. Porém, a volatilidade do mercado de energia pode dar descontinuidade dos fluxos planejados dos usuários, afetando diretamente a tarifa e as condições de carregamento para os operadores de determinado circuito.

3.1.2.4 Método do Fluxo Dominante

A combinação dos métodos do Módulo e do Contra Fluxo deu origem ao Fluxo Dominante, com o objetivo eliminar ou reduzir as falhas dos métodos anteriores. Para isso a tarifa é decomposta em duas parcelas, onde a primeira parte relaciona a utilização efetiva do circuito do sistema (capacidade base) enquanto a segunda associa a capacidade disponível de reserva do circuito (capacidade adicional).

A primeira parcela se relaciona com método do Módulo e corresponde ao fluxo líquido resultante em cada circuito de transmissão, sendo seu custo associado alocado somente àqueles agentes com fluxo positivo. A capacidade base é fatorada e o custo relativo ao circuito k não corresponde ao custo total, mas sim ao valor associado a capacidade de transmissão de cada ramo k efetivo. O cálculo dessa parcela pode ser observado em 8.

$$\begin{cases} T1_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{F_k}{\bar{F}_k} \frac{F_k(j)}{\sum F_k(s_+)} & \text{para } F_k(j) > 0 \\ T_j = 0 & \text{para } F_k(j) \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

No caso da segunda parcela, se relaciona a diferença entre a capacidade realmente utilizada e capacidade total do ramo. Como todos os participantes se beneficiam da segurança e confiabilidade proporcionada por esta reserva, esta fração do custo total é alocada a todos. A expressão dos encargos utiliza o método do Módulo como base, com a particularidade que pode ser vista na equação 9.

$$T2_j = \sum_{k=1}^n C_k \frac{(\bar{F}_k - F_k)}{\bar{F}_k} \frac{|F_k(j)|}{\sum |F_k(s)|} \quad (R\$) \quad (9)$$

A qual em ambas as parcelas:

- F_k - Representa o fluxo de potência no ramo k resultante da soma das contribuições de cada transação j ;
- \bar{F}_k - Representa a capacidade total do ramo k .

A tarifa final dada pela transação j corresponde a soma das duas parcelas anteriores, resultando na equação 10.

$$TF_j = T1_j + T2_j \quad (10)$$

3.1.2.5 Método dos Fatores de Distribuição Generalizados

Os métodos com cálculo de fluxo de potência utilizam este princípio de maneira a observar o impacto que uma transação, seja de injeção ou retirada de energia, pode causar na rede elétrica. No caso dos Fatores de Distribuição esses cálculos são feitos através do fluxo de carga DC e seu impacto avaliado pelos Coeficientes de Sensibilidade. Esses fatores são usados para determinar o impacto da geração e da carga, separadamente, em um trecho da rede para a alteração unitária de potência em qualquer nó presente no sistema. A escolha de um nó referência assim como a equação de equilíbrio da potência produzidas e consumidas são necessários para o funcionamento do método.

De acordo com Kilyeni et al. (2010) esses fatores de distribuição se dividem em: Fatores de Distribuição Generalizados para Produção e Fatores de Distribuição Generalizados para Cargas. O primeiro relaciona a geração de energia em um nó para estimar contribuição de cada gerador para o fluxo em um determinado trecho. De forma similar o segundo fator relaciona a carga em um nó e sua influência para o fluxo nas linhas de transmissão.

Esse método introduz uma nova forma de alocação de custos para o mercado de energia, transferindo diferentes custos para o setor de consumo e geração do sistema elétrico sendo custo total distribuído através de uma percentagem para cada uma das classes e seus agentes. O grande desafio da metodologia se encontra na definição do barramento de referência, isso porque os cálculos dos coeficientes de sensibilidade são influenciados diretamente por esse ponto, e dependendo do sistema podem existir diversas máquinas espalhadas e com grande potencial para se tornarem o nó mais eficiente para o rateio da tarifa final.

3.2 CUSTOS INCREMENTAIS OU MARGINAIS

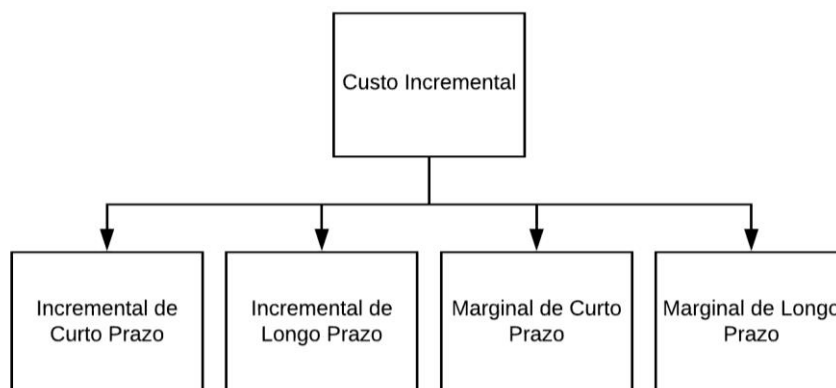
O novo paradigma introduzido pelos métodos incrementais se baseia na remuneração de custo específicos de cada agente ou transição sobre os equipamentos do sistema de transmissão. Em outras palavras o valor de rateio do setor de transmissão leva em conta o impacto causado pela variação de potência ativa nos componentes da rede, provocado pela geração ou carga do sistema. Essa

metodologia envolve dois pontos de vista distintos para o cálculo da tarifa final, intervalo de tempo e tipo de custo (VENKATESH et al., 2017).

No caso o intervalo de tempo se refere a abordagem econômica de avaliação de custos, comumente conhecido como curto prazo (*Short-Run*) e longo prazo (*Long-Term*). Para ambas as classificações não existem períodos pré-determinados, e sim uma distinção dos objetivos finais. Sendo que para o curto prazo a capacidade de transmissão é fixa e seus custos refletem apenas a operação e custos existentes do sistema, enquanto o longo prazo assume o aumento de capacidade incluindo os custos de reforço, expansão e operação da rede. O segundo ponto trata dos custos envolvidos na tarifa e podem ser classificados como custos incrementais ou marginais. O cálculo do Custo Incremental apresenta o custo completo do sistema original com inserção de diferentes valores, provindos dos cenários de transação utilizado em determinado circuito. Enquanto o Custo Marginal pode ser definido como o custo adicional incorrido pela adição de uma unidade a qualquer ponto do sistema de transmissão (KRAUSE, 2003).

As metodologias de índole incremental/marginal oferecem mais racionalidade do ponto de vista da eficiência econômica. Contudo, trazem algumas deficiências tais como a remuneração incompleta dos custos correntes, volatilidade das tarifas e elevada complexidade de implementação. Na figura 7 podemos observar as diferentes metodologias a partir do paradigma incremental.

Figura 7 - Metodologias incrementais



Fonte: Autor.

3.2.1 Método Incremental de Curto Prazo

O Método Incremental de Custo Prazo (MICP) busca a avaliação e alocação dos custos que envolvem qualquer transação de energia no sistema elétrico. Para os estudos de impacto de cada transação a metodologia utiliza em seus cálculos o modelo de otimização de fluxo de potência, combinando as diferentes limitações do sistema de transmissão e planejamento de despacho dos geradores. Entretanto é necessário observar que o método pode resultar em valores negativos para situações no caso de uma transação tornar a utilização da rede mais eficiente, diminuindo o valor final da tarifa global. A formulação geral da metodologia incremental pode ser vista em 11 (LIMPASUWAN; TIPMABUTR, 2002).

$$CI_i = C(P + \Delta P_i) - C(P) \quad (11)$$

Onde:

- CI_i - Custo incremental para transação i
- C - Custo de reposição da rede;
- P - Fluxo de potência otimizado;
- ΔP_i - Variação do fluxo de potência para a transação i .

Entretanto essa metodologia apresenta diversas dificuldades em sua implementação. A necessidade de previsão de custos para operação, controle, manutenção e expansão do sistema aumentam as incertezas do método e conseqüentemente os sinais econômicos por ele expresso, em especial com o aumento do horizonte de estudo. A proporção de transações pode acrescentar mais complexidade ao método e suas variações, sendo necessário muitas vezes uma análise específica, responsável por distribuir o custo total entre as entidades envolvidas nas operações da rede. O risco gerado pela remuneração de acordo com quantidade de transações do sistema de transmissão pode levar a falta de incentivo às empresas detentoras na expansão e melhoria da rede (OLMOS; PÉREZ-ARRIAGA, 2009).

3.2.2 Método Incremental de Longo Prazo

Esse método aplica ao rateio do sistema de transmissão os custos de operação e reforço na rede existente em um horizonte de tempo maior. O Método Incremental de Longo Prazo (MILP) apresenta um procedimento de cálculo que segue a mesma fórmula (11), inserindo os novos parâmetros nos custos finais. Os custos referentes à operação e componentes de reforço do sistema são medidos a partir dos efeitos das transações nas estruturas da rede a tendo em conta a evolução de carga a longo prazo. Entretanto a resposta da metodologia para essa expansão do circuito pode ser negativa, ou seja, um planejamento de construção ou reparo pode ser adiado devido a novas transações e seu impacto no saldo final de custos.

Apesar da simplicidade de avaliação dos custos adicionados de operação e expansão do sistema, o MILP esbarra no planejamento de longo prazo dessas ações, sendo necessário estudos complexos visando ações mais eficientes para o reforço das estruturas da rede elétrica.

3.2.3 Metodologia Marginal

A partir da década de 80 começaram a surgir diferentes propostas para a solução dos diversos problemas encontrados nas metodologias de cálculo do tipo embutida ou incremental. Esse novo método teve como principais idealizadores Schweppe et al. (1988), discutindo a aplicação do conceito marginal de custos para o mercado de energia através da criação do preço *spot* da eletricidade e sua relação direta com a Teoria da Optimização.

A ideia geral dos métodos marginais pode ser traduzida em dois pontos. O primeiro ponto é a formulação de um modelo do mercado de energia com todas suas especificações técnicas e econômicas, como os custos dos geradores, planejamento de operação, projeção de carga, fluxos de potência e seus limites, entre outros. E o segundo utiliza todos esses parâmetros para aplicação da teoria de otimização, visando a minimização da equação dos custos necessários para o funcionamento do sistema de transmissão. O resultado do procedimento de otimização pode ser chamado de preço *spot* que reflete o custo da energia para um determinado momento e localização na rede (SARAIVA; SILVA; LEÃO, 2002). A equação geral para o cálculo da metodologia pode ser observada em 12.

$$p_k = \frac{\partial Z}{\partial PL_k} \quad (12)$$

Na qual:

- p_k - Preço marginal (*spot*) na barra k ;
- Z - Função de custos a ser otimizada;
- PL_k - Variação da potência na barra k .

As tarifas baseadas na teoria marginalista apresentam como vantagens menor volatilidade, capacidade de recuperar uma parcela elevada dos custos regulados e de transmitirem sinais econômicos de melhor qualidade aos usuários, de forma a racionalizar o uso dos ativos de transmissão (BRAGA, 2004).

3.2.3.1 Método Custo Marginal de Curto Prazo

No caso do Método Marginal de Curto Prazo (MMCP) seu custo está associado apenas ao valor de operação, supondo que os equipamentos disponíveis não se alteram, assim como suas capacidades dentro do sistema de transmissão. Esses custos de operação são representados por diferentes parcelas como: valor unitário para produção de energia, perdas na rede, congestionamentos que levam ao redespacho de fluxo, restrições nos valores dos parâmetros elétricos como frequência, tensão etc. O cálculo do valor de remuneração do sistema leva em conta a otimização destes custos e suas restrições através da equação 13.

$$P_k = \gamma + \eta_k \quad (13)$$

Onde:

- P_k – Preço marginal do nó k (\$/MW.h);
- γ - Custo de produção devido a uma variação de carga;
- η_k - Custo de transporte da energia na rede.

O valor final de remuneração se dá pela diferença entre variação de carga e geração pelo preço marginal encontrado para cada sistema. Esse comportamento pode ser visto na equação 14.

$$RM = \sum p_k(PL_k - PG_k) \quad (14)$$

Onde:

- RM - Remuneração Final (\$);
- PL_k e PG_k - Representam a potência de Carga e Geração respectivamente.

Essa metodologia permite uma maior eficiência do sistema e a melhor sinalização econômica no mercado de energia. Isso ocorre pela formação de diferentes conjuntos de barras, com predominância de geração ou carga, onde os valores de tarifa favorecem a permuta de suas localizações beneficiando a operação do sistema aliviando carregamentos no sistema de transmissão. Entretanto, não garante a remuneração total dos custos, além da complexidade de previsão dos cenários futuros de despacho de usinas e a volatilidade intrínseca a operação do sistema.

3.2.3.2 Custo Marginal de Longo Prazo

Para o horizonte de longo prazo, novos parâmetros são inseridos nos cálculos de otimização de custos, entre eles os valores de expansão e reforço no sistema de transmissão. Os projetos de expansão da transmissão são identificados e seus custos divididos pela magnitude total de energia de todas as novas transações planejadas, a fim de calcular o custo de reforço marginal. Em outras palavras, o Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) de uma transação de transmissão é a sensibilidade do custo de capacidade da rede à quantidade de energia transmitida, ou seja, os custos de reforço de rede mínimos necessários por incremento de unidade de transmissão de energia (HAMOUD; BRADLEY, 2004).

Com a introdução desses parâmetros a capacidade de transmissão pode variar levando a estudos de planejamento mais avançados e complexos, dada a natureza combinatória do problema e suas incertezas associadas ao futuro. Esse novo cenário proposto pelo método sugere que não existem mais custos fixos para o sistema, sendo necessário uma otimização que compreenda todos os fatores que regem o sistema de transmissão, em conjunto com algumas simplificações e aproximações para a viabilização do método.

Existem duas vantagens fundamentais na aplicação do CMLP. A primeira delas é a estabilidade e menor volatilidade nos valores de tarifa, devido a sua estratégia de otimização a longo prazo. Já a segunda considera a recuperação completa dos custos de exploração e investimentos pelas empresas, uma vez que todos os componentes são levados em conta nos cálculos.

3.3 METODOLOGIA COMPOSTA

O princípio básico da metodologia composta é combinar as melhores características dos paradigmas apresentados nos itens (3.1) e (3.2), a fim de tornar a tarifa final mais fiel ao custo necessário e garantir seu retorno para o setor, junto com a sinalização econômica mais correta aos agentes do sistema pelo uso da rede de transmissão.

3.3.1 Metodologia Nodal

O método Nodal consiste na combinação entre dois paradigmas diferentes de recuperação de custos, razão pela qual sua classificação como método composto. A primeira parcela é calculada através do Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) e busca refletir a variação do custo de expansão resultante das transações de energia do sistema. Entretanto o método CMLP pode não recuperar todos os custos do sistema, sendo necessária a combinação deste método com uma parcela complementar de custo fixo, no caso a metodologia de Selo Postal.

A origem de seu nome vem do fato dos encargos de uso do sistema de transmissão estabelecidos a cada usuário ser função do seu ponto de conexão na rede elétrica, em contraposição à alternativa dos contratos bilaterais em que a definição das tarifas é feita para cada par gerador-carga. Essa metodologia foi introduzida pela primeira vez na Inglaterra com o nome de *Investment Cost Related Price* (ICRP), visando o cálculo dos custos nodais baseados nos valores incrementais de investimentos em capacidade adicional de transmissão e na contribuição de cada usuário para o fluxo de potência no sistema elétrico.

Os custos nodais dependem da combinação entre os custos unitários de cada estrutura de transmissão junto com a variação no fluxo de potência em cada circuito da rede, ocasionado pela inserção ou retirada de energia em qualquer ponto (nó) do

sistema. Os valores unitários de reposição geralmente são fixos pelos órgãos reguladores e fazem parte dos contratos firmados para prestação de serviços entre as empresas e o estado. Para o cálculo do fluxo de potência se assume que não existe capacidade de transmissão ociosa, de modo que qualquer incremento marginal de geração/carga resulta na necessidade de investimentos nos circuitos afetados por essa transação. A combinação destes dois fatores sinaliza o custo benefício ao usuário na decisão de posicionar a carga ou geração em um nó específico do sistema (SILVA, 2012).

No Brasil a metodologia Nodal foi introduzida pela Resolução ANEEL 281/99, com o objetivo de realizar os cálculos da tarifa para o uso do sistema de transmissão. Devido a diferentes características do sistema elétrico brasileiro foi necessário a modificação de alguns parâmetros e critérios na metodologia nodal original através das Resoluções ANEEL 289/99, 117/04 e 118/04. Com essas resoluções o cálculo da tarifa brasileira parte da variação no custo da rede com o incremento marginal de injeção de potência, para geração e carga em cada barra do sistema. O impacto dessa variação afeta as estruturas da rede de modo que seus elementos devem se adaptar à nova demanda formada por cada transação no circuito, e sua influência quantificada nos custos de expansão do sistema (NERY, 2012).

De acordo com a Resolução ANEEL 281/99, para a aplicação do método são necessárias algumas hipóteses simplificadoras:

- A “rede ideal de custo mínimo”, necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente (com as ampliações previstas no planejamento determinativo da expansão).
- A capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão. Assim, na rede de custo mínimo não há margens de transmissão, o que faria que as folgas ou déficits de capacidade de transmissão da rede existente não fossem refletidas nas tarifas.
- Admitir-se-á que a expansão da rede elétrica se fará utilizando as rotas existentes. Isto implica a consideração de que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes, o que leva a alterações discretas nas tarifas nodais quando da expansão real do sistema de transmissão ou de distribuição, que se dá de forma descontínua com a entrada em operação de novos empreendimentos.

3.3.1.1 Parcela Locacional da Tarifa

Dentro desses pressupostos, uma rede virtual é modelada a partir da rede existente, seguindo suas características físicas assim como a capacidade dos circuitos e os fluxos projetados pelos agentes do planejamento do sistema. Uma vez determinado o estado operativo base do sistema, qualquer mudança (absorção ou injeção) no fluxo original requer uma capacidade adicional na rede imaginária e seu estudo do impacto em diferentes barramentos do sistema. Esse impacto é obtido através da matriz de sensibilidade β , onde seus elementos representam o incremento de fluxo na linha.

A matriz β surge como uma matriz ($M \times N$), com M nós e N circuitos, que fornece a sensibilidade do fluxo de potência do sistema. Cada linha da matriz está associada a um circuito e o respectivo efeito sobre ele. O seu cálculo parte da equação 15.

$$\beta_{LB} = \frac{d F_L}{d I_B} \quad (15)$$

Onde:

- β_{LB} – Matriz sensibilidade
- F_L - Fluxo no elemento L em MW;
- I_B - Injeção de potência na barra B em MW.

O desenvolvimento da matriz de sensibilidade requer a determinação do fluxo em cada circuito para uma transação, assumindo que a susceptância de um circuito não construído é igual a zero e as existentes não variam com a mudança das capacidades da rede. O resultado da modelagem matemática pode ser visto em 16, onde o elemento β_{pq}^j da matriz corresponde ao vetor de sensibilidade do circuito p - q para injeção na barra j .

$$\beta_{pq}^j = \frac{1}{X_{pq}} [M][B]^{-1} \quad (16)$$

Onde:

- X_{pq} - Reatância do circuito p - q ;

- M^2 - Vetor de incidência;
- B - Matriz de susceptância do sistema.

Pode-se observar que a sensibilidade independe da condição de carga e geração, dependendo exclusivamente da topologia e impedância do sistema de transmissão. Os valores de sensibilidade da matriz β são calculados de acordo com o número de circuitos que constituem a rede elétrica utilizada.

Além disso, é necessária a definição da barra de referência do sistema, também chamada de nó de referência, responsável por compensar as variações de injeções de todas as barras. Sendo necessário o ajuste das tarifas nodais de forma que seja arrecadado o montante necessário para o pagamento dos custos dos serviços de transmissão, as tarifas são acrescidas da parcela de ajuste para toda barra, independentemente da referência escolhida. Para qualquer barra de referência a diferença de tarifa paga aos geradores e consumidores se manterá constante, variando apenas o valor absoluto das tarifas. Em outras palavras, as diferenças tarifárias entre os usuários, em função de sua localização, independem da barra de referência escolhida.

Os custos padronizados de expansão são geralmente fixados pelos agentes reguladores, no caso a ANEEL. Podem ser categorizados em custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal dos transformadores. Podemos determinar o custo de reposição para a rede devido ao aumento de 1 MW na geração ou carga de cada nó do sistema pelo valor específico de cada estrutura, culminando no custo incremental do equipamento L (C_L) que pode ser visto em 17.

$$C_L = \frac{Custo_L}{Capac_L} (R\$/MW) \quad (17)$$

Onde:

- $Custo_L$ - Custo de reposição do equipamento L ;
- $Capac_L$ - Capacidade do equipamento L .

² O vetor M relaciona os nós p e q com o sentido do seu fluxo, sendo formada por dois elementos não nulos de valor 1 e -1 que representam o fluxo saindo e entrando no nó respectivamente.

Determinada a variação dos fluxos incrementais nas estruturas de transmissão, e utilizando custos padronizados de expansão, podemos obter o custo de investimento necessário para uma nova transação utilizando um determinado circuito. Isso é conhecido como parcela locacional da tarifa (π_B) e pode ser visto na equação 18.

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} * C_L \text{ (R\$/MW)} \quad (18)$$

Onde:

- β_{LB} - Matriz de sensibilidade para o circuito L;
- C_L - Custo unitário de expansão para o circuito L.

A matriz de sensibilidade depende da direção do fluxo de potência na topologia do sistema, tendo impacto direto sobre os valores do custo nodal. Esse fluxo é determinado pelo cenário escolhido de carga e geração para o caso base de planejamento do sistema. Contudo, existem variações dentro do sistema, principalmente pela interligação de bacias hidrográficas e seus regimes climáticos diferentes, que fazem o fluxo não permanecer constante ao longo do ano.

Visando evitar a subjetividade e arbitrariedade na escolha do cenário ideal foram estabelecidos Fatores de Ponderação (FP) para atenuar a influência do fluxo dos circuitos cujos sentidos não são constantes. Os valores desse fator variam de 0 a 1 para cada circuito e dependem do comportamento de cada fluxo estudado, conforme a equação 19.

$$FP_L = \begin{cases} 0; & r_L < r^{min} \\ r_L - r^{min}; & r^{min} < r_L < r^{máx} \\ 1; & r_L > r^{máx} \end{cases} \quad (19)$$

Onde:

- r_L - % de carregamento do circuito L;
- r^{min} - % de carregamento mínimo;
- $r^{máx}$ - % de carregamento máximo.

Os valores máximos e mínimos de carregamento dependem da legislação vigente pelo órgão de regulação. No caso brasileiro, a Resolução ANEEL 282/99

estabeleceu valores de mínimo e máximo em 30% e 60%, respectivamente, para unidades geradoras, enquanto que para as unidades consumidoras esses valores foram firmados em 40% e 80%. Esses valores foram modificados pela Resolução ANEEL 117/04, onde os valores de mínimo e máximo foram alterados para 0% e 100%, respectivamente, tanto para unidades geradoras como consumidoras. Com esses valores vigentes sempre são ponderados os valores de fluxo do sistema, de forma que seu comportamento se aproxima mais da realidade da rede e beneficie a parcela locacional do cálculo. O resultado dessa nova parcela no cálculo final da parcela locacional pode ser visto em 20.

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} * C_L * FP_L \text{ (R\$/MW)} \quad (20)$$

3.3.1.2 Parcela Selo da Tarifa

A Parcela Locacional da tarifa não remunera completamente os custos do sistema de transmissão, dado que sua base é fundada no CMLP, sendo necessário um ajuste no valor da tarifa final de forma a recuperar os valores totais de receita das empresas. Esse ajuste é dado pela introdução de uma parcela aditiva constante, em R\$/MW, denominada parcela selo (K), na qual é somada à parcela locacional. Sendo um valor constante, a relatividade da tarifa nodal dentro de cada classe não é afetada, assim como não ocorre distorção no sinal locacional.

As parcelas selo para geradores e carga são diferentes, e seus comportamentos podem ser observados em 21 e 22, respectivamente.

$$K_{gerador} = \frac{RAP_{gerador} - \sum_{B=1}^{NB} \pi_B * P_B}{\sum_{i=1}^{NB} P_i} \quad (21)$$

Onde:

- P_B - Potência instalada de geração na barra B (kW);
- P_i - Potência instalada de cada gerador do sistema (kW);
- NB - Número de barras da rede de transmissão;
- $RAP_{gerador}$ - Parcela da receita anual permitida para os geradores (R\$/ano).

$$K_{carga} = \frac{RAP_{carga} - \sum_{B=1}^{NB} \pi_B * D_B}{\sum_{i=1}^{NB} D_i} \quad (22)$$

Onde:

- D_B - Demanda contratada na barra B (kW);
- D_i - Demanda contratada em cada barra i do sistema (kW);
- NB - Número de barras da rede de transmissão;
- RAP_{carga} - Parcela da receita anual permitida para a carga (R\$/ano).

No cálculo da parcela de selo são utilizados os maiores valores de demanda encontrados na demanda medida ou contratada para o horário de ponta ou fora ponta. A potência a ser utilizada no cálculo dos encargos dos geradores é dada conforme a operação de despacho utilizada pelo operador do sistema.

3.3.1.3 Critério de Despacho da Geração

Os agentes geradores necessitam de uma sinalização locacional eficiente para que possam tomar decisões sobre a instalação de novos empreendimentos no sistema elétrico, além de uma tarifa de uso de transmissão que cubra todos os custos dos investimentos. Para isso é necessário que a tarifa nodal seja estabelecida considerando a presença de todos os agentes geradores e seu planejamento de despacho para a simulação do caso base da metodologia Nodal.

Todas as usinas de geração de energia devem contratar o sistema de transmissão e repassar informações ao ONS. O despacho do conjunto de usinas depende dessas informações, as quais também são utilizadas no cálculo Nodal, sendo classificadas como: Energia Assegurada (EA) que representa a energia garantida da usina, com seu valor homologado pela ANEEL; Potência Disponível (PD) que corresponde à potência injetada pela usina no sistema elétrico, considerando a potência nominal instalada (PI) menos o consumo próprio e o fornecimento direto a cargas exclusivas.

A Resolução ANEEL 282/99 estabeleceu o despacho proporcional para a operação das usinas, sendo que as usinas hidrelétricas de cada sub-região são despachadas de forma proporcional a sua EA, enquanto que as demais usinas despacham proporcionalmente a sua PD, suprimindo a demanda do mercado regional

com a inclusão das perdas elétricas. Visando os menores valores possíveis de perdas elétricas, é realizado um processo iterativo, no qual os despachos das usinas são recalculados até que a variação de perdas nos circuitos seja menor do que a tolerância estabelecida pelo ONS.

No caso de existir déficit de energia para abastecer o conjunto carga e perdas elétricas, torna-se necessário o despacho de um mercado vizinho com reserva suficiente em seus geradores, geralmente o que tiver mais folga, para entrar com a potência dos seus geradores até que a falta seja suprida. Esse comportamento foi incorporado pela Resolução ANEEL 117/04, modificando os critérios de despacho de todas as usinas geradoras, utilizando a sua potência disponível no despacho proporcional, independente da fonte utilizada.

3.3.1.4 Tarifa de Transmissão

O valor final da tarifa de uso do sistema de transmissão, utilizando a metodologia específica nodal brasileira, é a combinação da tarifa locacional junto com a parcela selo, como é apresentado na equação 23.

$$TUST_B = \pi_B + K \quad (23)$$

Onde:

- $TUST_B$ – Tarifa de uso do sistema de transmissão (R\$/kW);
- π_B – Parcela Locacional (R\$/kW);
- K – Parcela Selo (R\$/kW).

3.3.2 Contratos de Congestionamento da Transmissão

O mercado de energia necessita de uma rede de transmissão modelada de acordo com os parâmetros reais de seus equipamentos e seus limites técnicos. Entretanto, diferentes transações comerciais podem resultar em condições operacionais inaceitáveis, as quais ultrapassam as configurações de segurança do sistema. Uma das condições de risco mais comum ocorre quando o fluxo resultante de uma linha excede o valor máximo que o operador considera seguro, sendo esse limite dado geralmente pela capacidade térmica do circuito. Quando o fluxo na linha

atinge seu limite, a linha é dita "congestionada". Outros tipos de limitações podem ser encontrados, como limites de tensão superior ou inferior.

Para garantir a confiabilidade, os operadores de sistemas de transmissão devem fazer o redespacho da geração ou negar algumas dessas solicitações, a fim de evitar que as linhas de transmissão se sobrecarreguem. Em outras palavras, o congestionamento de transmissão não se refere a entregas que são simplesmente retidas, mas sim a solicitações de novas transações que não podem ser implementadas fisicamente. Esse processo de escolha de quais geradores despachar, na presença de congestionamento, é chamado Sistema de Gerenciamento de Congestionamento (SGC). O SGC desempenha um papel considerável na operação do mercado de energia, uma vez que limita a participação de determinados usuários do sistema no mercado (LESIEUTRE, 2004).

O custo do congestionamento da transmissão, assumindo que a demanda é fixa e precisa ser atendida, é o custo líquido da energia de substituição que deve ser fornecida por outros meios, como por exemplo, de geradores localizados próximos às cargas a serem atendidas, para compensar os novos fluxos. Para isso, são estabelecidos contratos de congestionamento entre um agente produtor, ou consumidor, com a entidade que explora a rede de transmissão. Então, o detentor do contrato pagará uma quantia proporcional à diferença com o valor extra, caso houver o congestionamento, caso contrário receberá o valor da componente de congestionamento anterior (PÉREZ-ARRIAGA, 2005). Os valores totais a pagar (T_{pagar}) são estabelecidos de acordo com 24.

$$T_{pagar} = \left((\rho_j^{alvo} - \rho_k^{alvo}) - (\rho_j - \rho_k) \right) P_{jk} \quad (24)$$

Onde:

- ρ_j^{alvo} e ρ_k^{alvo} – Valor alvo para os nós considerados;
- ρ_j e ρ_k – Preços marginais efetivos de cada nó;
- P_{jk} – Potência absorvida no nó j e injetada em k .

Na equação, a diferença entre os valores alvos e os preços efetivos verificados correspondem ao valor da componente de congestionamento. Isso permite que as entidades detentoras fiquem imunes aos problemas de congestionamento, diminuindo

os riscos de volatilidade da operação do sistema. Entretanto, esse tipo de contrato tende à verticalização do setor elétrico, ligando diretamente produção e carga, o que pode criar prejuízos ao setor de transmissão de energia.

4 ESTUDO DE CASO: FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS E DADOS EMPREGADOS

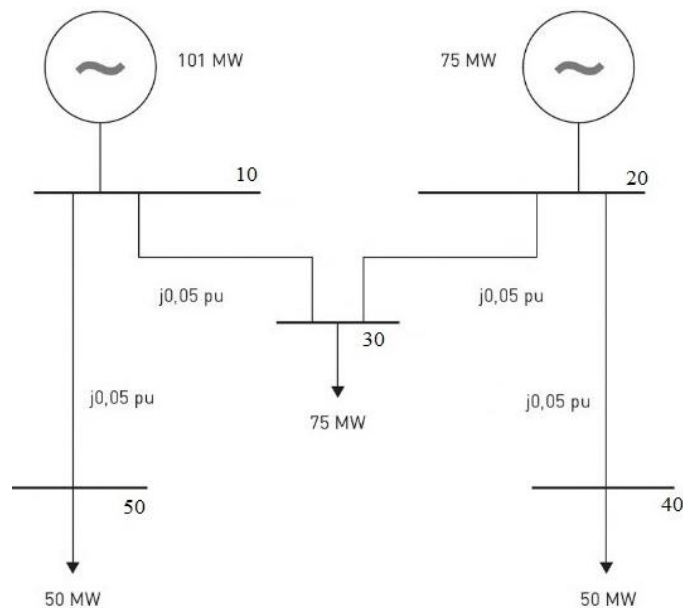
A partir da metodologia nodal e de seu procedimento de cálculo, no Brasil, são esperados resultados satisfatórios nas tarifas finais repassadas aos diferentes agentes, visando características como precisão, simplicidade, e eficiência na alocação de custos para o setor de transmissão. Espera-se que as tarifas sejam relativamente estáveis por um período de tempo, e que o sinal locacional reflita as reais necessidades da rede. Entretanto nem sempre os resultados são condizentes com a realidade do sistema elétrico e as premissas básicas da metodologia.

Para observar o comportamento dos valores da tarifa vigente no Brasil, o seguinte estudo de caso é apresentado com o objetivo de realizar uma análise geral sobre os parâmetros utilizados no cálculo nodal e a consequência de suas variações na tarifa final. A partir dessa avaliação é possível validar os diferentes aspectos da metodologia e distinguir as suas vantagens e desvantagens. O estudo de caso utilizado é primeiramente ilustrado e mais tarde validado no programa usado pela ANEEL para as simulações oficiais da tarifa, o Nodal.

O estudo de caso escolhido foi retirado de (AZEVEDO, MATTOS, 2012, pág. 55), sendo selecionado devido a sua simplicidade para validação dos resultados. Esse sistema é utilizado como exemplo na apresentação dos cálculos da metodologia Nodal empregada no Brasil, onde podemos encontrar todo passo a passo do método e validá-lo com o programa utilizado pela agência reguladora. Esse sistema consiste em cinco barras, quatro linhas de transmissão, dois geradores e duas cargas, com um circuito simétrico de topologia radial. A Figura 8 apresenta a configuração da rede do sistema, na qual podemos observar a numeração das barras, impedância das linhas de transmissão, valores de geração e carga.

Todas as linhas de transmissão apresentam os mesmos valores de capacidade ($C = 270$ MW) e impedância ($X = 0,05$), com um custo total padronizado de R\$ 4.732.000,00. Essas linhas são nomeadas de acordo com as barras que conectam, por exemplo, Linha 10-50. Os dois geradores apresentam juntos 176 MW de geração, sendo a Barra 10 de referência (101 MW), e a Barra 20 uma barra do tipo PV (75 MW).

Figura 8 - Sistema elétrico para estudo de caso



Fonte: Adaptado de Azevedo, Mattos (2012).

As barras 30, 40 e 50 representam as cargas do sistema, sendo a Barra 30 com uma carga de 75 MW abastecida por duas linhas de transmissão, enquanto ambas as Barras 40 e 50 com cargas iguais de 50 MW abastecida por uma linha distinta cada. Juntas as cargas combinadas somam 175 MW. Para o custeio desse sistema, um valor de RAP foi repassado somando um total de R\$ 1.080.000,00. Todas as informações provenientes do exemplo foram repassadas ao programa Nodal, de acordo com o formato necessário para realizar a simulação do caso e validar com os resultados encontrados no livro.

Os valores de TUST mensal encontrados na resolução do problema são apresentados na tabela 4.

Tabela 4 - Valor de TUST do exemplo

Barra	TUST (R\$/kW.mês)	
	TUST – Geração	TUST – Carga
1	0,259	0,239
2	0,251	0,248
3	0,243	0,255
4	0,235	0,263
5	0,244	0,255

Estes resultados serão reproduzidos na sequência do trabalho, a partir da modelagem e da simulação do modelo de sistema de potência empregando o Programa Nodal.

4.1 PROGRAMA NODAL

As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) são calculadas com a metodologia nodal, que fornece um sinal econômico locacional. A parcela principal visa facilitar a eficiência na escolha da instalação de novas usinas geradoras, ou grandes consumidores, na rede básica de transmissão. Elas são utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, geram tarifas aplicáveis a todos os usuários.

Os cálculos necessários para a formação da tarifa são realizados a partir de simulações com o Programa Nodal. O *software* utiliza, como dados de entrada, a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, junto com a receita total a ser repassada pelo estado aos agentes de transmissão. Essa receita da RAP a ser paga às concessionárias é composta de parte do orçamento do ONS e de uma parcela de ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e de uma previsão de receita para o pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

O programa foi elaborado originalmente pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás. Seus dados de entrada apresentam a mesma formatação dos arquivos do programa de fluxo de potência ANAREDE. Os dados para o cálculo da tarifa do sistema brasileiro são disponibilizados no site do ONS, para que diferentes cenários possam ser simulados, permitindo aos agentes a realização de contínuas atualizações, à medida que os estudos de expansão da rede elétrica no horizonte decenal são desenvolvidos.

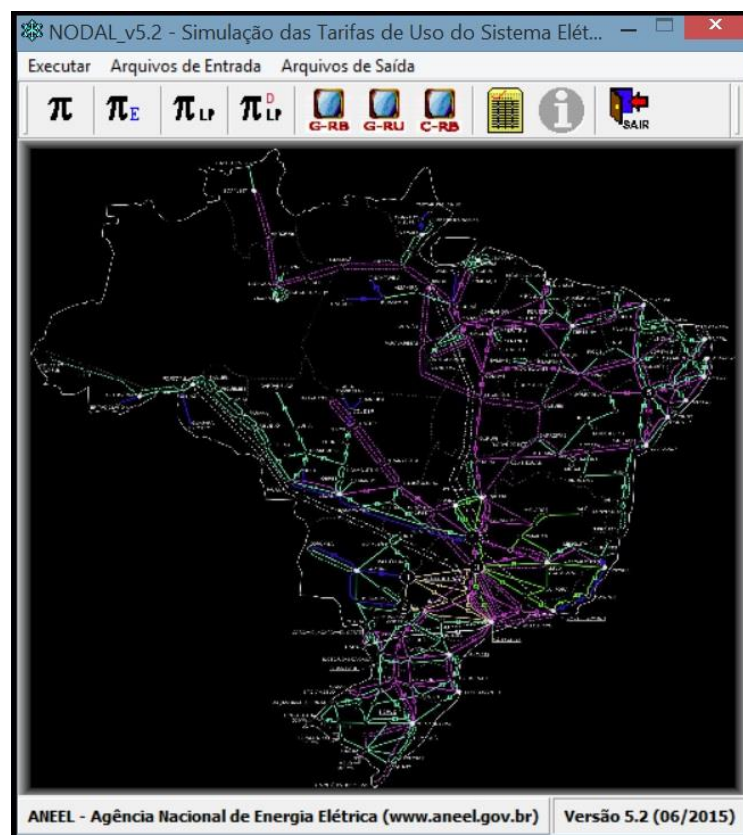
De acordo com o Manual Nodal (2015), o programa simula três diferentes componentes da tarifa:

- TUSTRB: aplicável a todos os usuários do SIN levando em conta as parcelas da RAP associadas às instalações de transmissão, e calculadas de acordo com a metodologia descrita na REN 559/13, com parcelas ponta e fora ponta.

- TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas na REN 067/04, em caráter exclusivo ou compartilhado, sendo obtida a partir do rateio das parcelas da RAP pelo MUST contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, com parcelas ponta e fora ponta.
- TUSDG: aplicável a todos os geradores usuários das redes de distribuição e redes compartilhadas e calculadas de acordo com a metodologia descrita na REN 349/09.

A metodologia nodal utilizada no programa fornece as tarifas pagas pelos geradores e cargas, em função de sua localização eletro-geográfica no sistema elétrico nacional, nos horários de ponta e fora ponta. Na Figura 9 podemos observar a interface do programa NODAL.

Figura 9 - Interface do programa NODAL



Fonte: Autor.

Para a simulação das diferentes tarifas são utilizados tipos de arquivos distintos para os dados de entrada, cada um contendo uma extensão específica e parâmetros elétricos necessários para o cálculo da metodologia Nodal. Os arquivos básicos para fazer o cálculo da TUST, no programa NODAL, são divididos nas seguintes extensões:

- DC – Contém os dados de fluxo de potência, sendo usado como referência para a determinação do nome dos demais arquivos de dados de entrada. São introduzidos dados da configuração e do caso base através de dados das barras (código execução DBAR), dados dos circuitos (código execução DLIN) e dados de área (código execução DARE).
- TRA – Arquivo contendo as capacidades e custos de reposição para todos os circuitos (linhas e transformadores) da rede de transmissão a ser remunerada através da TUSTRB. Os custos de reposição dos circuitos são fornecidos em 3 parcelas, correspondentes respectivamente aos custos do equipamento, do vão do lado “DE” e do vão do lado “PARA”.
- GER – Apresenta dados necessários de cada usina, a simulação com a lista de barras correspondentes no arquivo de rede, e suas respectivas capacidades percentuais por barra.

Cada extensão dos arquivos apresenta uma organização específica para a inserção de cada parâmetro nas suas diferentes linhas e colunas. Os arquivos citados anteriormente são inseridos individualmente no programa, como pode ser visualizado na Figura 10.

Figura 10 - Diferentes extensões nos arquivos de entrada



Fonte: Autor.

Com os valores dos parâmetros inseridos nos seus respectivos arquivos, o programa executa um algoritmo para o despacho das usinas geradoras, chamado “despacho proporcional”. Esse procedimento consiste em despachar cada gerador de

forma proporcional a sua capacidade instalada, até o atendimento da demanda do mercado, acrescidas as perdas elétricas (balanço carga geração). O despacho original contido no arquivo de dados de rede e fluxo (extensão “.DC”) não é utilizado, sendo substituído pelo despacho automático, obtido pelo algoritmo antes de realizar o cálculo da matriz de sensibilidade.

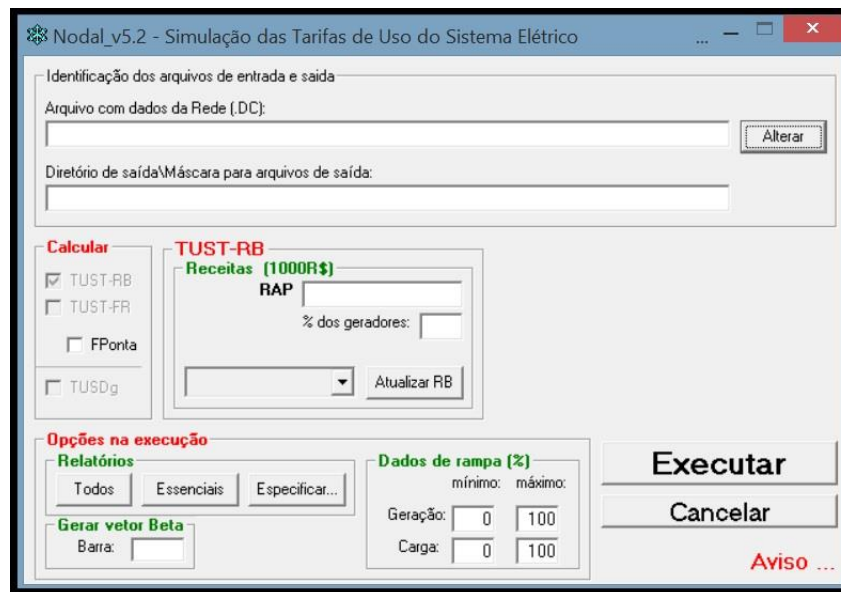
Esse despacho proporcional, do programa NODAL, utiliza como limite superior a potência disponível dos geradores, visando a minimização das perdas do sistema. Para isso, o algoritmo apresenta um processo iterativo no qual as perdas obtidas com o despacho original são utilizadas para a obtenção do primeiro despacho proporcional, sendo as perdas recalculadas. Esse processo iterativo prossegue até que a variação de perdas em todas as áreas, entre duas iterações consecutivas, seja menor do que uma tolerância pré-estabelecida. O algoritmo utilizado no programa está presente no Anexo A.

No caso de uma região não conseguir suprir o somatório de suas cargas e perdas, torna-se necessário que esse déficit seja suprido por outras áreas. A escolha se dá pela área de maior folga na potência total de seus geradores disponíveis.

Após repassados os valores dos parâmetros do sistema aos arquivos necessários para o programa NODAL, o procedimento do fluxo é realizado. As informações adicionais são inseridas diretamente no programa, ao selecionar-se o ciclo único tarifário, sendo elas:

- Receita total a ser rateada (RAP);
- Percentual da receita a ser paga pelas centrais geradoras (inicia com o valor referencial de 50% quando o programa é executado);
- Fatores mínimo e máximo de carregamento no cálculo das tarifas de geradores e cargas;
- O gerar vetor Beta é um resultado optativo que apresenta a matriz sensibilidade de qualquer elemento do sistema, inserindo-se o número correspondente do nó requisitado.

Figura 11 - Informações adicionais do programa



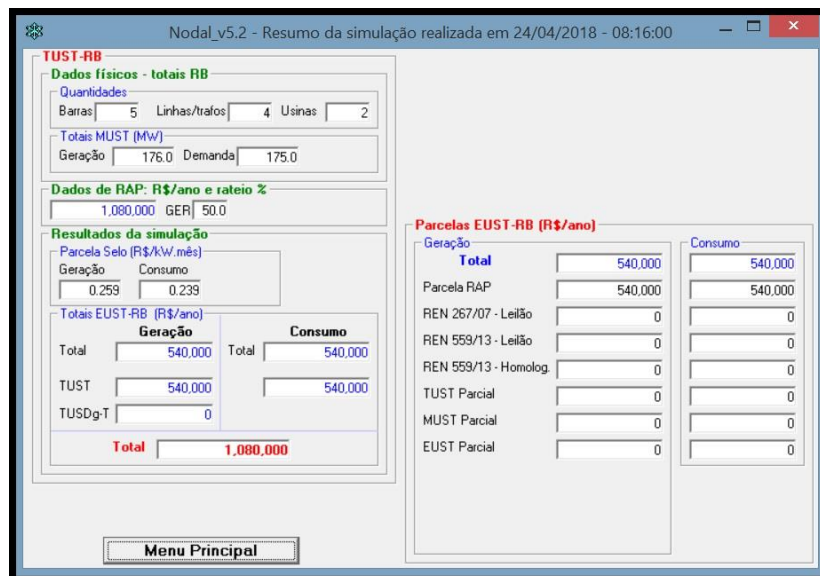
Fonte: Autor, com o programa NODAL.

4.2 VALIDAÇÃO DO CASO BASE

Com os valores apresentados anteriormente no estudo de caso, inseridos nos diferentes arquivos do programa NODAL, podemos realizar a simulação da TUSTrb com intuito de comparar o resultado apresentado pelo software com os valores encontrados na literatura do problema. Caso a simulação tenha ocorrido corretamente, o programa gera uma janela com o resumo da simulação. Os parâmetros utilizados nos arquivos de entrada podem ser conferidos no Apêndice A.

Os resultados das simulações com o programa apresentam relatórios das tarifas nodais, para carga e geração, um resumo de todo o sistema modelado virtualmente, e os fluxos de potência nas diferentes estruturas da rede. Para confirmar que a simulação ocorreu de forma adequada, podemos verificar o resumo da simulação, mostrado na Figura 12, onde as estruturas descritas anteriormente são encontradas.

Figura 12 - Resumo da simulação do caso base



Fonte: Autor, com o programa NODAL.

Para validar o exemplo, comparamos os resultados da TUST, apresentados em AZEVEDO, MATTOS (2012), com os valores encontrados no programa. Assim, pode-se realizar a posterior análise de sensibilidade da metodologia nodal, variando-se diferentes parâmetros. O resultado obtido para as tarifas pode ser visualizado na Figura 13.

Figura 13 - Resultado da simulação da TUST para o caso base

Tarifas Nodais (RB) da Transmissão: c:\users\lucchese\desktop\5_barras_base\

Arquivo Editar Procurar

PROGRAMA NODAL - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO - v5.2(06/15)

2015 ONS * PAR 15-17 * 31/10/14 * JUN-16-MED * (24/04/2018 - 08:16:00)

RELATÓRIO DE TARIFAS NODAIS PARA CARGA E GERAÇÃO - TUST

NUM.	NOME	T	MUST (MW)	TUST-RB X R\$/kW/mêsX	MUST (MW)	TUST-RB R\$/kW/mês	EUST 1000R\$/ano	Carga --X
10	ARRA10REFER	G	101.0	0.259		0.239	314.	
20	ARRA20GERAD	G	75.0	0.251		0.247	226.	
30	ARRA30-CARG	C		0.244	75.0	0.255		229.
40	ARRA40-CARG	C		0.236	50.0	0.263		158.
50	ARRA50-CARG	C		0.244	50.0	0.255		153.
							540.	540.

Fonte: Autor, com o programa NODAL.

Como pode-se observar, as tarifas da TUST encontradas nas simulações são aderentes aos valores do estudo de caso original, contido na literatura adotada como referência. A partir de então, é realizada uma análise da sensibilidade da TUST, em função da mudança de valor nos parâmetros elétricos do sistema, tais como: capacidade, impedância, carga e geração. Os resultados desta análise são explorados detalhamento no próximo capítulo.

5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TUST: RESULTADOS OBTIDOS

O objetivo desta seção é explorar a sensibilidade da TUST, frente a mudanças em certas características do estudo de caso apresentado anteriormente.

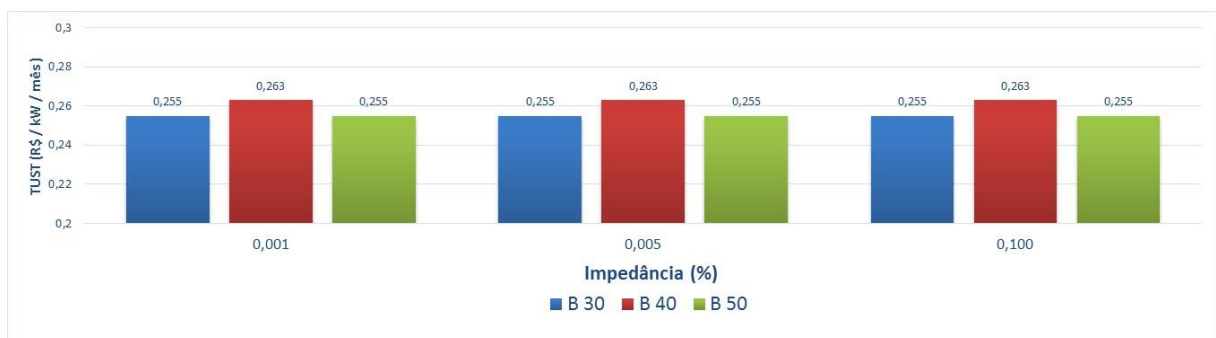
As primeiras análises de sensibilidade, como o modelo de sistema de potência apresentado, resultam em um comportamento indiferente às mudanças nos parâmetros elétricos da rede. Foi verificado que a topologia radial do circuito obriga que toda carga seja necessariamente abastecida, indiferentemente da trajetória e das características elétricas. Ou seja, qualquer alteração nos valores das estruturas não gera impacto no valor de TUST. Esse primeiro resultado pode ser observado nos Gráficos 1 e 2, onde encontramos a variação da impedância na Linha 20-30 e 10-50 e os valores de TUST nas Barras 30, 40 e 50.

Gráfico 1 - Variação da impedância na Linha 20-30



Fonte: Autor.

Gráfico 2 - Variação da impedância na Linha 10-50



Fonte: Autor.

Outra característica do estudo de caso que afeta a análise da metodologia nodal se refere aos valores utilizados originalmente nas capacidades das linhas de transmissão. De acordo com o exemplo contido na referência empregada, a capacidade de todas as linhas é de 270 MW. Contudo, o maior fluxo de potência encontrado na simulação do programa NODAL é de 50 MW, como ilustrado pelo relatório de potência representado na Figura 14.

Figura 14 - Relatório dos fluxos de potência das linhas de transmissão

DE	NOME	PARA	NOME	NC	FLUXO (MW)	CUSTO ANUAL (kR\$/ano)	CAPACIDADE (MW)	BARRA (BETA)
10	ARRA10REFER	50	ARRA50-CARG	1	50.0	270.00	270.0	
10	ARRA10REFER	30	ARRA30-CARG	1	50.4	270.00	270.0	
20	ARRA20GERAD	30	ARRA30-CARG	1	24.6	270.00	270.0	
20	ARRA20GERAD	40	ARRA40-CARG	1	50.0	270.00	270.0	

Fonte: Autor, com o programa NODAL.

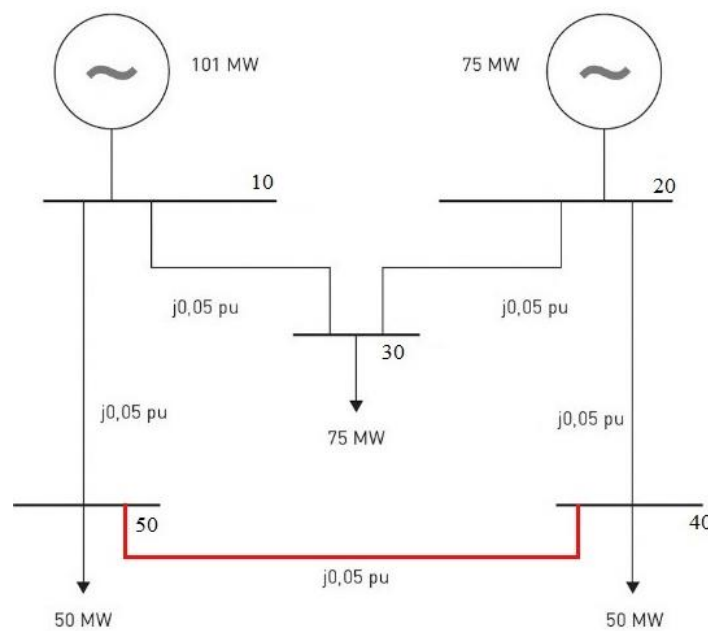
Assim, o estudo de caso original foi modificado para obterem-se resultados mais condizentes com a realidade do cálculo nodal proposto no trabalho. Uma das modificações consiste na inserção de uma linha de transmissão nova, conectando as Barras 4 e 5, e assim criando-se um caminho alternativo para o despacho do fluxo de potência dentro do circuito. A inclusão da nova linha não altera o valor de RAP, pois seu custo será rateado a partir do valor original do exemplo.

A segunda mudança na rede ocorre no parâmetro de capacidade das linhas de transmissão, sendo o seu valor máximo modificado para 50 MW. Essa mudança ocorre pelo fato da capacidade inicial estar sobre dimensionada, o que faz com que os valores de TUST não respondam a alterações em seus valores. Com a nova capacidade, são construídos diferentes cenários, para observar-se o comportamento

dos fluxos de potência. Cabe salientar que as cargas são sempre totalmente atendidas.

O circuito final utilizado para a análise da sensibilidade do cálculo nodal pode ser visualizado na Figura 15, sendo destacada, em vermelho, a nova linha inserida. Os parâmetros elétricos modificados das linhas de transmissão são apresentados na Tabela 5.

Figura 15 - Estudo de caso modificado



Fonte: Autor.

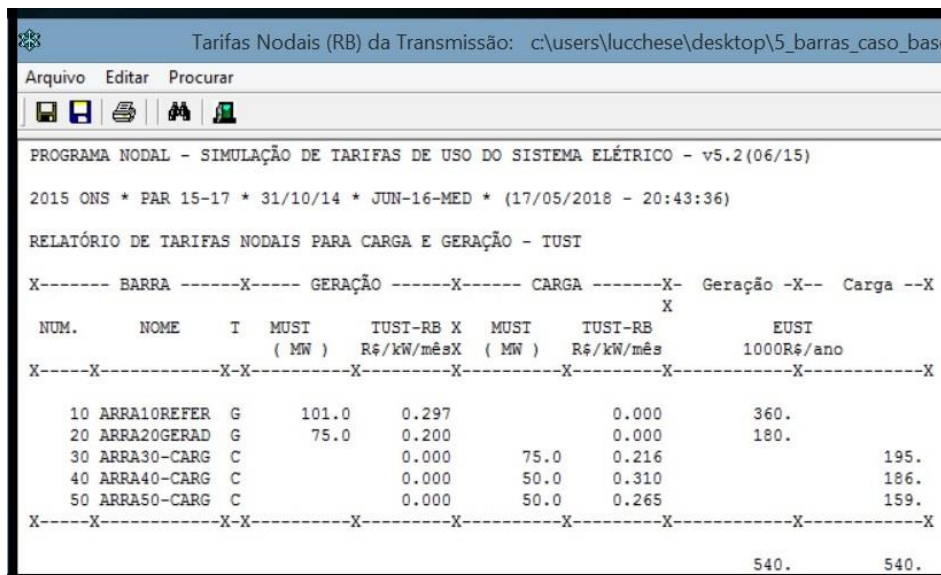
Tabela 5 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão

Linha	Capacidade (MW)	Impedância (%)	Custo (R\$)
10-30	50	0,05	4.732.000,00
20-30	50	0,05	4.732.000,00
10-50	50	0,05	4.732.000,00
20-40	50	0,05	4.732.000,00
40-50	50	0,05	4.732.000,00

Essa nova configuração alterou os valores de TUST originais do estudo de caso, criando um novo cenário para se realizar as simulações. Uma vez inseridos os novos valores no programa NODAL, pode-se avaliar o impacto que as variações nos parâmetros elétricos geram no cálculo da tarifa de transmissão. Essas variações são

realizadas em diferentes linhas de transmissão, na carga e na geração. Seus resultados são apresentados através dos valores de tarifa encontrados nas barras do circuito. A Figura 16 apresenta os novos valores de TUST de carga e geração para o estudo de caso modificado.

Figura 16 - Valores de TUST para o estudo de caso modificado



Tarifas Nodais (RB) da Transmissão: c:\users\lucchese\desktop\5_barras_caso_base

Arquivo Editar Procurar

PROGRAMA NODAL - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO - v5.2(06/15)

2015 ONS * PAR 15-17 * 31/10/14 * JUN-16-MED * (17/05/2018 - 20:43:36)

RELATÓRIO DE TARIFAS NODAIS PARA CARGA E GERAÇÃO - TUST

NUM.	NOME	T	MUST (MW)	TUST-RB X R\$/kW/mêsX	MUST (MW)	TUST-RB R\$/kW/mês	EUST 1000R\$/ano	
10	ARRA10REFER	G	101.0	0.297		0.000	360.	
20	ARRA20GERAD	G	75.0	0.200		0.000	180.	
30	ARRA30-CARG	C		0.000	75.0	0.216	195.	
40	ARRA40-CARG	C		0.000	50.0	0.310	186.	
50	ARRA50-CARG	C		0.000	50.0	0.265	159.	
							540.	540.

Fonte: Autor, com o programa NODAL.

A nova formatação do modelo de sistema de potência faz com que a modificação dos parâmetros elétricos tenha um impacto maior na TUST, já que a capacidade das linhas está mais próxima do valor máximo das cargas, e por existir um caminho alternativo para o fluxo de potência. Com as mudanças propagadas observa-se que alguns valores de TUST foram zerados, resultado que seria o mais interessante para a instalação de carga e geração. Entretanto para este estudo as barras de geração e carga operam sempre nestas funções, não sendo estudado a troca de seus papéis.

A variação dos valores de capacidade e impedância foi realizada nas Linhas 10-50, 20-40 e 50-40. Enquanto que o aumento de carga é aplicado às Barras 40 e 50. A compensação do aumento de demanda é feita alternadamente nos geradores do sistema. Essas modificações representam os diferentes pontos de operação que o sistema pode apresentar durante a operação das usinas e curva de carga específicas dos usuários.

Um fluxograma é apresentado na Figura 17, afim de se observar como funciona a variação dos parâmetros e a observação do resultado da tarifa, para cada estado operativo.

Figura 17 - Fluxograma da metodologia de análise



Fonte: Autor

5.1 VARIAÇÃO DE CAPACIDADE

Para analisar a variação da TUST perante alterações na capacidade da transmissão foram simulados diferentes cenários, a partir do estudo de caso original, modificando-se essa característica em diferentes pontos da rede. A capacidade em cada linha foi modificada alternadamente, sendo os valores de TUST carga e geração analisados a cada degrau de 25 MW. O valor da RAP, assim como os custos das linhas, não foram alterados. Os cenários criados para esse parâmetro podem ser observados na Tabela 6, que apresenta as linhas e capacidades modificadas para cada um dos casos.

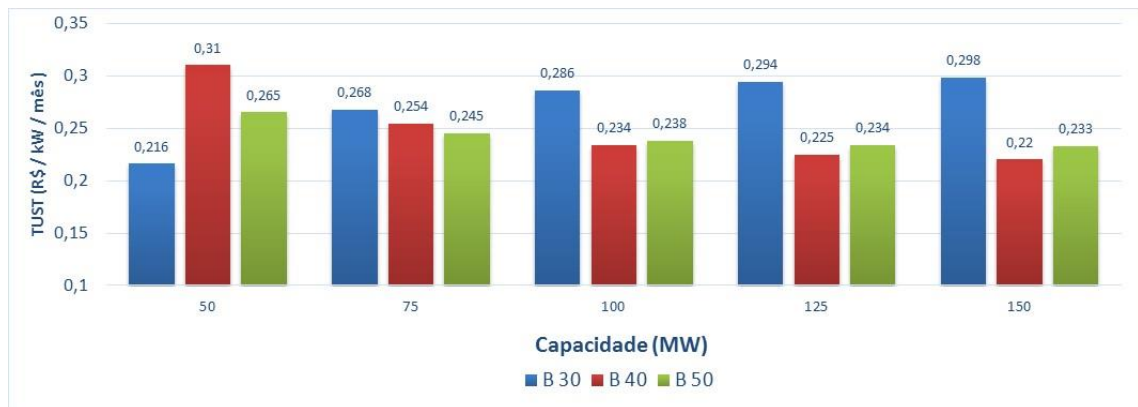
Tabela 6 - Cenários para análise da capacidade

Linha	Capacidade (MW)
20-40	50 a 150
50-40	50 a 100
10-50	50 a 150

Os valores de TUST encontrados na simulação desses cenários são apresentados nos gráficos 3, 4 e 5, onde podemos observar os valores para cada barra de carga do sistema (B30, B40 e B50).

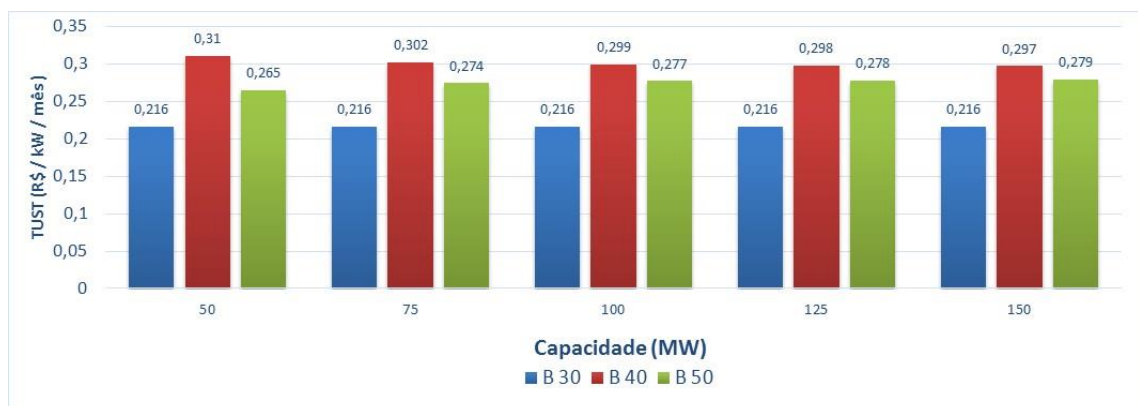
Como pode-se observar, o comportamento dos valores para a mudança nas Linhas 20-40 e 10-50 são idênticos. Um aumento na capacidade beneficia a barra de carga conectada diretamente à linha de transmissão modificada.

Gráfico 3 - Variação de capacidade da Linha 20-40



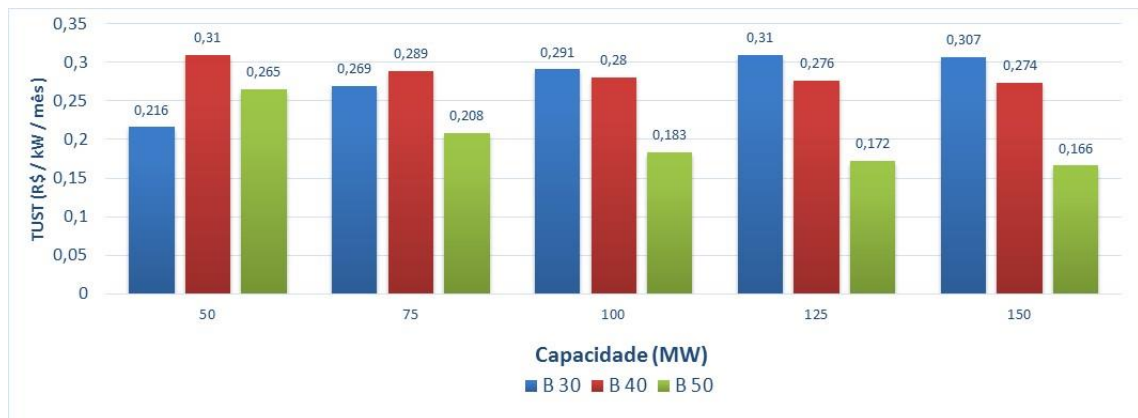
Fonte: Autor.

Gráfico 4 - Variação de capacidade da Linha 50-40



Fonte: Autor.

Gráfico 5 - Variação de capacidade da Linha 10-50



Fonte: Autor.

A simulação com a Linha 20-40 apresenta um aumento de 0,082 R\$/kW na tarifa da Barra 30, enquanto que para as Barras 40 e 50 houve a diminuição de seus valores, respectivamente em 0,09 R\$/kW e 0,032 R\$/kW. Isso demonstra que o aumento de oferta na capacidade dessa linha torna mais viável a transmissão de energia por esse ramo, além de favorecer o caminho alternativo, enquanto a Barra 30 se torna menos competitiva.

Situação análoga pode ser observada com a simulação da Linha 10-50, onde existe um aumento da TUST em 0,091 R\$/kW para a Barra 30, com diminuição de 0,036 R\$/kW e 0,099 R\$/kW respectivamente para as Barras 40 e 50. A mesma variação de capacidade nas linhas gerou diferentes resultados de tarifa em cada barra, isso ocorre devido à proximidade com a Barra 10, de referência, o que torna a tarifa mais atrativa nas suas barras vizinhas.

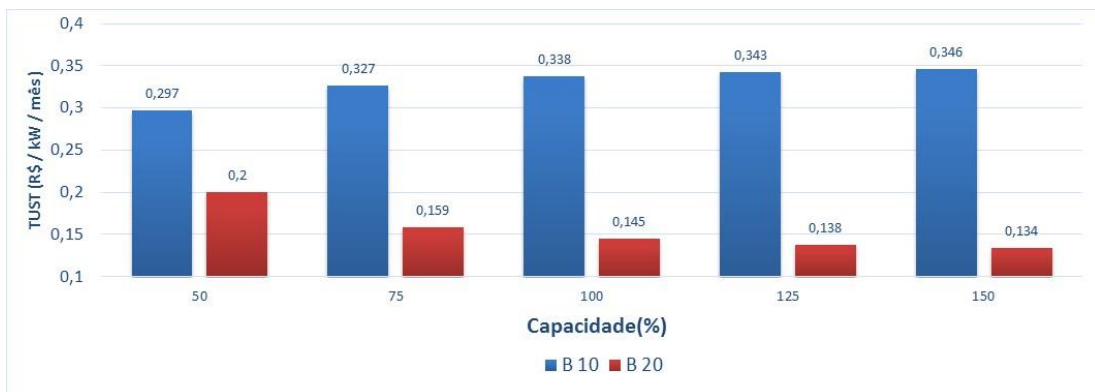
No caso da modificação da Linha 50-40 não houve variação no preço da tarifa da Barra 30, mas sim uma diminuição no valor para a Barra 40 em 0,013 R\$/kW e um aumento para a Barra 50 em 0,014 R\$/kW. Mesmo sem mudanças no fluxo de potência o aumento de oferta no caminho alternativo faz com que a Barra 40 leve vantagem sobre a Barra 50. Entretanto o aumento da capacidade na Linha 50-40 causa pouca alteração no valor final da tarifa, ou seja, mesmo incrementando-se a oferta de capacidade no caminho alternativo, o fluxo de potência ainda rege grande parte do custo nodal.

Para os valores de tarifa das barras de geração, observa-se uma lógica contrária à observada para a carga. Com o aumento da capacidade, o valor da tarifa

de geração diminui para as barras adjacentes à linha modificada. Isso significa que facilitando a transferência da energia pela rede, a barra de geração se torna mais atrativa para investimentos e expansão na produção de energia. Novamente o impacto dessas modificações na Linha 50-40 foi praticamente nulo para a tarifa. Esse comportamento pode ser observado nos Gráficos 6, 7 e 8, valores esses obtidos nas simulações de capacidade utilizadas anteriormente.

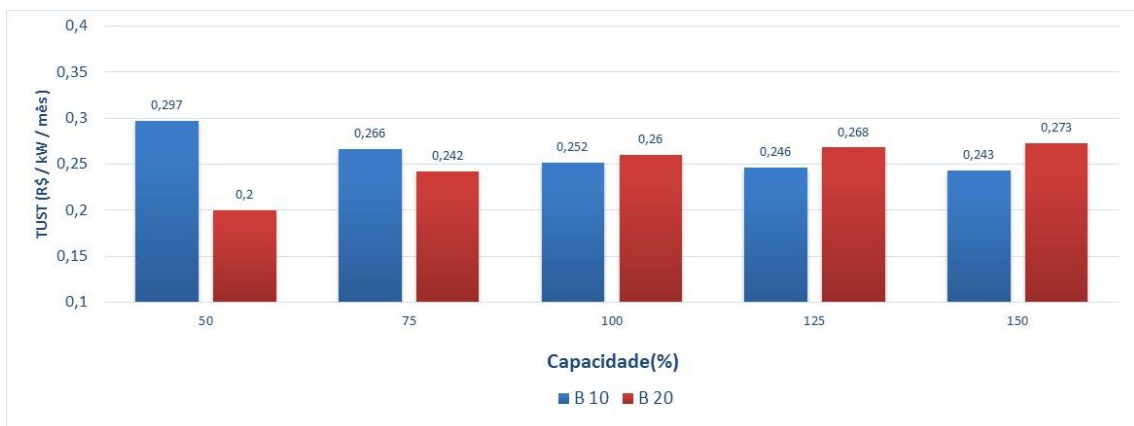
Os fluxos de potência, para todos os casos simulados, não apresentaram mudanças em seus valores. Isso ocorre pelo fato da capacidade não influenciar diretamente as perdas elétricas do algoritmo de despacho. Sendo assim, não há necessidade de redespacho de geração do programa NODAL. Os gráficos com os fluxos de potência das simulações podem ser examinados no Apêndice B.

Gráfico 6 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 20-40



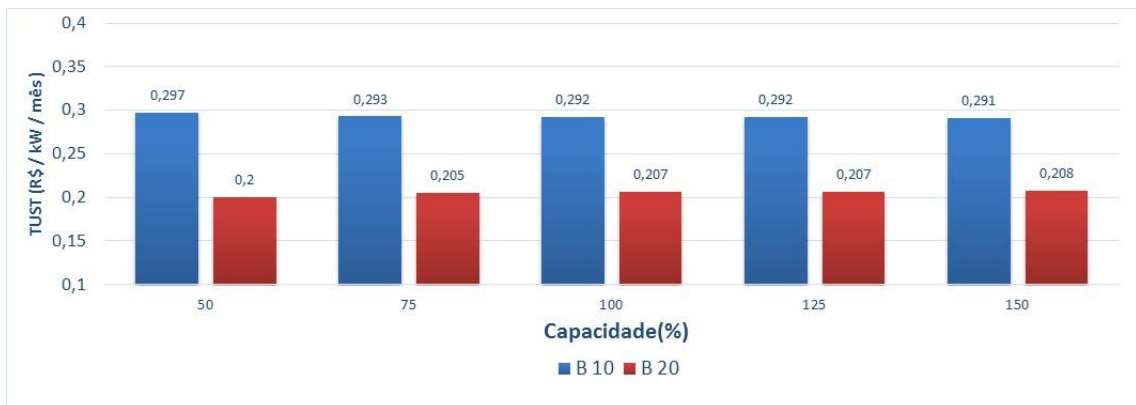
Fonte: Autor.

Gráfico 7 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 10-50



Fonte: Autor.

Gráfico 8 - TUST de geração alterando a capacidade da Linha 50-40



Fonte: Autor.

5.2 VARIAÇÃO NA IMPEDÂNCIA

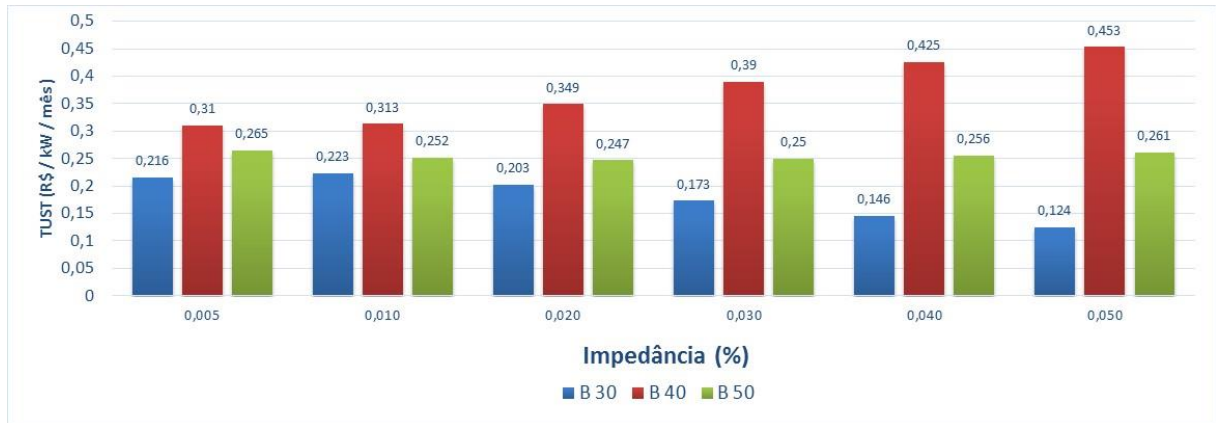
Simulação análoga foi realizada modificando-se as impedâncias das mesmas linhas de transmissão anteriores, visando analisar os impactos gerados nos cálculos da metodologia nodal. A modificação da impedância em cada linha pode ser observada na Tabela 7. Novamente esses valores foram aplicados a partir do caso base, e suas respostas de TUST obtidas pelo programa Nodal.

Tabela 7 - Cenários para análise da capacidade

Linha	Impedância (%)
20-40	0,005 a 0,05
50-40	0,005 a 0,05
10-50	0,005 a 0,05

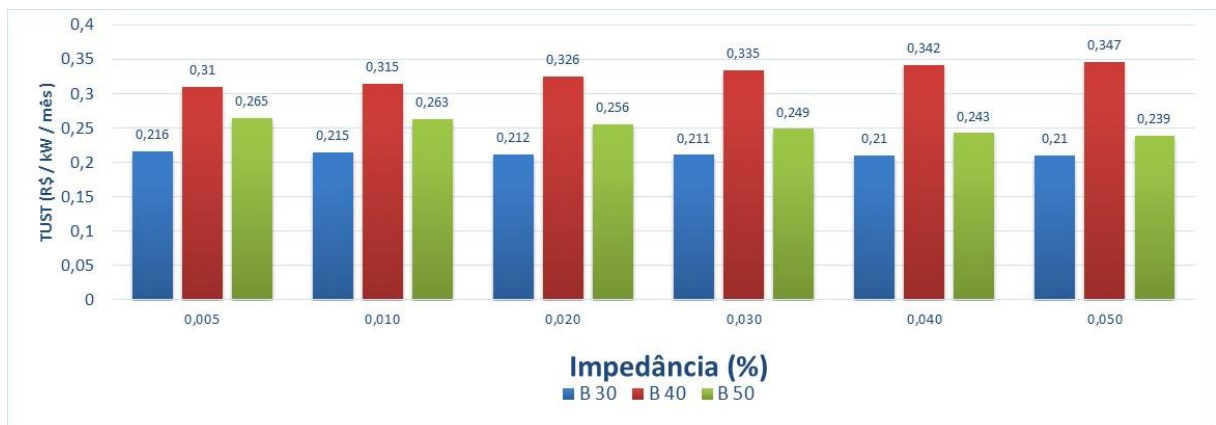
Os resultados das simulações utilizando-se os novos valores de impedância são apresentados nos Gráficos 9, 10 e 11.

Gráfico 9 - Variação de impedância na Linha 20-40



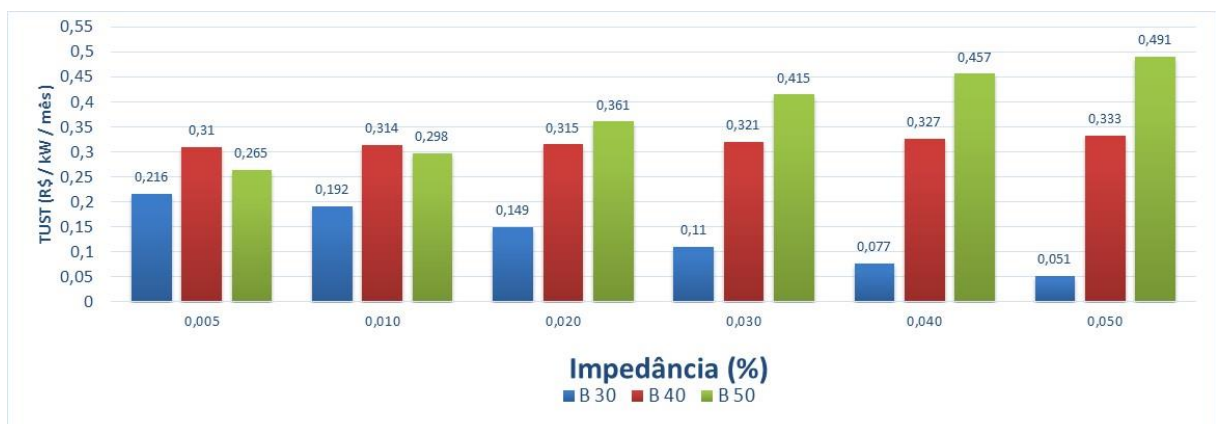
Fonte: Autor.

Gráfico 10 - Variação de impedância na Linha 50-40



Fonte: Autor.

Gráfico 11 - Variação de impedância na Linha 10-50



Fonte: Autor.

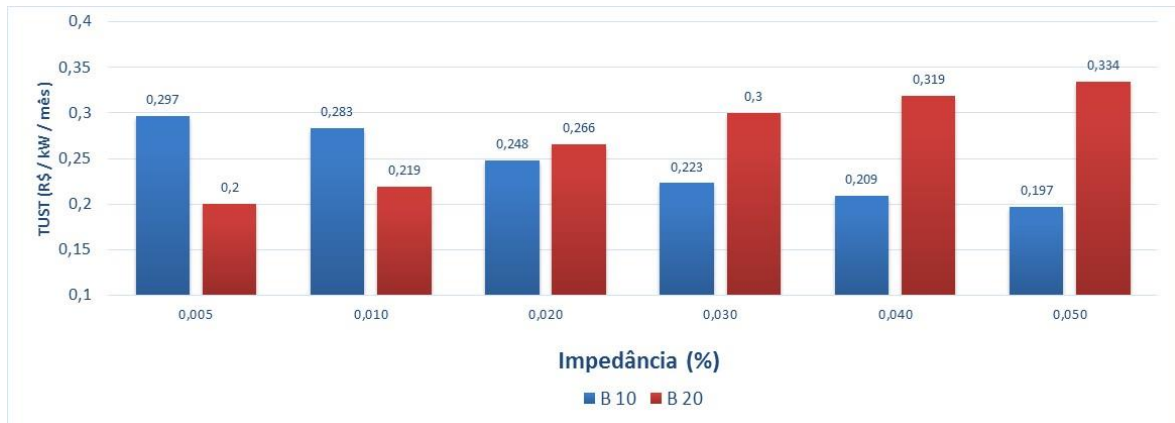
O acréscimo de impedância da Linha 20-40 resultou no aumento do custo da TUST na Barra 40 em 0,143 R\$/kW. As barras vizinhas têm um decréscimo nos valores de tarifa de 0,092 R\$/kW e 0,004 R\$/kW, para as Barras 30 e 50 respectivamente. Quanto maior a impedância da linha maior o custo para o transporte da energia até sua barra adjacente, tornando as barras vizinhas mais atrativas para a instalação de novas cargas.

Entretanto, esse comportamento não foi observado na simulação com a Linha 10-50, onde o aumento de impedância gerou uma elevação na tarifa das Barras 50 e 40 em 0,226 R\$/kW e 0,023 R\$/kW, respectivamente. A Barra 30 foi a única favorecida neste caso, com uma diminuição de 0,165 R\$/kW. Esse comportamento pode ser explicado pela maior dificuldade de distribuição do fluxo de potência da barra de folga do sistema, para o abastecimento da carga 40.

No caso da Linha 50-40, a Barra 30 se manteve indiferente à variação de impedância, diminuindo apenas 0,006 R\$/kW. Esse comportamento ocorre pela impedância afetar diretamente a matriz de sensibilidade, enquanto que a capacidade é um parâmetro fixo no cálculo. Para a Barra 40 foi constatado um aumento na tarifa de 0,037 R\$/kW, sendo que Barra 50 diminui seu valor em 0,026 R\$/kW. Esse resultado demonstra que mesmo com o caminho alternativo, o aumento de impedância favoreceu a Barra 50, diminuindo o fluxo de potência na linha.

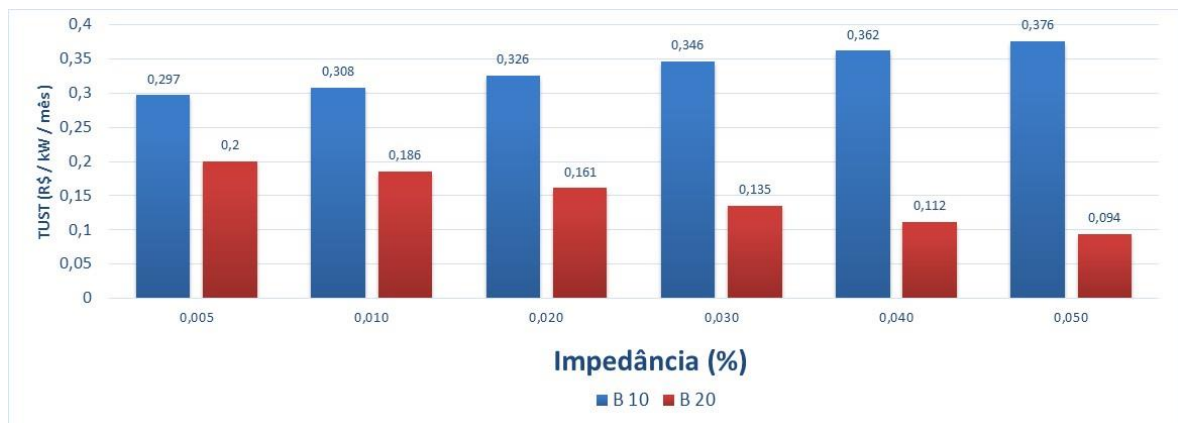
Para a tarifa de geração, a variação da impedância causa um aumento nas usinas adjacentes às linhas utilizadas na simulação. Esse comportamento ocorre pela maior dificuldade no despacho da energia gerada por essas usinas, em função do aumento de suas perdas. Os valores de tarifa de geração podem ser vistos no Gráficos 12, 13 e 14.

Gráfico 12 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 20-40



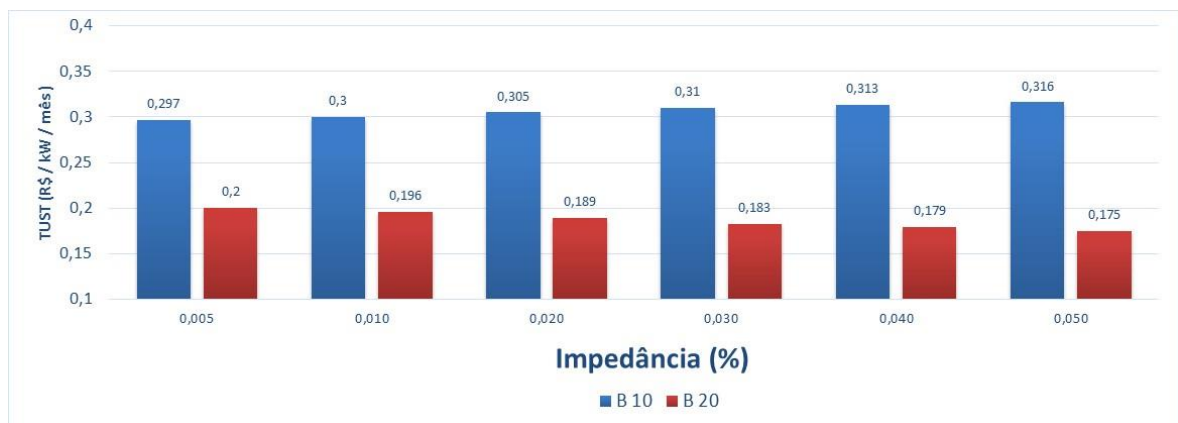
Fonte: Autor.

Gráfico 13 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 10-50



Fonte: Autor.

Gráfico 14 - TUST de geração alterando a impedância da Linha 50-40



Fonte: Autor.

No caso do fluxo de potência, foi constatada uma grande variação no carregamento da rede com o aumento da impedância. Nas linhas que foram modificadas, o fluxo teve uma queda abrupta, sendo redirecionado para as linhas adjacentes, podendo inclusive operar com o sentido inverso em alguns trechos. Outra característica observada foram os limites de capacidade das linhas, que foram ultrapassados devido à sobrecarga em algumas linhas, decorrência do aumento da impedância. Isso ocorre devido ao limite máximo de perdas que o algoritmo do programa NODAL pode operar. Os gráficos de fluxo de potência de cada cenário podem ser observados no Apêndice B.

5.3 VARIAÇÃO DA CARGA

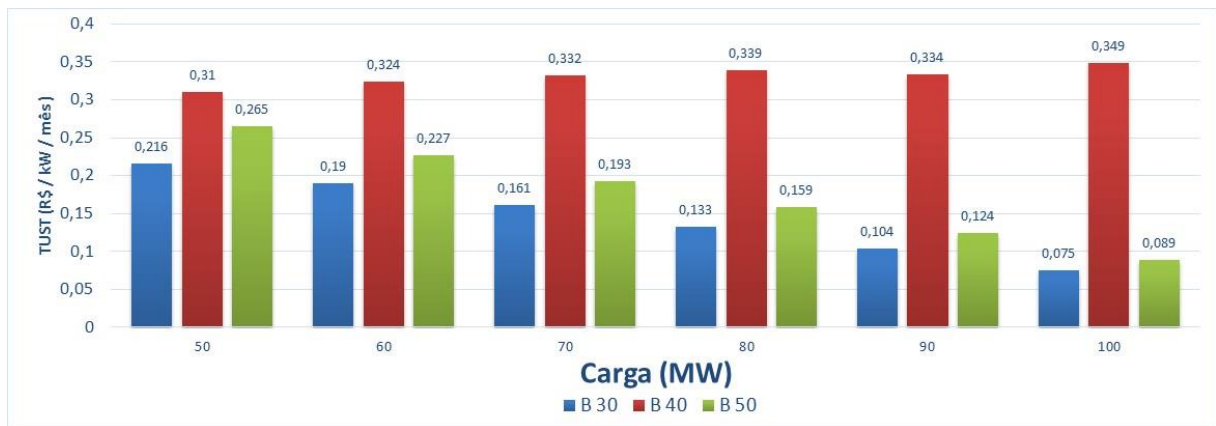
A variação da carga foi no sentido de incrementá-la, com os valores de geração acompanhando esse aumento, para a manutenção da estabilidade do sistema. Neste caso, as cargas das Barras 40 e 50 tiveram um incremento no seu valor. Para suprir esse aumento foram utilizadas alternadamente as gerações das Barras 10 e 20, com o objetivo de balancear o conjunto carga-geração. A Tabela 8 contém os diferentes panoramas utilizados nas simulações, destacando-se a carga e o gerador utilizados para o equilíbrio.

Tabela 8 - Valores de carga e geração alterados

Carga	Potência (MW)	Geração	Potência (MW)
40	50 a 100	10	101 a 151
		20	75 a 125
50	50 a 100	10	101 a 151
		20	75 a 125

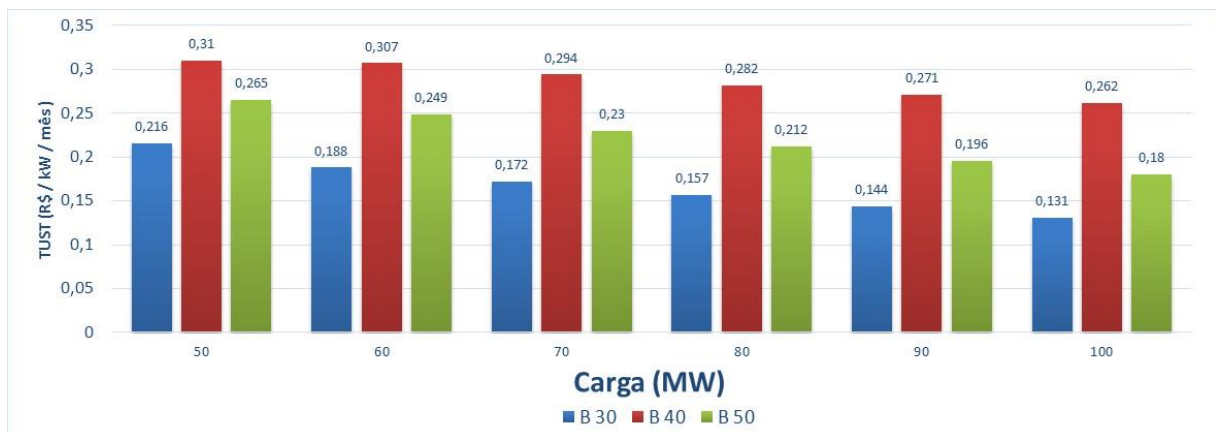
Os resultados dos valores simulados anteriormente podem ser observados nos Gráficos 15, 16, 17 e 18. Os primeiros dois gráficos apresentam a variação para a Barra 40, e os dois últimos para a Barra 50.

Gráfico 15 - Variação da Carga 40 e do Gerador 10



Fonte: Autor.

Gráfico 16 - Variação da Carga 40 e do Gerador 20



Fonte: Autor.

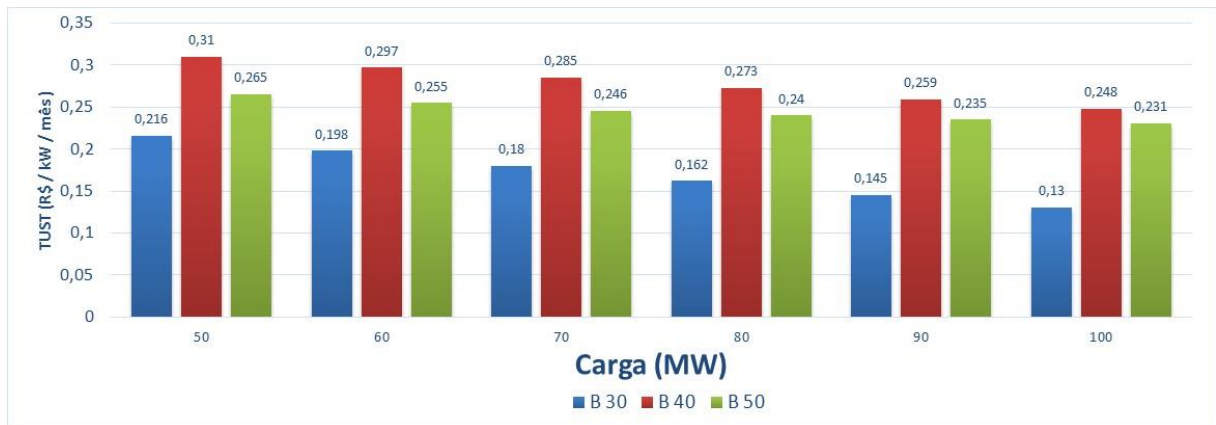
Pode-se constatar que a variação de carga, nesta análise, apresenta dois comportamentos distintos. No primeiro gráfico, o incremento da carga na Barra 40 leva ao aumento de sua TUST em 0,039 R\$/kW. Isso ocorre devido a maior concentração de carga no mesmo local, não sendo apropriado para o sistema elétrico. As barras vizinhas, Barras 30 e 50, apresentaram quedas em seus valores de tarifa, 0,141 R\$/kW e 0,176 R\$/kW respectivamente, tornando a Barra 30 a melhor opção para a inserção de novos consumidores.

Entretanto, no segundo gráfico, o mesmo aumento de carga na Barra 40 apresentou o resultado contrário ao anterior. Ou seja, o acúmulo de carga em um

mesmo nó da rede resultou em uma TUST menor, de 0,048 R\$/kW, para o consumidor daquela região. Essa redução também foi observada nas Barras 30 e 50, no valor de 0,085 R\$/kW em ambas. Esse resultado não condiz com as premissas de modicidade, pois o aumento de carga necessariamente torna a oferta menor no circuito, sendo necessário que outras áreas apresentem valores inferiores, a fim de evitar o acúmulo de consumidores em uma região.

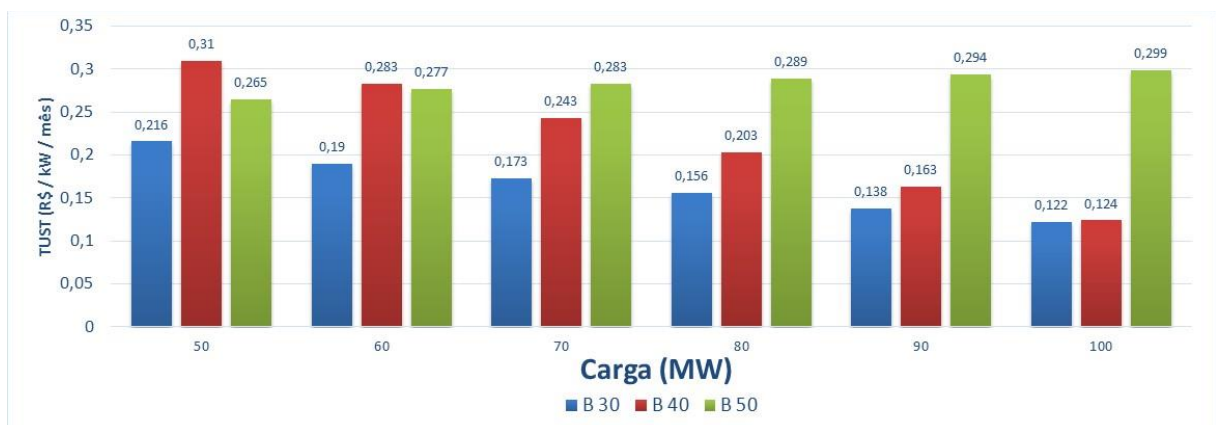
Esse mesmo comportamento pode ser observado nos Gráficos 17 e 18, que representam a alteração na Carga 50, e sua compensação com os mesmos geradores.

Gráfico 17 - Variação da Carga 50 e do Gerador 10



Fonte: Autor.

Gráfico 18 - Variação da Carga 50 e do Gerador 20

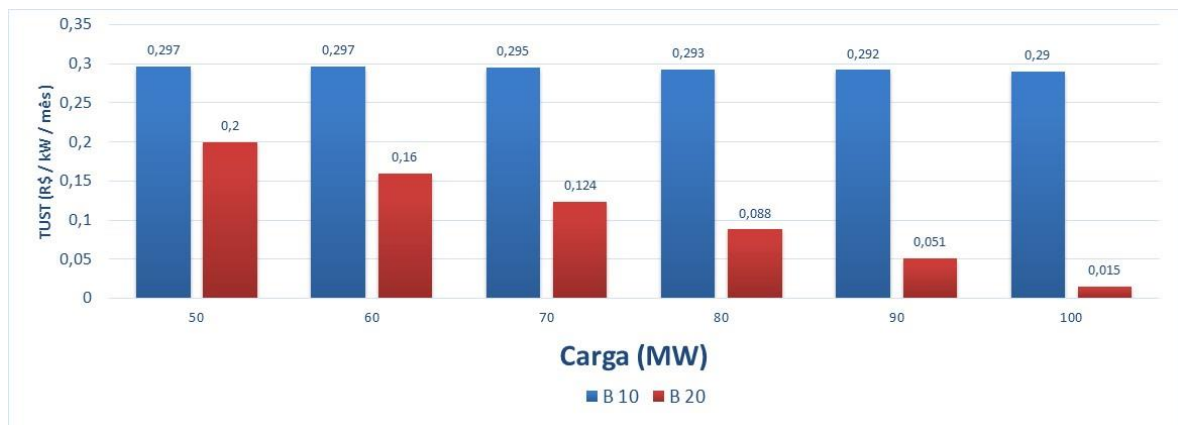


Fonte: Autor.

Esse sinal econômico invertido, queda de tarifa em função de um aumento de carga, é um problema da metodologia nodal e pode provocar impactos significativos no sistema elétrico se a expansão de linhas não acompanhar o acréscimo de carga.

Para a TUST de geração, os Gráficos 19, 20, 21 e 22 mostram o comportamento das tarifas em função do aumento de produção em cada um dos geradores do sistema para suprirem o incremento de demanda em duas diferentes barras de carga.

Gráfico 19 - TUST de geração modificando-se a Carga 40 e o Gerador 10



Fonte: Autor.

Gráfico 20 - TUST de geração modificando-se a Carga 40 e o Gerador 20

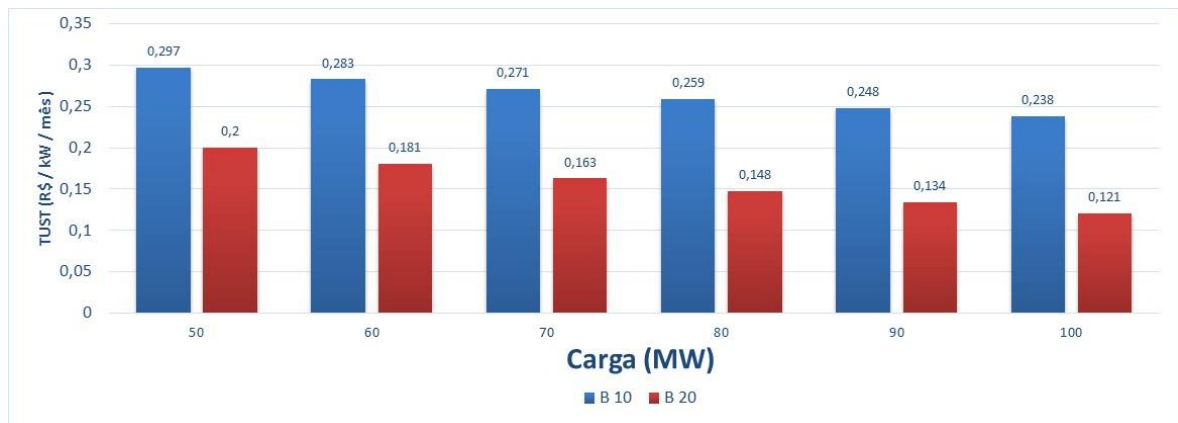


Fonte: Autor.

Nesses dois primeiros gráficos apresentados, frente às mudanças, observa-se um comportamento em que os geradores utilizados para o abastecimento do aumento

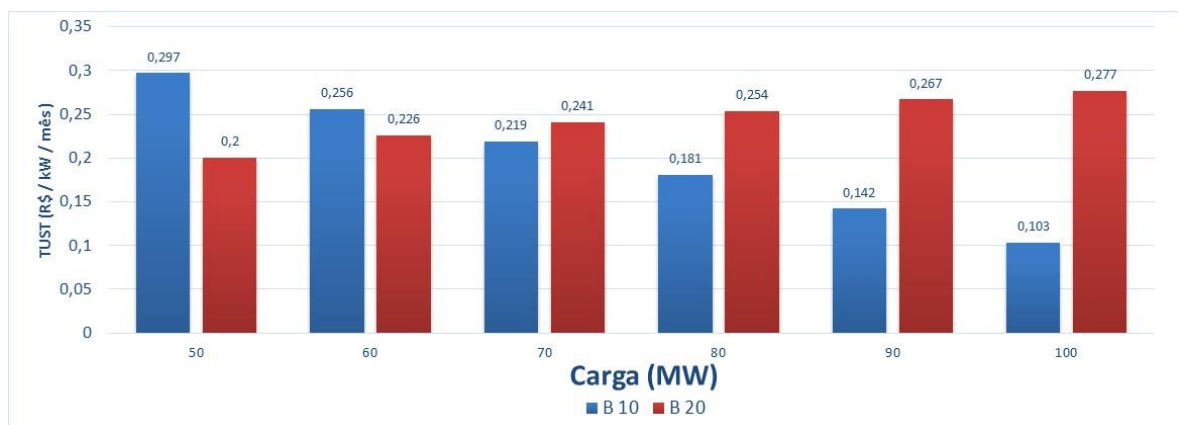
de carga mantiveram suas tarifas constantes. Enquanto que os geradores que não apresentaram modificações em suas produções tiveram redução na sua TUST. Sendo essa redução muito expressiva para o gerador da Barra 10 em 0,185 R\$/kW, quando comparado ao da Barra 20 em 0,084 R\$/kW.

Gráfico 21 - TUST de geração modificando-se a Carga 50 e o Gerador 10



Fonte: Autor.

Gráfico 22 - TUST de geração modificando-se a Carga 50 e o Gerador 20



Fonte: Autor.

Para variação de carga na Barra 50, podemos verificar um comportamento não linear na resposta da TUST das barras de geração do sistema. Analisando-se o Gráfico 21, pode-se observar, frente ao aumento de carga, uma diminuição na tarifa geração para ambas as barras geradoras, Barras 10 e 20 (0,059 e 0,079 R\$/kW respectivamente). Já o Gráfico 22 mostra que o gerador da Barra 20 tem um aumento

no valor de sua tarifa, de 0,077 R\$/kW. Enquanto que para a Barra 10, tem-se uma queda no valor de sua tarifa, 0,0194 R\$/kW.

Esses resultados não apresentam coerência lógica com os resultados oriundos da variação da Barra 40 apresentados anteriormente. Esse comportamento é mais uma confirmação de singularidades que o método nodal pode apresentar, frente a variações de diferentes parâmetros utilizados nos cálculos.

Para o estudo do fluxo de potência podemos observar que o limite máximo de capacidade não foi respeitado pelo programa, sendo que as simulações ocorreram de maneira normal para valores de carga que não deveriam ser suportados. Sendo assim, o programa NODAL não deveria apresentar resultados de tarifas, pois o sistema não poderia operar em tal cenário.

Esses fluxos de potência sempre aumentam seu valor em direção a carga que está sendo incrementada. Entretanto, o caminho utilizado pelo fluxo varia, de acordo com o gerador utilizado para suprir esse aumento. Ou seja, o caminho alternativo, criado com a adição de uma linha de transmissão, começa a apresentar maior importância para o escoamento da energia produzida pelo gerador mais afastado do consumidor final. Esse comportamento pode ser observado no Apêndice B.

5.4 SENSIBILIDADE DA GERAÇÃO

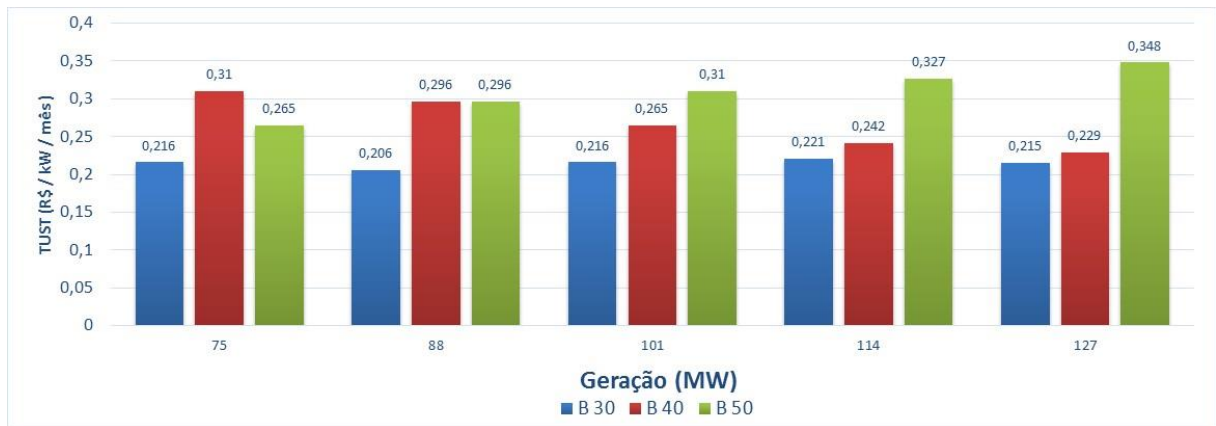
Para a variação de geração no estudo de caso, o procedimento utilizado foi a transferência de potência de um gerador para outro, simulando a queda de produção em uma usina principal (Barra 10), suprida por uma usina reserva (Barra 20). Essa variação de potência entre geradores pode ser visualizada na Tabela 9, com passos de 13 MW.

Tabela 9 - Variação de potência dos geradores

Gerador 10 (MW)	Gerador 20 (MW)
101	75
88	88
75	101
62	114
49	127

A escolha por degraus de 13 MW, para cada simulação, foi feita com o intuito de observar-se o sistema em um cenário com ambos geradores produzindo a mesma potência. Ou seja, com o sistema em simetria. A repercussão dessas simulações, contendo os cinco diferentes cenários de despacho, nas tarifas das barras de carga pode ser analisada a partir do Gráfico 23.

Gráfico 23 - TUST de carga alterando a potência nos geradores



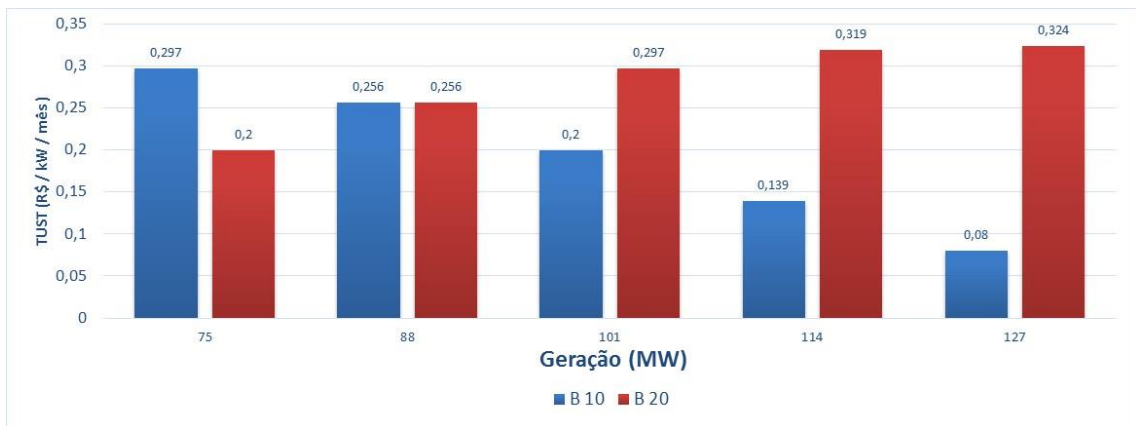
Fonte: Autor.

O comportamento da TUST, neste caso, mostra como a carga se beneficia com o aumento da oferta de geração mais próxima. Isso se confirma pela diminuição da tarifa na Barra 40 em 0,081 R\$/kW. A consequência contrária também ocorre, com a Barra 50 apresentando praticamente o mesmo valor de aumento, 0,083 R\$/kW. No caso da Barra 30, pouca mudança ocorre devido a sua posição, que faz com que qualquer aumento nos geradores vizinhos compense a falta no outro.

No caso da tarifa de geração, o oposto é observado. Quanto maior a concentração de geração, maior a TUST naquela barra. Esse movimento pode ser visualizado no Gráfico 24, onde a TUST de geração do sistema é apresentada.

Como pode ser verificado, os valores de tarifa da Barra 20 começam a aumentar em 0,124 R\$/kW, de acordo com a concentração de maior potência na barra. Enquanto que a Barra 10, de referência, diminui seu valor em 0,217 R\$/kW.

Gráfico 24 - TUST de geração alterando a potência nos geradores



Fonte: Autor.

Nessa simulação ocorre um cenário único no estudo de caso, quando as duas usinas estão operando com a mesma potência (88 MW). Isso implica em um sistema simétrico, com valores de geração equivalentes. Neste cenário, podemos observar que os resultados da TUST de carga (Barras 40 e 50), assim como da TUST de geração (Barras 10 e 20) apresentam os mesmos valores entre si. Além da tarifa, podemos destacar que os fluxos de potência das linhas, nesta configuração, apresentam valores iguais no abastecimento das cargas do sistema, o que pode ser constatado no Apêndice B.

6 CONCLUSÕES

Para que o sistema de transmissão brasileiro continue em expansão e operação, é necessário que os valores investidos sejam recuperados em sua plenitude e de forma otimizada para melhor atender ao mercado. Nesse sentido, o trabalho apresentou uma revisão sobre os diferentes métodos utilizados na literatura para tarifar os serviços de transmissão de energia elétrica. Em conjunto com uma descrição detalhada das características específicas encontradas no setor de transmissão de energia do Brasil, junto a metodologia empregada no ressarcimento de seus custos.

Neste trabalho, apresentou-se uma visão geral sobre o método Nodal utilizado no Brasil para a formação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Junto com essa metodologia, foi empregado o programa NODAL, *software* oficial da ANEEL para o cálculo das tarifas, sendo validado um estudo de caso de um sistema 5 barras, apresentado na literatura. A partir desse, análises indicaram a necessidade de modificações, com a inserção de uma interligação entre duas barras, devido à insensibilidade das TUSTs, em função do sistema ser parcialmente radial.

Durante as simulações com a capacidade das linhas, foi constatado que seu valor foi sobre dimensionado no estudo de caso original. O resultado disso foi uma sensibilidade mínima nos resultados da tarifa para as variações desse parâmetro. Isso demonstra que uma linha que seja projetada com um valor muito acima do fluxo de potência requerido pela carga não necessariamente será recompensada pela capacidade adicional não utilizada. O que é um contrassenso em relação às perdas elétricas no longo prazo. Com o sistema plenamente malhado e com valores reajustados, foram testadas variações de capacidade e impedância das linhas de transmissão, assim como de carga e geração em diferentes barras.

Constatou-se que o comportamento da TUST, para modificações na capacidade, seguiu a lógica do método, onde um aumento na capacidade fez diminuir os valores da tarifa para as barras diretamente conectadas as linhas alteradas. No caso do caminho alternativo, uma capacidade maior apresentou mudanças nos valores da tarifa, mesmo sem modificar os valores de fluxo de potência na simulação.

De maneira análoga, a TUST responde de forma diretamente proporcional ao aumento de impedância das linhas de transmissão, porém as variações são menos expressivas. As linhas alteradas apresentam um aumento na tarifa das barras finais

as quais abastecem, entretanto, o comportamento nos valores das barras vizinhas variou para todos os cenários estudados.

Já no caso de aumento de carga, as variações de TUST são bastante significativas. Dependendo da usina utilizada para abastecer esse acréscimo de carga pode-se observar diferentes comportamentos. Destaca-se a ocorrência de sinalização econômica contrária a lógica de alocação, sendo que o aumento de demanda gerou descontos em valores de tarifa para barra de carga. Também foram encontrados fluxos de potência que ultrapassam os limites físicos de capacidade em algumas linhas de transmissão da rede, sugerindo que o despacho do programa ignora certos parâmetros que podem ser críticos para casos reais estudados. Ainda, nenhum aviso é dado após a simulação. Dessa forma, a tarifação pode ocorrer para cenários que não são viáveis na prática, o que torna seus preços irrealistas.

A simulação com as usinas geradoras do sistema apresentaram resultados satisfatórios, onde o aumento da produção levou a diminuição da tarifa para suas barras vizinhas. Nesse caso, foi observada a influência do despacho no comportamento da metodologia. Sendo que quando está equilibrado, os preços são simétricos.

Assim, o método Nodal apresenta resultados coerentes para grande parte dos resultados obtidos com a modificação de parâmetros da rede. Entretanto, falha em alguns detalhes que podem ser críticos para a operação e otimização do sistema. Em especial, na redução de tarifa com aumento de carga, o que pode levar a uma rápida saturação do sistema, já que isso incentiva a demanda e o processo de expansão pode ser bem mais lento.

O fluxo de potência DC, empregado pelo programa NODAL, não representa fielmente as características de operação do sistema elétrico, o que também provoca situações irrealistas no cálculo tarifário. Não há justificativa para não adotar um método AC, com as técnicas computacionais e o poder de processamento atuais.

No caso da expansão, a escolha adequada das características elétricas das linhas de transmissão tem um impacto direto nas tarifas nodais, logo, no custo global do sistema (investimento acrescido de operação). É preciso conciliar o incremento de receita da transmissão com os custos nodais, para evitar sinais locais muito discrepantes, que possam levar o sistema a uma situação de risco.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Existem diversas vertentes de estudo para a alocação de custos de em sistemas de transmissão, onde cada sistema apresenta características específicas e limitações. Sendo assim uma área em constante evolução com inúmeros desafios a serem aprimorados. Como sugestão para trabalhos futuros, podemos citar:

- Desenvolver o modelo matemático, da metodologia nodal, em um programa de simulação, para que modificações possam ser realizadas visando a melhoria na alocação de custos e encontrar a razão da sinalização econômica invertida;
- Investigar em detalhes os sinais econômicos encontrados para simulações com o sistema elétrico brasileiro de transmissão;
- Aprofundar o estudo da literatura, buscando métodos mais recentes e inovadores para o rateio nos valores das tarifas;
- Estudar o impacto da geração distribuída, sistemas de armazenamento e carros elétricos na tarifa de uso do sistema de transmissão;
- Generalizar os problemas encontrados no estudo para diferentes sistemas e validar os mesmos sinais econômicos.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica nº336, de 6 de outubro de 2016:** Estabelecer os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão. 41 p. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº67, de 8 de junho de 2004:** Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. 9 p. 2004.

_____. **Resolução Normativa nº435, de 24 de maio de 2011:** Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. 4 p. 2011.

_____. **Resolução Normativa nº003, de 24 de novembro de 1999:** Manual da Metodologia Nodal. 4 p. 2011.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3.ed. Brasília, 2008.

_____. **Acesso e Uso do Sistema de Distribuição (Caderno Temático).** 58 p, Brasília, 2005.

_____. **Manual do Nodal: Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUSTRB, TUSTFR e TUSDG.** 136 p. 2015.

ALBUQUERQUE, A. R. **Fluxo de Caixa em Risco: Uma nova Abordagem para o Setor de Distribuição Elétrica.** 2008, 123 Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ.

AZEVEDO, Alice Helena; MATTOS, Lenilson Veiga. **Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica.** São Paulo: Mackenzie. 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, de 2017:** 271 p. 2017.

FARIA, J. M. **Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.** 2013, 91 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, MG.

GARCIA, L. H. C. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Crise do Racionamento.** 2011. 72 Dissertação (Mestrado). Departamento de Economia, Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Ribeirão Preto, SP.

GESEL - Grupo de Estudo do Setor Elétrico; CPFL. **Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente.** p. 397, Rio de Janeiro, 2015.

GREEN, R. **Electricity transmission pricing: an international comparison.** Utilities Policy, v. 6, n. 3, p. 177–184, 1997.

HAMOUD, G.; BRADLEY, I. **Assessment of Transmission Congestion Cost and Locational Marginal Pricing in a Competitive Electricity Market.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, p. 769–775, 2004.

KILYENI, S. et al. **Transmission Cost Allocation Using the Distribution Factors Method.** Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), n. 4, p. 1093–1098, 2010.

KRAUSE, T. **Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberated Markets.** Swiss Federal Institute of Technology. [s.n.]. p 25, Zurich, 2003.

LEISEUTRE, B. C.; ETO, J. H. **Electricity Transmission Congestion Costs: A Review of Recent Reports.** Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, n. June, 2004.

LIMA, Bernardo. M. M. **Metodologia para Otimização do Montante de Uso do Sistema de Transmissão.** 2011, 88 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, MG.

LIMA, Luana. M. M. **Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarificação do Uso de Sistemas de Transmissão.** 2007, 114 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, MG.

LIMPASUWAN, T.; TIPMABUTR, S. **Comparison in Varied Aspects of Transmission Pricing Used on Long Run Average Incremental Cost.** IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. Anais...IEEE, 2002 Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1177765/>

MARANGON LIMA, L. M.; MARANGON LIMA, J. W. **Invested Related Pricing for Transmission use: Drawbacks And Improvements In Brazil.** 2007 IEEE Lausanne POWERTECH, p. 988–993, 2007.

MURALI, M.; KUMARI, M. S.; SYDULU, M. **Overview of Transmission Pricing Methods in a Pool Based Power Market.** International Journal of Advances in Science Engineering and Technology v. 1. July, p. 6–11, 2013.

_____. **A Comparison of Fixed Cost Based Transmission Pricing Methods.** Electrical and Electronic Engineering, v. 1, n. 1, p. 33–41, 2012.

NERY, Eduardo. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Interciência. 2012.

OLMOS, L.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. **A Comprehensive Approach for Computation and Implementation of Efficient Electricity Transmission Network Charges.** Energy Policy, v. 37, n. 12, p. 5285–5295, 2009.

PAN, J.; TEKLU, Y.; RAHMAN, S. **Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access.** IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, v. 16, n. 4, p. 9810, 2001.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; OLMOS, L. **A Plausible Congestion Management Scheme for the Internal Electricity Market of the European Union.** Utilities Policy, v. 13, n. 2 SPEC. ISS., p. 117–134, 2005.

SANTOS, M. M. **Planejamento da Expansão de Sistema Elétricos de Distribuição Considerando a Tarifa da Transmissão e Aspectos de Confiabilidade.** 2017, 174 Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, RS.

SARAIVA, João Paulo; SILVA, José Luís; LEÃO, Maria Teresa. **Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifa de Uso das Redes.** Porto, Portugal: FEUP edições. 2002.

SCHWEPPE, F. C. et al. **Spot Pricing of Electricity.** [s.l.] Springer, 1988.

SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** 2. ed. Florianópolis: Edição do Autor. 2012.

SOARES, B. F. **Análise da Metodologia Aplicada às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição pra Geradores.** 2009. 165 Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, SP.

STEEL, W. **The What When and How of Texas Electricity Prices Going Negative.** 2015. Disponível em: www.cleantechnica.com/2015/10/01/texas-electricity-prices-going-negative. Acesso em: 02/08/2018

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** 2. ed. Brasília: Synergia. 2015.

TOMIYAMA, E. K. **Estudo do Aspecto Locacional da Alocação de Custo da Transmissão.** 2012. 260 Dissertação (Mestrado). Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP.

VENKATESH, P. et al. **Electrical Power Systems: Analysis, Security and Deregulation.** 2 ed. [s.l.]: Prentice Hall India, 2017.

YU, C. W.; DAVID, A. K. **Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 1, p. 503–510, 1997.

ANEXO A - ALGORITMO DE DESPACHO PROPORCIONAL UTILIZADO NO PROGRAMA NODAL

1. Executa o cálculo de fluxo de potência linear, com perdas a partir do despacho obtido dos geradores contidos no arquivo .GER, proporcionais à sua capacidade instalada
2. Calcula a perda de todas as áreas
3. Armazena a perda de cada área
4. Para cada área i
 - a. Determinado ERRO (ERRO = 0)
 - b. $C_{total}(i)$ – Total de carga mais perdas da área i
 - c. $G_{total}(i)$ – Geração total da área i
 - d. $Fator(i) = \frac{C_{total}(i)}{G_{total}(i)}$
 - e. Multiplica a geração de todos os geradores da área “ i ” por FATOR (i). Para os geradores cuja geração resultar maior que sua capacidade instalada, fazer a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em ERRO.
 - f. Loop – Enquanto Erro > 0
 - i. $G_{aux}(i)$ – Total de geração das usinas da área i que ainda não atingiram o valor limite
 - ii. $K_{aux}(i) = \frac{G_{aux}(i)+ERRO}{G_{aux}(i)}$
 - iii. Multiplicar a geração dos geradores da área i , que ainda não atingiram o valor limite, por $K_{aux}(i)$
 - iv. Erro <- 0
 - v. Para as usinas cuja geração resultar maior que sua capacidade instalada, fazer a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em ERRO
5. Executa o cálculo de fluxo de potência linear com perdas
6. Recalcula as perdas de todas as áreas
7. Volta para 3, se houve alguma área com variação de perdas maior que a tolerância.

O programa também gera um arquivo de fluxo de carga com o despacho proporcional utilizado para as opções de cálculo da TUST e TUSDg, ponta e fora de ponta.

APÊNDICE A - ARQUIVOS DE ENTRADA COM OS PARÂMETROS DO ESTUDO DE CASO PARA A SIMULAÇÃO NO PROGRAMA NODAL

Arquivo DC

99999

DLIN

(De) d O d (Pa) NcEP (R%)(X%)(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc) (Cn)(Ce)Ns(Cq)(1)(2)(3)(4)

10 50 1 0.050 1. 270 270 270

10 30 1 0.050 1. 270 270 270

20 30 1 0.050 1. 270 270 270

20 40 1 0.050 1. 270 270 270

(50 40 1 0.050 1. 270 270 270

(

(Distribuidora 71 CELPE

(

(5402 98351 1 7.73 18.91 4.800 100 100

99999

DARE

(Ar (Xchg) (Identificacao da area) (Xmin) (Xmax)

16 0. RIO DE JANEIRO

20 0. SAO PAULO

99999

FIM

ARQUIVO TRA

(

(CICLO 2015-2016 * 01-06-13 *

(

(No) (Nome DE) (No) (Nome PARA) Nc (Cap) (Custo Eq)(Custo VD)(Custo VP)

10 BARRA1-00000 50 BARRA50-0000 1 270. 4732.00 4732.00 4732.00

10 BARRA2-00000 30 BARRA30-0000 1 270. 4732.00 4732.00 4732.00

20 BARRA20-0000 40 BARRA40-0000 1 270. 4732.00 4732.00 4732.00

20 BARRA20-0002 30 BARRA30-0000 1 270. 4732.00 4732.00 4732.00

(50 BARRA20-0002 40 BARRA60-0000 1 270. 4732.00 4732.00 4732.00

ARQUIVO GER

(((Nome da Usina) MUST)*DOSI(%)MMCodANEEL(ONS)****BUS01%1UHE

UHE GERADORREF 101.00 028864-0 1 10

UHE GERADORBARRA2 75.00 028865-1 2 20

APÊNCIDE B - FLUXO DE POTÊNCIA DAS SIMULAÇÕES

Variação de Capacidade

Gráfico 1 - Fluxo de potência para Linha 20-40

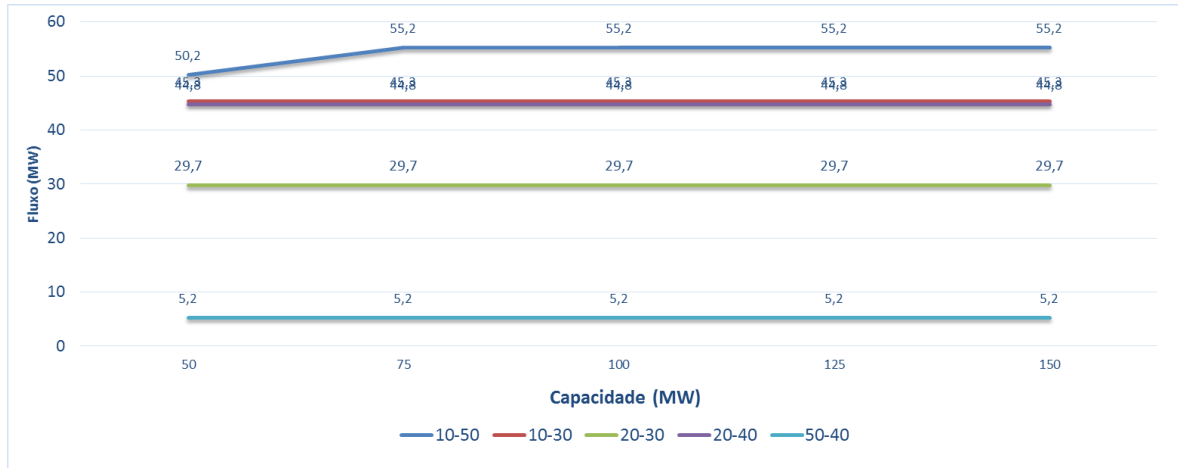


Gráfico 2 - Fluxo de potência para Linha 50-40

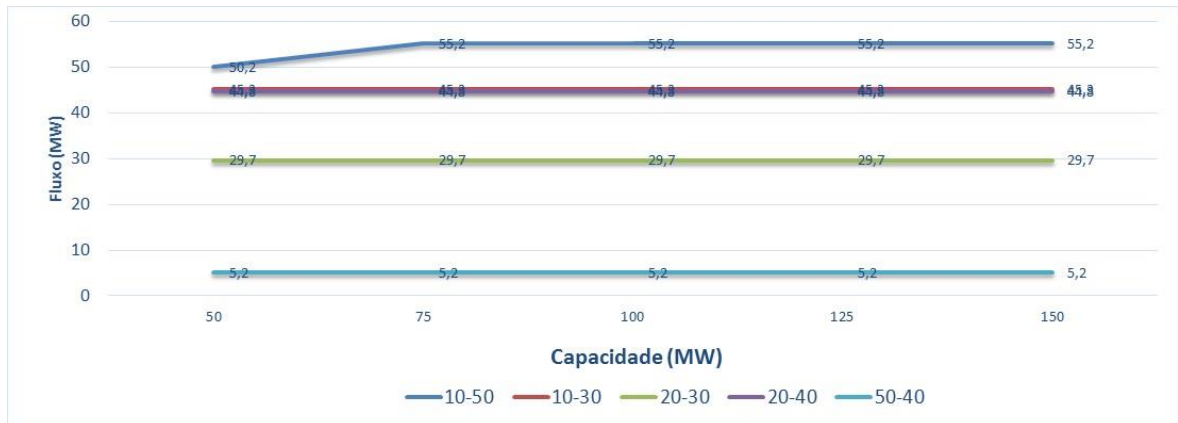
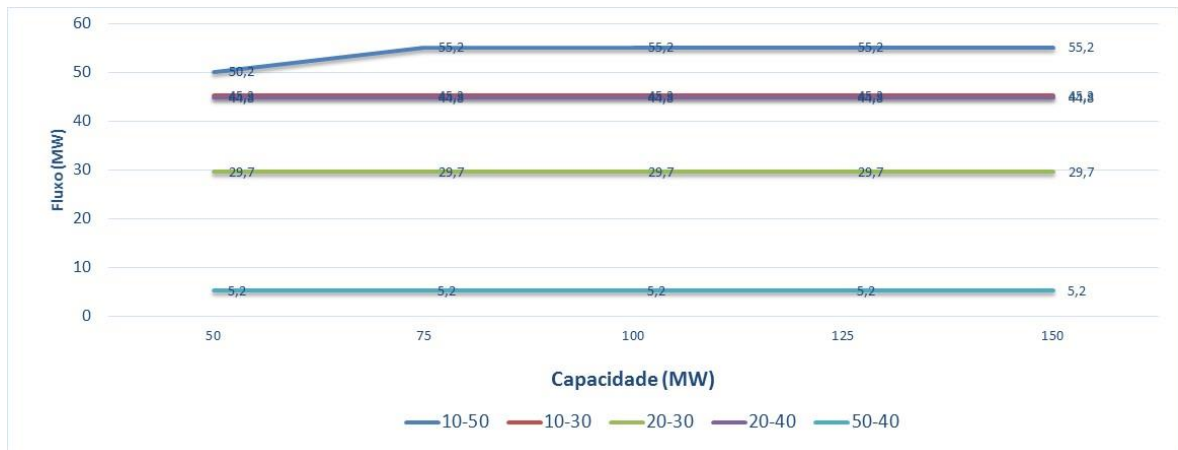


Gráfico 3 - Fluxo de potência para Linha 10-50



Variação de Impedância

Gráfico 4 - Fluxo de potência para Linha 20-40

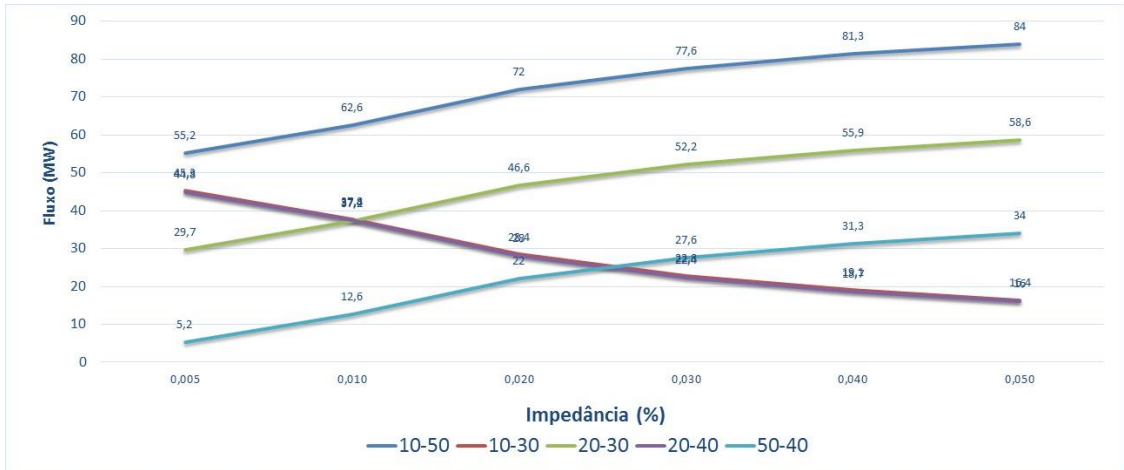


Gráfico 5 - Fluxo de potência para Linha 10-50

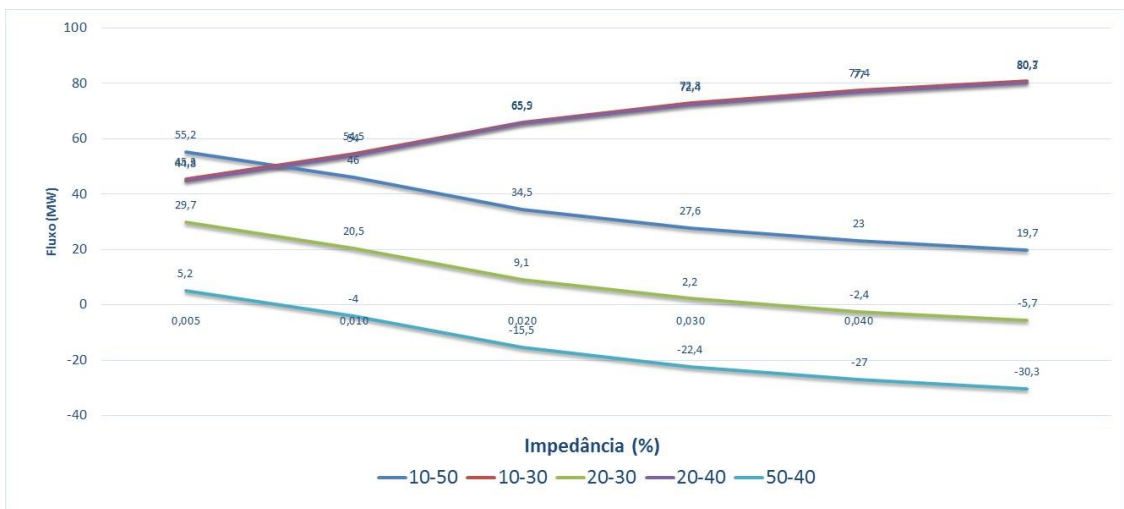
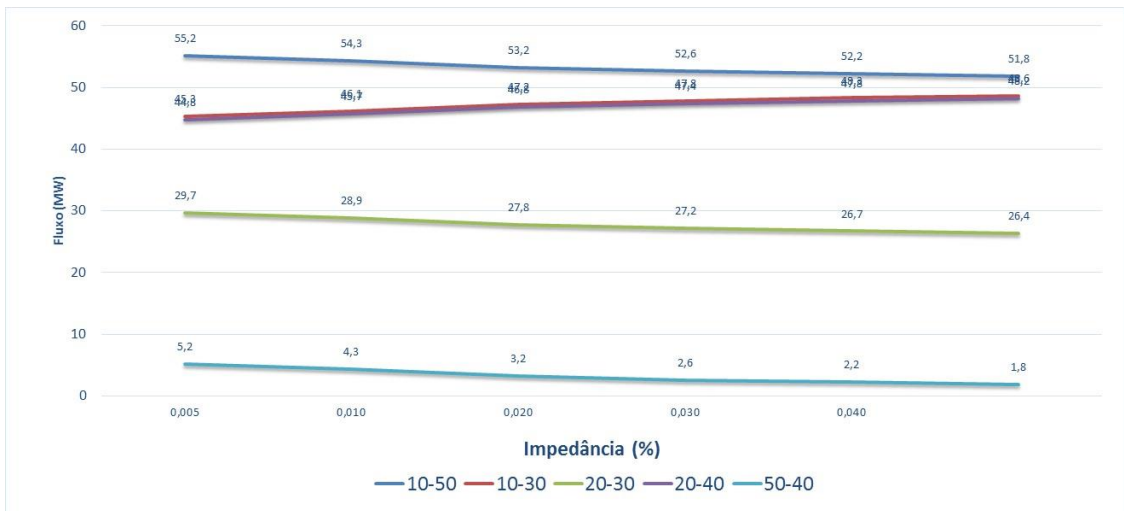


Gráfico 6 - Fluxo de potência para Linha 50-40



Varição na Carga

Gráfico 7 - Fluxo de potência para variação da carga 40 e gerador 10

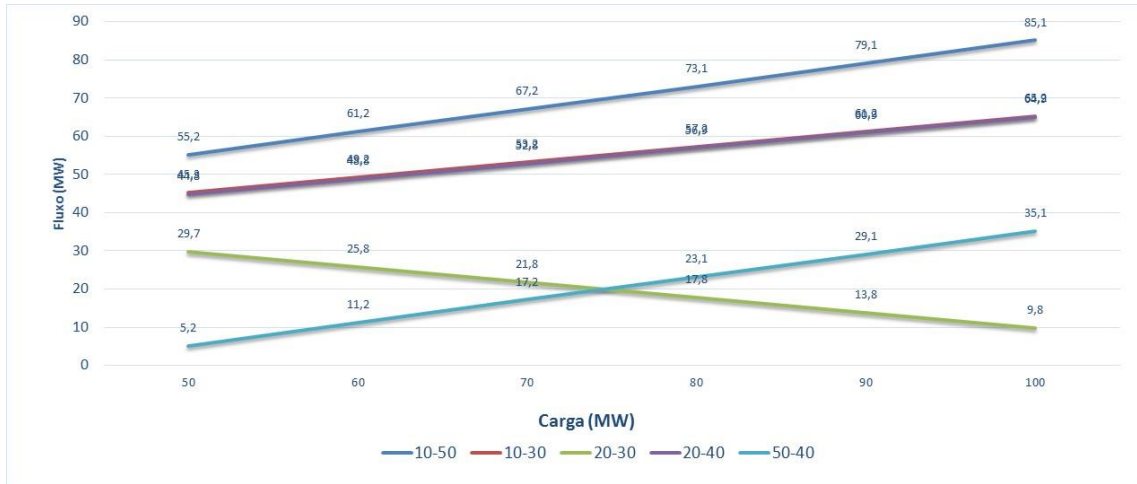


Gráfico 8 - Fluxo de potência para variação da carga 40 e gerador 20

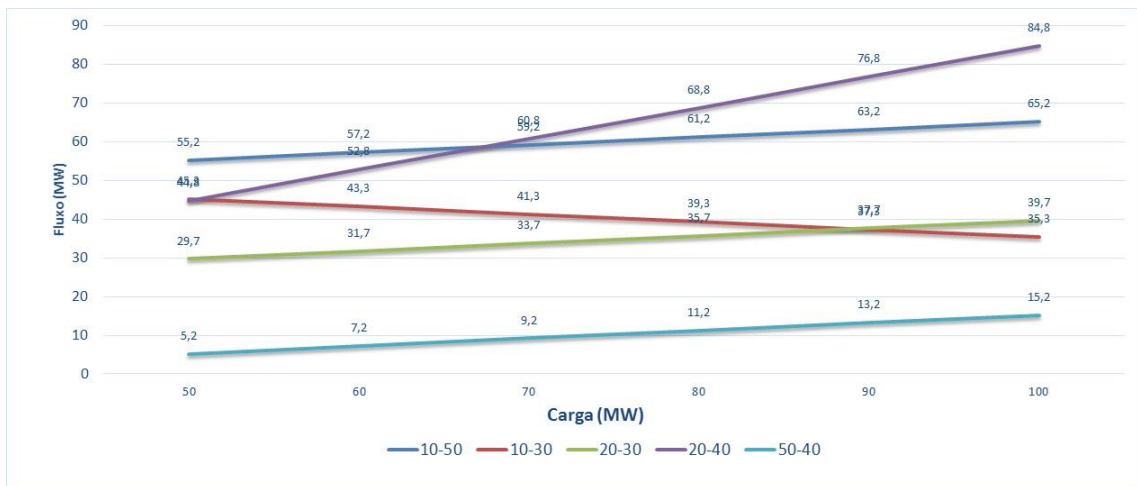


Gráfico 9 - Fluxo de potência para variação da carga 50 e gerador 10

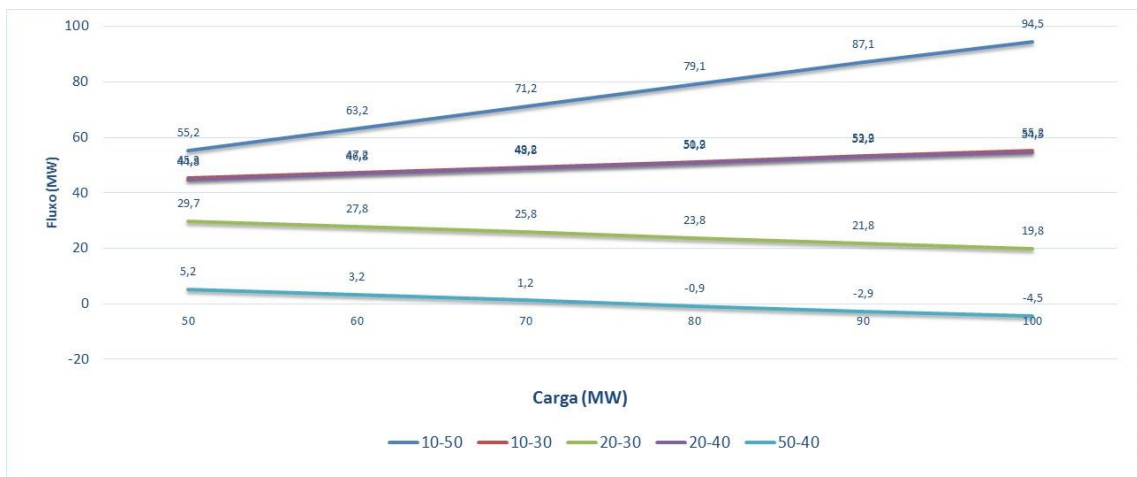
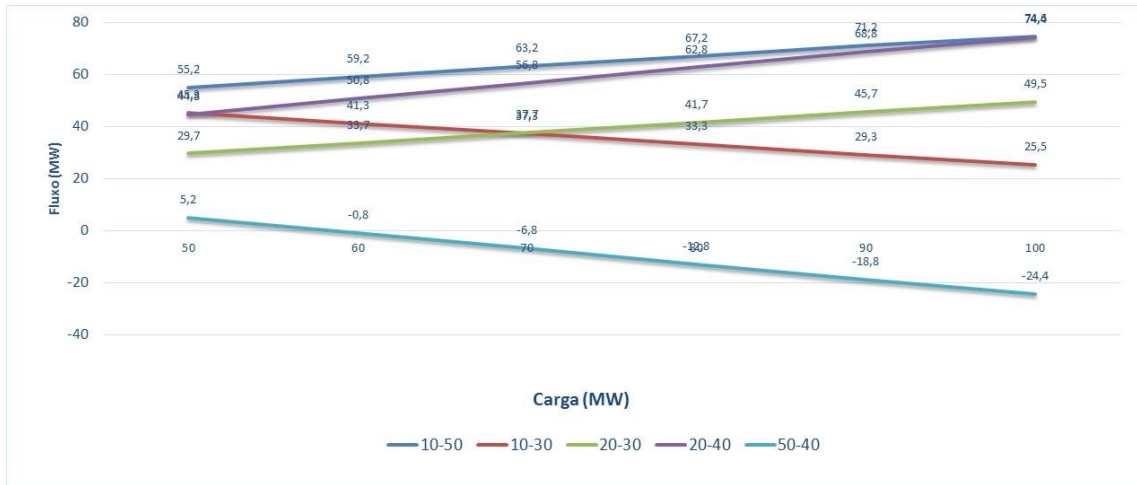


Gráfico 10 - Fluxo de potência para variação da carga 50 e gerador 20



Varição na Geração

Gráfico 10 - Fluxo de potência para variação de ambos geradores

