BRUNO FRANCO SOARES

ANÁLISE DA METODOLOGIA APLICADA ÀS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO PARA GERADORES - TUSDg

São Paulo
2009

BRUNO FRANCO SOARES

ANÁLISE DA METODOLOGIA APLICADA ÀS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO PARA GERADORES - TUSDg

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica

São Paulo
2009

BRUNO FRANCO SOARES

ANÁLISE DA METODOLOGIA APLICADA ÀS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO PARA GERADORES - TUSDg

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência
Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2009

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 05 de novembro de 2009.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Soares, Bruno Franco

Análise da metodologia aplicada às tarefas de uso dos sistemas de distribuição para geradores – TUSDg / B.F. Soares. -- ed.rev. -- São Paulo, 2009.

161 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia elétrica 2. Tarifas públicas 3. Geração de energia elétrica (Regulação) 4. Distribuição de energia elétrica (Regulação) 5. Planejamento energético I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu orientador, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pela paciência, apoio e essenciais contribuições depositadas neste trabalho.

Agradeço aos professores participantes da Banca de Qualificação e da Banca de Defesa, professores doutores Carlos Márcio Vieira Tahan, Carlos César Barioni de Oliveira e José Wanderley Marangon Lima pelas considerações realizadas e oportunidades proporcionadas que resultaram no desenvolvimento e aprimoramento desta dissertação.

Agradeço aos amigos da EDP – Energias do Brasil pelo suporte dado ao longo da realização deste trabalho, em especial à Cristiane Toma Sokei, pelo auxílio em diversas dúvidas que tive durante a elaboração desta dissertação.

Agradeço aos meus pais, irmãos e familiares, pelo apoio e compreensão nos momentos de minha ausência.

Agradeço à minha querida esposa Marina Alvarez, pela ajuda, pelo amor e por estar sempre ao meu lado.

"Mentes são como paraquedas.

Elas só funcionam quando estão abertas."

(James Dewar)

RESUMO

A regulamentação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição possibilitou aos agentes do setor elétrico o direito à utilização dos sistemas elétricos mediante ressarcimento dos respectivos custos. O livre acesso é parte do processo de reestruturação do setor elétrico que visava ao atendimento da expansão da demanda de energia com a liberalização do mercado energético nacional, promovendo a competitividade entre os agentes.

Com o livre acesso, surgiu a necessidade de desenvolver métodos eficientes de remuneração pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, de modo a incentivar o acesso racional a essas redes, minimizando os custos com ampliações e otimizando a operação do sistema elétrico interligado (SIN) e das redes de distribuição.

Nesse sentido, definiu-se uma metodologia para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST), que procura sinalizar o impacto individual causado pelos usuários na rede, enquanto que as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) foram definidas a partir dos Custos Marginais de Expansão para cada nível de tensão destes sistemas. Entretanto, a metodologia de TUSD implementada não se aplicava ao segmento geração, que passou a ser cobrado pelo menor valor do segmento consumo, ou ainda, por valores médios regionais da concessionária.

O modelo de tarifação empregado, considerado provisório desde 1999, provocava distorções na sinalização econômica e na competitividade entre os agentes, além de não incentivar as centrais geradoras na busca dos melhores pontos de acesso às redes de distribuição. Em janeiro de 2009, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de sanar as distorções existentes, publicou outra metodologia para o cálculo das TUSD de centrais geradores (TUSDg).

Este trabalho propõe-se a analisar a nova metodologia estabelecida pela ANEEL para o cálculo da TUSDg, apresentando uma discussão sobre a metodologia adotada e os principais conceitos envolvidos, assim como uma variante metodológica focada no mesmo objetivo.

Palavras chave: Tarifas de uso dos sistemas de distribuição para centrais de geração; Metodologia Nodal; Tarifas de uso dos sistemas de transmissão.

ABSTRACT

Since the free access regulation for the transmission and distribution power systems, the use of the networks is permitted taking into account an appropriate charge, in order to compensate part of the systems cost to the grid owners. Electrical sector reforms, including the free access regulation, aim at to satisfy the electricity demand expansion that happened in consequence of the Brazilian electricity market liberalization, promoting competition between agents.

Along with the free access, the need for efficient methods for establishing the transmission and distribution use of system's charge has emerged, aiming at to promote the rational access to the transmission and distribution networks, in order to minimize the expansion investments and to optimize the National Interconnected System and distribution grids operation.

The methodology to calculate the TUOS charge (Transmission use of system charge) has been defined to show the individual impact caused by the net's users, and the DUOS charge (Distribution use of system charge) to compensate expansion costs in each network voltage level. However, the DUOS charge excluded the generation sector, that was charged by the smallest value of consumer's sector, or by their average of regional values.

The methodology for the calculation of the Duos Charge used since 1999 was considered provisory and has caused distortions in the economic sign and also in the competitiveness between the agents. Furthermore, it didn't encourage the generator agents to look for the better access points in distribution systems.

In January this year, the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL, in Portuguese initials) has defined another methodology to calculate the DUOS charge for generating agents in order to correct such distortions. This work analyses the new methodology, discussing its main characteristics and presenting another option to calculate the DUOS charge for generation plants, aiming at the same purpose.

Keywords: Distribution use of system charge for generation plants; Nodal Method; Transmission use of system charge

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Visão Geral das Relações Contratuais.	24
Figura 2.2 - Principais Instituições do atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	25
Figura 3.1 - Ilustração do Reajuste Tarifário Anual	40
Figura 4.1 - Modificações das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição	47
Figura 4.2 - Rede Unificada com injeção de energia na Rede Básica.	72
Figura 5.1 - TUSDg atual, em [R\$/kW.mês]. Ref. Out/2006. Fonte: Resoluções homologatórias da ANEEL.	80
Figura 5.2 - Representação de uma Rede Unificada.	91
Figura 5.3 - Representação de uma Rede Unificada Importadora.	94
Figura 5.4 - Representação de uma Rede Unificada Exportadora.	95
Figura 5.5 - Definição dos fatores de carregamento dos circuitos (r_j).	104
Figura 5.6 Gerador com múltiplos pontos de conexão à Rede Unificada.....	107
Figura 5.7 - Ilustração dos Ajustes e das Revisões da TUSDg.....	112
Figura 6.1 - Comparação entre as Tarifas Vigentes e TUSDg do Estudo de Caso da Rede Unificada de São Paulo.	119
Figura 6.2 - Comparação entre as TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST do Estudo de Caso 2.....	122
Figura 6.3 - Comparação entre as TUST apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST do Estudo de Caso 2.....	123
Figura 7.1 - Distribuição percentual das parcelas Selo e Nodal (locacional) na recuperação da Receita Anual Permitida.	131
Figura III.1 - Sistema mostrando a metodologia de rota contratual.	149
Figura III.2 - Sistema exemplo para a metodologia MW-Milha	151
Figura III.3 - Fluxos em dois circuitos diferentes para uma determinada transação	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Composição da Receita Requerida de uma Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica.	33
Tabela 3.2 - Grupos de Consumidores	41
Tabela 3.3 - Faixas de Descontos Escalonados estabelecidos pelo programa de Tarifa social de baixa renda	44
Tabela 4.1 - Resumo dos Principais documentos relacionados à TUSD	78
Tabela 5.1 - Contratos de Uso realizados pelas Centrais Geradoras.	82
Tabela 5.2 - Tarifas de uso aplicadas a Unidades Geradoras conforme tipo de despacho e ponto de conexão.	82
Tabela 5.3 - Geradores conectados aos sistemas com nível de tensão inferior a 230kV (Redes de Distribuição, DIT e Rede Básica de Fronteira).....	83
Tabela 5.4 - Receitas a serem recuperadas com o encargo de uso dos geradores.	98
Tabela 6.1 - Valores dos Investimentos de acesso, por nível de tensão, de gerador de 100 MW	116
Tabela 6.2 - TUSDg para ciclo 2008-2009	117
Tabela 6.3 - Resumo das TUSDg das usinas conectadas à rede unificada de São Paulo.	117
Tabela 6.4 - Valores anualizados dos ativos de 88/138 kV das Redes Unificadas por Empresa de Distribuição e Transmissão.	121
Tabela 7.1 - Tarifas das usinas conectadas a Redes Unificadas e Rede Básica....	128
Tabela I.1 - Valores de Reposição de Novos Elementos.	138
Tabela I.2 - Capacidade operativa para condutores aéreos sob sol e vento de 2,2 km/h.	139
Tabela I.3 - Capacidade operativa para condutores subterrâneos.....	139

Tabela II.1 - TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST propostas pelo Estudo de Caso 2 para as usinas das RU.....	140
Tabela II.2 - TUST apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST propostas pelo Estudo de Caso 2 para as usinas da Rede Básica.....	143

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVO	14
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	14
2	MARCO REGULATÓRIO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL.....	16
2.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	16
2.2	O PROJETO RE-SEB	19
2.3	O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	22
2.4	ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	24
2.4.1	MME – Ministério de Minas e Energia	25
2.4.2	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	25
2.4.3	ONS – Operador Nacional do Sistema	26
2.4.4	CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	26
2.4.5	EPE – Empresa de Pesquisa Energética	27
2.4.6	CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.....	29
2.4.7	CNPE – Conselho Nacional de Política Energética.....	30
3	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	32
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	32
3.2	RECEITA REQUERIDA	33
3.2.1	Parcela A – Custos Não Gerenciáveis.....	34
3.2.2	Parcela B – Custos Gerenciáveis	38
3.3	REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	39
3.4	REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL	39
3.5	REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA.....	41
3.6	ESTRUTURA TARIFÁRIA	41
3.6.1	Tarifas do Grupo A.....	42
3.6.2	Tarifas do Grupo B.....	44
3.6.3	Tarifa Social de Baixa Renda	44
4	TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD	46
4.1	HISTÓRICO REGULATÓRIO	46
4.1.1	Lei n° 9.074	47
4.1.2	Lei n° 9.427	47
4.1.3	Portaria DNAEE n° 459	48
4.1.4	Resolução ANEEL n° 281.....	49
4.1.5	Resolução ANEEL n° 286.....	51
4.1.6	Resolução ANEEL n° 594.....	52
4.1.7	Resolução ANEEL n° 666.....	53
4.1.8	Resolução ANEEL n° 790.....	54
4.1.9	Resolução ANEEL n° 152.....	55
4.2	TUSD – REGULAÇÃO VIGENTE.....	59
4.2.1	Resolução ANEEL n° 166.....	60
4.2.2	Resolução ANEEL n° 349.....	68
4.3	REDUÇÃO DE TARIFAS DE USO.....	75
4.3.1	Resolução Normativa n° 77.....	76
5	TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA GERADORES – TUSDG	79
5.1	MOTIVAÇÃO.....	79
5.2	ESTUDOS ANTERIORES.....	84
5.3	TUSDG – METODOLOGIA ESTABELECIDADA PELA RESOLUÇÃO 349/2009	86
5.3.1	Sistemas considerados no cálculo	87
5.3.2	Representação das Redes a serem remuneradas	89

5.3.3	<i>Definição da receita a ser recuperada pelos geradores.....</i>	95
5.3.4	<i>Metodologia de Cálculo</i>	100
5.4	VIGÊNCIA, ATUALIZAÇÃO E HORIZONTE DE CÁLCULO DAS TUSDG	109
6	ESTUDOS DE CASO	113
6.1	ESTUDO DE CASO 1: TUSDG NODAL PARA REDE UNIFICADA DO ESTADO DE SÃO PAULO.....	113
6.1.1	<i>Premissas.....</i>	113
6.1.2	<i>Resultados.....</i>	117
6.2	ESTUDO DE CASO 2: INCLUSÃO DAS REDES DE 138kV E 88kV NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.....	119
6.2.1	<i>Premissas.....</i>	119
6.2.2	<i>Resultados.....</i>	122
7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	125
7.1	CONCLUSÕES	125
7.2	PONTOS DE ALERTA E SUGESTÕES	128
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133
I –	ANEXO I.....	138
II –	ANEXO II	140
III –	ANEXO III	146

1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico teve seu início nos anos 80 na Inglaterra. A implantação do modelo britânico apresentou diversos pontos positivos, incentivando governos por todo o mundo a promover a liberalização nos mercados de energia.

No Brasil, as modificações do setor começaram no início da década de 90. A partir de 1995 essas modificações foram intensificadas com o processo de privatização das empresas estatais de energia e a instituição do livre acesso (Lei nº 9.074/1995), que garante a qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia, o direito à utilização do sistema elétrico, mediante ressarcimento dos respectivos custos. O livre acesso possibilitou alterações inovadoras, como a criação e progressiva ampliação do quadro de consumidores livres; a criação do produtor independente de energia elétrica (PIE) e o alargamento do campo de atuação do autoprodutor (APE).

O objetivo central dessas mudanças era atender a expansão da demanda de energia do País por meio da liberalização do mercado energético nacional, em face da incapacidade do Estado de continuar investindo na sua ampliação.

A regulamentação do Livre Acesso trouxe também a necessidade de criar métodos eficientes de remuneração do uso dos sistemas de transmissão e distribuição que incentivassem o uso racional destes sistemas, de forma a minimizar os custos com ampliações e utilização dos sistemas elétricos.

Desse modo, as tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) foram calculadas a partir da metodologia nodal¹, sinalizando o impacto individual causado

¹ Metodologia Nodal: metodologia utilizada para refletir o custo marginal de expansão de longo prazo da transmissão com base nos impactos individuais de cada agente conectado às redes de transmissão, seja este agente do segmento consumo ou do segmento geração, devido a sua localização no sistema – sinal locacional.

pelos usuários na rede, sendo que as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) foram definidas a partir dos Custos Marginais de Expansão para cada nível de tensão desses sistemas.

A metodologia de cálculo das TUSD não se aplicava para o segmento de geração. Até o mês de junho de 2009, as TUSD aplicadas aos geradores (TUSDg) conectados aos sistemas de distribuição, dependendo dos níveis de tensão operados pela empresa de distribuição, é definida da seguinte forma:

- O menor valor de tarifa de unidades de consumo do sistema de distribuição a qual a central geradora se encontrar conectada, ou
- Um valor médio regional.

Essa TUSDg não incentiva o uso racional das redes de distribuição e ainda causa algumas distorções entre os geradores e empresas de distribuição, trazendo a necessidade de alteração da metodologia de cálculo dessas tarifas. Além disso, estava previsto em resolução da ANEEL (Res. nº 281/1999) que tanto as TUST quanto as TUSD devem ser calculadas em conformidade com a mesma metodologia para as redes com tensão igual ou superior a 69 kV.

Diante dessas distorções e de alguns outros problemas que serão apresentados, a ANEEL propôs, durante Audiência Pública 26 realizada em 2008, uma nova metodologia de cálculo da TUSDg. A proposta foi avaliada pelos agentes interessados do setor elétrico nacional que, posteriormente, enviaram suas contribuições para melhoria da metodologia apresentada.

Após a análise das contribuições encaminhadas, a ANEEL estabeleceu, em janeiro de 2009, a nova metodologia de cálculo da TUSDg que é alvo de estudo deste trabalho.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo efetuar a análise da nova metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada a unidades de geração (TUSDg), estabelecida pela ANEEL na Resolução nº 349/2009 e detalhada através da Nota Técnica ANEEL 01/2009.

Desse modo, procura-se apresentar os fatores que motivaram as alterações de metodologia e os principais aspectos desde sua criação até os dias atuais.

Também serão realizados estudos de caso de modo a balizar os comentários referentes à metodologia empregada, confrontar a metodologia anterior e a metodologia estabelecida para o cálculo das tarifas de uso e auxiliar nas análises realizadas.

1.2 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está organizado em 8 capítulos. No Capítulo 2 descreve-se de forma sucinta a estrutura do setor elétrico, trazendo alguns fatos históricos relevantes para a compreensão do modelo atual bem como as principais atribuições dos órgãos institucionais que compõem o Setor Elétrico Nacional.

O Capítulo 3 apresenta brevemente os principais aspectos relacionados às tarifas de energia elétrica, abordando a composição da receita requerida, a estrutura tarifária, reajuste e revisão das tarifas.

O Capítulo 4 aborda as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD), e é feito um levantamento do histórico regulatório com a evolução da tarifa até a atualidade, além dos possíveis incentivos atribuídos às tarifas de uso.

A nova metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição das centrais de geração (TUSDg) é apresentada no Capítulo 5. Nesse capítulo são discutidos os aspectos que motivaram a modificação da TUSDg, alguns estudos realizados que levaram à alteração do cálculo e a apresentação da metodologia estabelecida pela ANEEL.

O Capítulo 6 traz dois estudos de caso realizados para constatar a necessidade de alteração da metodologia de cálculo e levantar alguns pontos de atenção importantes com respeito à metodologia proposta pela ANEEL durante a Audiência Pública 26/2008.

Por fim, os últimos capítulos apresentam as conclusões e considerações finais (sétimo), e a bibliografia consultada (oitavo).

2 Marco Regulatório do Sistema Elétrico Nacional

Desde os primórdios do uso da eletricidade no país até a instauração do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com suas instituições e agentes, foram observadas importantes alterações em sua estrutura. De modo a contribuir para a contextualização do tema abordado por esta dissertação, este capítulo apresenta um resumo dos principais fatos históricos do setor, os órgãos institucionais que o compõem atualmente e suas principais atribuições.

2.1 Histórico do Setor Elétrico Nacional

Em 1879, tem-se o início da história da energia elétrica no Brasil, quando D. Pedro II concede a introdução de aparelhos e processos de Thomas Alva Edson destinados ao uso da eletricidade na iluminação pública [27]. Os aparelhos foram utilizados na primeira instalação de iluminação elétrica permanente na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, da cidade do Rio de Janeiro.

Em 1883, dois acontecimentos foram marcantes: a operação da primeira usina hidrelétrica do país na cidade de Diamantina e a inauguração, por D. Pedro II, do primeiro serviço público municipal de iluminação da América do Sul na cidade de Campos. Desde então, a energia elétrica no Brasil evolui com a inauguração de novas usinas e empresas destinadas à produção e fornecimento de energia elétrica.

Já em 1903, o Congresso Nacional aprovou o primeiro texto de lei que disciplina o uso da energia elétrica no Brasil e, em 1934, o Código das Águas é promulgado pelo presidente Getúlio Vargas, assegurando ao poder público o controle da concessão do uso dos recursos hídricos no país.

O presidente Getúlio Vargas também criou o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAEE) em 1939. O CNAEE, órgão subordinado diretamente à Presidência da República, tinha o objetivo de dar suporte à presidência quanto à utilização dos recursos hidráulicos e de energia elétrica do país, atuando sobre os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas associados à indústria de energia elétrica.

Durante os anos 40 foram regulamentados a situação das usinas termelétricas (integração às disposições do Código de Águas) e o “custo histórico” utilizado no cálculo das tarifas de energia elétrica (taxa de remuneração dos investidores fixada em 10%). Também foi criada a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, sendo a primeira empresa federal de eletricidade do país.

Outras empresas importantes para o Setor Elétrico Nacional foram criadas na década de 50, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (deu origem ao BNDES) –, Escelsa e Furnas.

Em 1960, foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME) durante o governo de Juscelino Kubistchek. No ano seguinte, em 1961, já durante o Governo de Jânio Quadros, foi criada a Eletrobrás.

O Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) foi criado em 1965 para regulamentar os serviços de energia elétrica no país. Entretanto, algumas finalidades do DNAE eram análogas às do CNAEE, acarretando dificuldades que se refletiam na política energética nacional. Para solucionar essas dificuldades, em 1968, o DNAE passou a ser denominado Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), recebendo as atribuições do CNAEE, que foi extinto em 1969. Deste modo, firmava-se a estrutura básica do setor, com o MME definindo a política energética a ser executada pela Eletrobrás e o DNAEE como órgão normativo e fiscalizador.

Também em 1969, foi criado o Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI). O CCOI visava à redução das dificuldades operativas e ao aperfeiçoamento do processo de interação das empresas do setor.

Já nessa época, início dos anos 70, o setor elétrico nacional era composto predominantemente por empresas estaduais e federais. Eletronorte, Eletrosul, Furnas e CHESF compunham a base do sistema Eletrobrás. Em 1973, foi criado o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para desenvolver tecnologia em equipamentos e em sistemas elétricos.

O MME, em 1982, criou o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), com a função de realizar o planejamento integrado do setor elétrico.

Em 1987 foi instituída a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), considerada o embrião das reformas ocorridas no setor elétrico nacional ao longo da década de 90.

Logo no início da década de 90, foi estabelecido o Programa Nacional de Desestatização (PND), implantado em 1990 durante o governo de Fernando Collor de Mello.

Em 1993, a Lei nº 8.631 modificou a modalidade de tarifação e criou os contratos de suprimento, celebrados entre geradores e concessionários supridos. Até 1993, o regime de tarifação era realizado pelo custo do serviço, garantindo às concessionárias uma remuneração mínima. Esse modelo de tarifação, com cálculo definido pela Lei nº 5.655/1971, não promovia a eficiência às empresas, já que todo o custo era pago pelo consumidor.

A Lei nº 8.631 eliminou as tarifas de fornecimento unificadas no território nacional, permitindo que cada concessionária propusesse suas próprias tarifas, mediante homologação do Poder Concedente.

Ainda em 93, o Decreto 1009 criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), sob administração da Eletrobrás. O objetivo da criação do SINTREL era dar livre acesso aos sistemas federais de transmissão, o que porventura traria competitividade aos agentes do setor.

Contudo, o SINTREL não obteve sucesso utilizando o regime de tarifação ponto a ponto², fazendo com que a competição entre os agentes de geração fosse bastante prejudicada. Outro fator importante para a falta de êxito do SINTREL foi a resistência imposta pelas grandes empresas estaduais, cujos sistemas de transmissão abrangiam parcela considerável das regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste.

Em 1995, a Lei 9.074 cria as figuras do Produtor Independente de Energia e do Consumidor Livre, dando início a uma nova etapa da história do setor elétrico, com a instauração do Modelo de Livre Mercado.

2.2 O Projeto RE-SEB

Sob coordenação do Ministério de Minas e Energia, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) teve sua implantação em 1996. O Projeto RE-SEB tinha por finalidade reservar as funções de regular, fiscalizar, mediar e formular políticas ao Estado, de modo a criar artifícios para estimular os agentes privados a realizar os investimentos necessários à expansão da oferta de energia.

² Metodologia de cálculo de tarifas associadas a um ponto de entrada ou de saída, similar à cobrança de pedágio. O emprego desta metodologia inviabilizava os contratos entre empresas localizadas a grandes distâncias.

O incentivo à competição entre os agentes de geração no setor foi uma das prioridades do Projeto que só seria alcançada por meio da desverticalização da Distribuição, Transmissão e Geração. Adicionalmente, as metodologias de tarifação sobre o transporte de energia bem como todo regime comercial também foram sugeridos durante o Projeto RE-SEB. As principais metodologias de cálculo de tarifas de uso dos sistemas de transporte de energia estão dispostas no ANEXO III.

A proposta de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) foi baseada no custo marginal de expansão de longo prazo da transmissão, aproximado na ótica de “precificação relacionada aos custos de investimento” (ICRP – Investment Cost Related Pricing). Com esta proposta o uso das redes pelos agentes refletiria os custos marginais de investimento e de operação e manutenção.

Dentre as premissas adotadas para o estabelecimento da TUST, a tarifa estaria associada ao ponto de conexão de cada agente, incentivando à conexão em pontos da rede que reduzissem os custos com investimentos em expansão e operação. Além disso, o montante total a ser arrecadado dos usuários deveria ser repartido igualmente entre os segmentos consumo e geração dos agentes conectados em níveis de tensão superior a 230 kV.

Para os sistemas de distribuição, o cálculo das tarifas de uso (TUSD) foi proposto a partir da metodologia de Custo Marginal Médio de Expansão, sendo este definido para cada nível de tensão da empresa de distribuição. O recálculo destas tarifas deveria ser realizado a cada cinco anos e a cada ano haveria apenas um reajuste das mesmas.

O projeto ainda propunha que os geradores conectados às redes de distribuição (geradores embutidos), definidas como redes em nível de tensão igual ou inferior a

138 kV, não pagassem TUSD, fossem eles despachados centralmente pelo operador do sistema ou não.

Também foram estabelecidos os três principais órgãos institucionais que serviriam de estrutura para o setor elétrico nacional: o Mercado Atacadista de Energia, o Operador Nacional do Sistema e a Agência Nacional de Energia Elétrica.

A instauração do Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi considerada a principal característica do novo modelo [41]. Um conjunto de equacionamentos específicos, denominado Regras de Mercado, foi desenhado para o desempenho adequado das designações do MAE. Posteriormente, as Regras de Mercado foram substituídas pelas Regras de Comercialização.

Uma das principais atribuições do MAE era a determinação dos preços de mercado de curto prazo, sendo estes preços baseados em custos marginais de curto prazo, obtidos através de simulações realizadas com os modelos desenvolvidos pelo CEPEL, Newave e Decomp.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ficou encarregada de executar as funções de fiscalização bem como regulação técnica e econômica do setor elétrico, enquanto o Operador Nacional do Sistema (ONS) ficou com a incumbência de executar a programação, despacho e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O Projeto RE-SEB pretendia o estabelecimento do livre comércio de energia entre distribuidores, geradores, grandes consumidores e comercializadores, e para tanto foram elaborados os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica. A atividade de comercialização de energia ganha importância dentro das empresas.

Contratos bilaterais passam a ser celebrados entre os agentes para suprir a maior parte de suas demandas, com vistas a reduzir os riscos vinculados à possível oscilação dos preços de curto prazo definidos pelo MAE.

Em 2001, o país enfrenta uma crise energética. A crise teve início com um período hidrológico ligeiramente desfavorável, em associação com um cenário de investimentos escassos, culminando no Racionamento de Energia ocorrido entre junho de 2001 a fevereiro de 2002.

O modelo em implantação demonstra algumas fragilidades. A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), formada para solucionar os problemas emergenciais originados pela crise energética, apontou aprimoramentos do modelo que serviriam de base para as alterações implantadas pelo Novo Modelo.

2.3 O Novo Modelo do Setor Elétrico Nacional

A instauração do Novo Modelo do Setor teve início em 2003, com a publicação das diretrizes da “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico” em julho e da Medida Provisória 144 em dezembro. A Medida Provisória 144/03 originou, em março de 2004, a Lei nº 10.848, que dispõe sobre a Comercialização de Energia. Logo em seguida, a mencionada lei foi regulamentada pelo Decreto 5.163/2004 [20].

Os objetivos que compõem o modelo aperfeiçoado são:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento; e

- Resgatar a atividade de planejamento no setor elétrico.

O Novo Modelo cria ainda a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a finalidade de realizar os estudos de planejamento energético para dar subsídio ao MME, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a responsabilidade de avaliar a segurança de suprimento de energia.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi convertido em Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que desempenharia os papéis de contabilização e liquidação das operações de curto prazo do mercado de energia e administração dos contratos de compra e venda de energia dos consumidores regulados.

A comercialização de energia é dividida, quanto à natureza de seus contratos, em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O ACR é destinado às empresas que forneçam energia aos consumidores finais de forma regulada. Nesse ambiente a comercialização de energia elétrica acontece por meio de leilões, onde os agentes vendedores (geradores, importadores e comercializadores) podem comercializar a sua energia com as empresas de distribuição, segundo procedimentos definidos pelo Decreto nº 5.163/04. O agente vendedor que comercializar sua energia por meio desses leilões deve assinar contratos com todas as distribuidoras que participaram do certame.

Já no ACL, a comercialização de energia é realizada diretamente entre os agentes comercializadores, geradores e consumidores livres, e os termos contratuais são acertados livremente. Em linhas gerais as condições contratuais foram muito pouco alteradas quando comparadas com o formato praticado anteriormente à Lei

10.848/2004. Nas regras do modelo atual incluíram-se algumas restrições com respeito às quantidades contratadas e penalidades, além da obrigatoriedade de adesão à CCEE de todos os Consumidores Livres.

A Figura 2.1 apresenta um diagrama representativo das principais relações comerciais entre os agentes do setor elétrico no atual modelo.

Figura 2.1 - Visão Geral das Relações Contratuais.

2.4 Estrutura do Setor Elétrico Nacional

Com a instituição do Livre Acesso e a desverticalização do Setor de Energia Elétrica, que separou geração, transmissão, distribuição e comercialização, fez-se necessária a criação de órgãos reguladores e fiscalizadores capazes de tornar o novo sistema funcional e confiável. Neste tópico será apresentada uma breve descrição dos principais órgãos institucionais e agentes que compõem a estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.

Figura 2.2 - Principais Instituições do atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

2.4.1 MME – Ministério de Minas e Energia

Em 2003, a Lei nº 10.683/2003 definiu como competências do MME [36] as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. A estrutura do Ministério foi regulamentada pelo decreto nº 5.267, de 9 de dezembro de 2004, que criou as secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético; de Energia Elétrica; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; de Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

2.4.2 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL [1] é uma autarquia constituída sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com personalidade jurídica de direito público e com autonomia patrimonial, administrativa e financeira, conforme estabelecido na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro 1996 [22]. O exercício de suas atribuições tem o objetivo

de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

2.4.3 ONS – Operador Nacional do Sistema

O ONS [38] é um agente de direito privado instituído pela Lei nº 9648, de 27/05/1998, criado com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a Rede Básica de transmissão de energia no Brasil. Tem como missão institucional assegurar aos usuários do Sistema Interligado Nacional a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

O ONS é o responsável pela coordenação e controle da operação dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

2.4.4 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica foi instituído pela Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998, e funcionou até janeiro de 2002, como um ambiente virtual, sem personalidade jurídica. Intermediou todas as transações de compra e venda de energia elétrica entre seus agentes de cada um dos quatro submercados³ que compõe o sistema interligado. Por força do art. 11 do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, os submercados foram reduzidos a dois, porém logo no início de 2003, pouco depois de tomar posse, o novo governo revogou o Decreto nº 4.562, pelo que os submercados voltaram a ser os quatro originalmente definidos.

O MAE, da forma como estava constituído, estava gerando conflitos de interesses, comprometendo a expansão da oferta de energia elétrica, na medida em que

³ Submercados são divisões do Sistema Interligado Nacional (SIN) para as quais são estabelecidos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

exercitava a “auto-regulação”, travando as decisões. Por conseguinte, em 07 de fevereiro de 2002, a Medida Provisória nº 29 convertida na Lei nº 10433 de 24 de abril de 2002, autorizou a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulação por parte da ANEEL, adotando uma nova estrutura e forma de funcionamento (resolução ANEEL nº 73/2002). As atribuições do MAE estão definidas na Convenção do Mercado, aprovada pela Resolução ANEEL nº 102, de 01 de março de 2002.

O MAE foi extinto em 2004 pela Lei 10.848 de 15 de março de 2004 e substituído em todas as suas funções pela então criada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [23] que teve sua criação autorizada pelos artigos 4º e 5º da Lei 10.848 de 15 de março de 2004 e foi regulamentada pelo Decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004.

Atualmente algumas das atividades exercidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica são:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito da CCEE que tenham por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado.

2.4.5 EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Em 15 de março de 2004, por meio da Lei nº 10.847, foi autorizada a criação da Empresa de Pesquisa Energética [28]. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a

EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético nacional em campos como energia elétrica, petróleo e gás natural e eficiência energética.

Os principais objetivos da EPE são:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela própria EPE;
- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive de eficiência energética;
- Promover estudos voltados para programas de apoio à modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético.

2.4.6 CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico [24], de que trata o artigo 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, foi constituído pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004. O CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e é formado por:

I - quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e

II - os titulares dos órgãos a seguir indicados:

- a) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- b) Agência Nacional do Petróleo – ANP;
- c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- d) Empresa de Pesquisa Energética – EPE; e
- e) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Competem ao CMSE as seguintes atribuições:

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no item anterior, em horizontes pré-determinados;
- realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados;
- Identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e
- Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no item anterior, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

2.4.7 CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Em 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.478 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) [25], presidido pelo Ministro de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor.

Formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a:

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

3 Tarifas de Energia Elétrica

Para garantir que a energia elétrica seja acessível aos consumidores com elevado padrão de continuidade e qualidade, existe toda uma estrutura composta por geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica [4]. Essa garantia de fornecimento de energia, os custos envolvidos em transporte e geração de energia, além de encargos destinados ao custeio da aplicação de políticas públicas, são cobrados nas tarifas de energia elétrica.

Neste capítulo, serão apresentados os principais aspectos relacionados à estrutura, à atualização e à revisão das tarifas de energia aplicadas aos consumidores além de outros conceitos inerentes ao tema.

3.1 Considerações Gerais

Os contratos de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica estão submetidos ao Regime de Regulação por Incentivos. Neste sentido, as tarifas das distribuidoras reguladas pela ANEEL expressam o máximo preço praticável pela concessionária. Caso ocorram ganhos de eficiência nos processos realizados pela concessionária nos anos de reajuste tarifário, a redução dos custos é parcialmente convertida em lucro para os acionistas da empresa em vez de redução tarifária, enquanto que parte é capturada pela aplicação do Fator X^4 . A possibilidade de converter em lucros os ganhos de eficiência é o estímulo próprio do Regime de Regulação por Incentivos.

⁴ Fator estabelecido pelo Regulador durante uma revisão tarifária, tendo por objetivo promover uma captura parcial dos ganhos de escala e produtividade entre revisões, decorrente do crescimento do mercado atendido.

Por outro lado, o aumento de eficiência pode ser convertido em redução de tarifa aos consumidores pelo órgão regulador durante o processo de Revisão Tarifária, realizada a cada 3, 4 ou 5 anos, dependendo da concessionária. A redução da tarifa de energia seria percebida durante recálculo da Receita Requerida, receita necessária para prestação do serviço de distribuição, que tende a ser menor por refletir uma empresa mais eficiente.

3.2 Receita Requerida

A Receita Requerida, prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, é formada por duas componentes: Parcela A e Parcela B. Os custos não gerenciáveis da concessionária, como compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão, são atribuídos à Parcela A, enquanto os custos gerenciáveis, formados pelos custos de operação e manutenção e pelas despesas de capital, integram a parcela B [3].

Tabela 3.1 - Composição da Receita Requerida de uma Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
Parcela A (custos não gerenciáveis)	Parcela B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

3.2.1 Parcela A – Custos Não Gerenciáveis

Os custos considerados não gerenciáveis que compõem a Receita Requerida são caracterizados pelos custos associados à aquisição de energia (por meio dos leilões de energia e demais mecanismos disponíveis), ao uso dos sistemas de transmissão e aos encargos setoriais. As componentes da Parcela A, de modo geral, podem ser repassadas integralmente às tarifas de energia pelas concessionárias de distribuição.

3.2.1.1 Aquisição de Energia

Os custos de aquisição de energia decorrem da compra de energia, que pode ser realizada por meio de:

- Leilões de energia;
- Quotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA);
- Quotas da Energia de Itaipu;
- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD);
- Chamadas públicas para contratação de energia; e
- Compras de energia no mercado de curto prazo.

A energia adquirida por uma concessionária de distribuição deve ser suficiente para suprir sua energia requerida, que é formada por mercado cativo, suprimento, perdas técnicas e perdas não técnicas.

3.2.1.2 Transporte de Energia

O transporte da energia demandada por uma empresa de distribuição é realizado por meio dos sistemas de transmissão, ou mesmo por sistemas de outras distribuidoras. A remuneração desse transporte é estabelecida pela ANEEL e custeada pelas empresas de distribuição acessantes de acordo com os sistemas utilizados.

As empresas de transmissão são ressarcidas pelos custos de acesso à Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Instalações de Conexão. A Rede Básica e a Rede Básica de Fronteira são remuneradas por meio de tarifas especificadas por ponto de conexão, com base na demanda de energia contratada pelas distribuidoras. Os encargos de conexão remuneram o uso das instalações de conexão e o montante de remuneração é definido em contrato entre as partes.

De modo análogo, no caso de acesso às redes de outras empresas de distribuição, a empresa distribuidora acessante também deve remunerar o uso desses sistemas por meio de tarifa estabelecida pela ANEEL.

Há ainda a remuneração do transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional. As empresas distribuidoras que possuem quotas da energia elétrica produzida pela Hidrelétrica de Itaipu Binacional devem remunerar o transporte dessa energia por meio de tarifa fixada pela ANEEL.

3.2.1.3 Encargos Setoriais

A Parcela A da Receita Requerida também é composta por encargos destinados ao custeio da aplicação de políticas governamentais. Atualmente os encargos setoriais que compõem a tarifa são:

- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Contribuição ao ONS;
- Encargo de Serviços do Sistema (ESS);
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE);
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa);
- Reserva Global de Reversão (RGR); e
- Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica (TFSEE).

A CCC é um encargo pago pelas empresas de distribuição e de transmissão brasileiras para remunerar os custos anuais da geração termelétrica das áreas não interligadas ao SIN, designadas de "sistemas isolados". A ANEEL define anualmente a quota individual a ser arrecadada por concessionária de distribuição, proporcionalmente ao mercado de referência⁵.

Criada pela Lei nº 10.438/2002, a CDE abrange dois objetivos pretendidos pelo governo: o primeiro é a diversificação e expansão da matriz energética nacional e o segundo está ligado à universalização e ampliação das redes de atendimento.

A contribuição para o Operador Nacional do Sistema (ONS) compõe a parcela A com a finalidade de arrecadar recursos para custear as atividades desempenhadas pelo Operador.

⁵ Segundo a Resolução 166/2005 o "Mercado de Referência de Demanda" é composto pela quantidade de demanda de potência faturada para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, geradores, outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, nos 12 meses que antecedem a data do reajuste em processamento, não considerando a quantidade de demanda faturada por ultrapassagem do valor contratado.

O Encargo de Serviços do Sistema foi criado para ressarcir os serviços prestados por agentes de geração que receberam ordem de despacho do ONS devido a restrições operativas, com a finalidade de manter a segurança, confiabilidade e a estabilidade do SIN durante o suprimento da carga.

Conforme estabelecido pela Lei nº 9.991/2000, os agentes concessionários e permissionários do setor de energia elétrica ficam obrigados a realizar investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética. No caso das empresas de distribuição a obrigatoriedade é de, no mínimo, 0,75% e 0,25% sobre o montante de sua receita operacional líquida (ROL⁶) em projetos de P&D e em programas de EE, respectivamente.

Criada pelo Decreto nº 41.019/1957 com os objetivos de levantar recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, a RGR é paga à Eletrobrás, que administra os recursos recebidos por este encargo.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e destina-se ao custeio das atividades realizadas pela ANEEL.

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/2002 com a finalidade de incrementar a participação no SIN de empreendimentos de geração de energia elétrica com base em fontes Eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Biomassa. Esse encargo serve para remunerar a instalação e a energia produzida pelos empreendimentos inscritos no programa.

⁶ O cálculo da Receita Operacional Líquida – ROL – pode ser obtido no Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, disponível em <www.aneel.gov.br>.

3.2.2 Parcela B – Custos Gerenciáveis

Os custos gerenciáveis, ou simplesmente a Parcela B de uma empresa de distribuição, são compostos pela Remuneração dos Ativos, pela Quota de Reintegração Regulatória e pelos Custos Operacionais.

A Remuneração dos Ativos das distribuidoras de energia elétrica do país se dá pela aplicação da taxa de retorno adequada sobre a base de remuneração. A taxa de retorno é calculada pela ANEEL utilizando a metodologia de Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), levando em consideração o efeito do imposto sobre a renda. A metodologia de cálculo adotada pela Agência procura proporcionar o mesmo retorno obtido sobre outros investimentos com características similares de risco.

Segundo a definição presente na Resolução nº 234/2006 [12], a Quota de Reintegração Regulatória é a quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompor os ativos afetos à prestação do serviço, ao longo da sua vida útil.

Utilizando a ferramenta denominada de Modelo da Empresa de Referência, a ANEEL determina os custos operacionais eficientes que buscam estabelecer uma referência de mercado para a obtenção dos Custos Operacionais da concessionária de distribuição. A metodologia adotada pelo Modelo da Empresa de Referência procura ser aderente às verdadeiras condições encontradas pela concessionária na área geográfica em que desenvolve suas atividades.

3.3 Revisão Tarifária Periódica

Com o objetivo de analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão após um período pré-estabelecido, que pode variar de três a cinco anos dependendo da concessionária de distribuição, a ANEEL realiza o processo de Revisão Tarifária Periódica⁷.

Durante esse processo, a Agência determina a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência, por meio do cálculo do reposicionamento tarifário⁸ e do estabelecimento do Fator X^9 , que será utilizado nos reajustes tarifários anuais subsequentes.

3.4 Reajuste Tarifário Anual

Nos anos compreendidos entre as Revisões Tarifárias Periódicas ocorre o Reajuste Tarifário Anual. O objetivo desse processo é restabelecer o poder de compra da receita obtida pelo concessionário anualmente.

Durante cada reajuste tarifário anual – Data de Reajuste em Processamento (DRP) – a distribuidora tem determinada a sua Receita Anual referente aos últimos 12 meses (RA_0). Consolida-se também o valor referente à Parcela A (VPA_0), mencionada anteriormente, levando em consideração os valores e condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) [3].

⁷ O detalhamento de conceitos gerais, metodologias aplicáveis e procedimentos iniciais envolvidos no processo de Revisão Tarifária Periódica estão disponibilizados na Resolução ANEEL 338 de 25 de dezembro de 2008 e em seus Anexos [30], ou ainda, de forma simplificada, no Caderno Temático da ANEEL nº 4 – “Tarifas de Fornecimento de Energia” [31], disponível em: <www.aneel.gov.br>.

⁸ Reposicionamento Tarifário é a redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão [30].

⁹ Fator X – É um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido no contrato de concessão, a ser subtraído ou adicionado ao índice de variação de preços (IVI) a cada reajuste tarifário anual [31].

O valor atualizado da Parcela A (VPA_1) é determinado pelo somatório dos valores das suas componentes, conforme apresentado pela Tabela 3.1, vigentes para a Data de Reajuste em Processamento (DRP). Já o valor da Parcela B (VPB_0) na DRA é calculado pela diferença entre RA_0 e VPA_0 . Para estabelecer o novo valor da Parcela B (VPB_1), na DRP, basta corrigir VPB_0 pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Figura 3.1 - Ilustração do Reajuste Tarifário Anual

As tarifas da concessionária são ajustadas para o próximo período tarifário aplicando-se sobre as tarifas homologadas na DRA o novo Índice de Reajuste Tarifário (IRT). O cálculo do IRT é conseguido a partir da razão entre o somatório das componentes atualizadas da Receita Anual Requerida (Parcela A e Parcela B) pelo valor da Receita Anual dos 12 meses anteriores (RA_0), conforme a equação a seguir:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 * (IVI \pm X)}{RA_0} \quad \text{Eq. 3.1}$$

Onde:

VPA_1 – Valor atualizado da Parcela A.

VPB_0 – Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior.

IVI – O “Índice de variação de preços” é o fator obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior [3].

X – Fator X é um número índice, fixado pela ANEEL para cada empresa de distribuição durante a revisão tarifária (ver Nota de Rodapé 9).

3.5 Revisão Tarifária Extraordinária

Além dos processos de Revisão Tarifária Periódica e Reajuste Tarifário Anual, está prevista, nos contratos de concessão, a possibilidade de acionamento do mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária. A qualquer momento, caso seja solicitado e comprovado adequadamente pela empresa de distribuição a necessidade de uma revisão tarifária, a ANEEL poderá procedê-la de modo a manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

3.6 Estrutura Tarifária

Estrutura tarifária é definida pelo conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, segundo a modalidade de fornecimento. A estrutura de tarifas no Brasil está organizada em 2 grupos de consumidores, grupo A e grupo B, conforme apresentados pela Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Grupos de Consumidores

Grupo A - Alta Tensão	Grupo B - Baixa Tensão
A-1 - 230 kV ou mais;	B-1 - Residencial;
A-2 - 88 a 138 kV;	B-1 - Residencial Baixa Renda;
A-3 - 69 kV;	B-2 - Rural;
A-3a - 30 a 44 kV;	B-3 - Não Residencial Nem Rural; e
A-4 - 2,3 a 13,8 kV; e	B-4 - Iluminação Pública.
A.S. - 2,3 a 13,8 kV (Subterrâneo).	

3.6.1 Tarifas do Grupo A

As tarifas do grupo A são para consumidores conectados às redes de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento conforme apresentado na Tabela 3.2. Os consumidores do grupo A têm suas tarifas construídas em três modalidades de fornecimento:

- Convencional;
- Horo-sazonal azul; e
- Horo-sazonal verde.

A convenção por cores foi estabelecida com o intuito de facilitar a referência. A seguir uma breve descrição dessas modalidades de fornecimento.

a) Características da estrutura tarifária convencional:

- Aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano;
- Apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt/mês; e
- Apresenta outro valor para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

b) Características da estrutura tarifária horo-sazonal

- Aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano;

- O objetivo é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, incentivando o consumidor, com valores diferenciados das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários em que a energia for mais barata;
- Horas do dia divididas em dois períodos (postos tarifários);
- Posto tarifário de ponta corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia, com tarifas mais elevadas;
- Posto tarifário fora da ponta compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados, com tarifas mais baixas; e
- Estabelecimento de dois períodos com respeito ao ano: período seco¹⁰ (menor incidência de chuvas e tarifas mais altas), e período úmido¹¹ (maior o volume de chuvas com menor valor de tarifas).

b1) Tarifa horo-sazonal azul

- É a modalidade de fornecimento organizada para o emprego de tarifas diferenciadas de consumo de energia pelas horas de utilização do dia e pelos períodos do ano, além de tarifas diferenciadas de demanda de potência pelas horas de utilização do dia.

b2) Tarifa horo-sazonal verde

- É a modalidade estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, e apenas uma única tarifa de demanda de potência.

¹⁰ O Período Seco compreende os meses de maio a novembro.

¹¹ O Período Úmido compreende os meses de dezembro a abril.

3.6.2 Tarifas do Grupo B

As tarifas do grupo B destinam-se às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as classes (e subclasses) apresentadas pela Tabela 3.2. Essas tarifas são determinadas apenas para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incluso no custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

3.6.3 Tarifa Social de Baixa Renda

A legislação em vigor determina que todos os consumidores residenciais com consumo mensal abaixo de 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja dentro da faixa de 80 a 220 kWh/mês, inscritos no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, têm direito ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda recebe descontos escalonados conforme o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), a Tabela 3.3 apresenta esses descontos:

Tabela 3.3 - Faixas de Descontos Escalonados estabelecidos pelo programa de Tarifa social de baixa renda

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 - Limite Regional	10%

O desconto de 65% é aplicado à tarifa de uma unidade consumidora residencial, até os primeiros 30 kWh. Sequencialmente, para a faixa de 31 kWh até 100 kWh, aplica-

se o desconto de 40%. Finalmente, o desconto de 10% é aplicado para o consumo residencial entre 101 kWh até o Limite Regional¹².

¹² Define-se Limite Regional como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária, e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais [31].

4 Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD

Este capítulo apresenta o histórico de regulamentações que afetaram sobre a composição e o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), a partir de sua regulamentação em 1997. Também será detalhada a regulamentação vigente e, finalmente, será apresentada a regulamentação que trata dos incentivos tarifários concedidos a alguns agentes por meio da TUSD.

4.1 Histórico Regulatório

A partir da criação das figuras de produtor independente e consumidor livre, em função do novo modelo do setor elétrico nacional, com o estabelecimento do livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão garantido por lei (Lei nº 9.074/1995), foi necessário definir meios de ressarcir os custos referentes ao uso do sistema elétrico. No caso das concessionárias de distribuição foi estabelecida a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica – TUSD.

Segundo Ganin (2003) [30], o primeiro ato regulamentando a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição foi a Portaria DNAEE¹³ nº 459 de 10 de novembro de 1997 [8]. Desde então, a TUSD sofreu algumas modificações até alcançar a metodologia em vigência pela resolução ANEEL nº 166 de 10 de outubro de 2005.

¹³ DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica que foi extinto após a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei nº 9.427/1996).

Figura 4.1 - Modificações das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição

A seguir será apresentado um breve histórico contendo os principais instrumentos legais (leis, decretos e resoluções) que alteraram a composição e metodologia de cálculo da TUSD.

4.1.1 Lei nº9.074

A Lei nº 9.074 [21], de 7 de julho de 1995, foi aprovada para estabelecer normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dar outras providências.

Dentre as demais providências dadas pela Lei nº 9.074, ressalta-se o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica assegurado aos consumidores e fornecedores de energia elétrica, mediante o devido ressarcimento de custos relacionados ao transporte de energia por estes sistemas.

4.1.2 Lei nº9.427

Em 7 de julho de 1996, a Lei nº 9.427 [22] criou a ANEEL, estabelecendo as principais diretrizes de gestão e as competências a serem exercidas pela Agência. Dentre as competências estabelecidas na lei está a incumbência de definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Adicionalmente, a lei prevê a redução das tarifas de uso, não inferior a 50% e regulamentada pela ANEEL, para os seguintes empreendimentos de geração:

- Empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW,
- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência entre 1.000 kW e 30.000 kW e,
- Para os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada com potência injetada aos sistemas de transmissão ou distribuição igual ou inferior a 30.000 kW.

4.1.3 Portaria DNAEE nº 459

A primeira regulamentação da TUSD se deu com a publicação da portaria DNAEE nº 459 em 10 de novembro de 1997. Essa portaria estabeleceu as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, aplicadas aos produtores de energia elétrica e aos consumidores e concessionárias.

De acordo com o disposto nessa portaria, os encargos devidos ao uso dos sistemas de distribuição seriam definidos por valores médios por subgrupo tarifário (A2, A3, A3a, A4 ou AS) para cada concessionária de distribuição. Os encargos mensais eram calculados com base nos montantes de demanda contratados para o horário de ponta, como também nos valores medidos de demanda nos horários de ponta, normal e incentivado¹⁴, pela fórmula:

¹⁴ Segundo as definições presentes na Portaria DNAEE nº 459, os horários de ponta, normal e incentivado são:

1. Horário de ponta - período de 3 (três) horas consecutivas, definidas pelo concessionário considerando as características do sistema elétrico, situadas no intervalo compreendido, diariamente, entre 15:00 e 22:00 horas, exceção feita aos domingos e feriados nacionais;
2. Horário normal - período compreendido diariamente entre as 7:00 e as 22:00 horas, exceção feita às 3 (três) horas do horário de ponta;
3. Horário incentivado - período complementar aos horários de ponta e normal, compreendido diariamente entre as 22:00 e as 7:00 horas do dia subsequente;

$$E_d = T_p \times D \quad \text{Eq. 4.1}$$

Onde:

E_d – Encargo mensal pelo uso do sistema de distribuição (em reais);

T_p – Tarifa pelo uso do sistema de distribuição limitada no máximo aos valores presentes no anexo VIII da mesma portaria (em R\$/kW);

D – Maior valor entre D_c , D_p , D_n e D_i ;

D_c – Valor da demanda contratada para o horário de ponta (em kW);

D_p – Valor da demanda de potência verificada por medição no horário de ponta (em kW);

D_n – 85% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário normal (em kW);

D_i – 40% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário incentivado (em kW).

A portaria ainda permitia às concessionárias de distribuição contratar com os usuários valores de TUSD inferiores às tarifas determinadas no anexo VIII da mesma portaria, desde que fossem aprovadas pelo DNAEE.

4.1.4 Resolução ANEEL nº 281

A portaria DNAEE nº 459 foi revogada pela resolução ANEEL nº 281 [13], em 1 de outubro de 1999. Essa resolução estabeleceu as novas condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, as premissas para a obtenção das tarifas de uso e a forma de faturamento das unidades geradoras.

Conforme o artigo 14 da resolução 281/1999, os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição devem ser calculados considerando os montantes contratados no ponto de conexão, de acordo com as seguintes fórmulas:

1) Para unidades geradoras

$$E_g = T_g \times U_g \quad \text{Eq. 4.2}$$

Sendo:

E_g – encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, (R\$);

T_g – tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição atribuída ao usuário, (R\$/kW);

U_g – montante de uso do sistema contratado (kW).

2) Para unidades consumidoras

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp} \quad \text{Eq. 4.3}$$

Sendo:

E_c – encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, (R\$);

T_p – tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição no horário de ponta, (R\$/kW);

T_{fp} – tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição fora do horário de ponta, (R\$/kW);

U_p – montante do uso no horário de ponta, (kW);

U_{fp} – montante do uso fora do horário de ponta, (kW).

De acordo com a resolução 281/1999, as tarifas indicadas deveriam ser calculadas para todos os barramentos de nível de tensão igual ou superior a 69 kV, conforme a

metodologia nodal anexa da mesma resolução. Essa resolução foi posteriormente alterada pela resolução 349/2009, de modo a deixar claro que o cálculo da TUSD seria determinado segundo metodologias estabelecidas em normas complementares expedidas pela ANEEL.

4.1.5 Resolução ANEEL nº 286

Também em 1 de outubro de 1999, foi publicada a resolução ANEEL nº 286 [14], que estabeleceu as tarifas de uso dos sistemas de distribuição para os consumidores livres e geradores dos sistemas de distribuição, de acordo com o nível de tensão. Essa resolução ainda estabelecia que o acesso deveria ser tratado com a concessionária de distribuição local, a quem caberia o faturamento dos encargos decorrentes, devendo o contrato de uso ser firmado com a concessionária de distribuição (CUSD) e o contrato de conexão celebrado com a concessionária de transmissão (CCT), proprietária das instalações no ponto de acesso.

A ANEEL incumbiu às concessionárias de distribuição a elaboração de alguns estudos para melhorar a identificação dos custos referentes ao uso das redes de distribuição. Esses estudos deveriam ser submetidos ao órgão regulador, para dar suporte aos trabalhos a serem realizados periodicamente pela Agência. O objetivo seria ajustar os valores das tarifas com os valores dos custos incorridos nas redes de distribuição para fins de atendimento aos consumidores livres e geradores conectados ao sistema.

Os resultados dos estudos elaborados pelas concessionárias foram obtidos durante o ano de 2000 e, com isso, a ANEEL buscou tornar público o processo de cálculo de tarifas de uso, resultando na realização da Audiência Pública nº 3/2001. O objetivo

da audiência era revisar as primeiras TUSD publicadas (resolução nº 286/99) e elaborar uma metodologia para efetuar o cálculo dos ciclos tarifários subsequentes.

4.1.6 Resolução ANEEL nº 594

Após análise das contribuições recebidas em audiência pública de 2 de abril de 2001, a ANEEL emitiu a resolução nº 594 [16], em 21 de dezembro de 2001, que estabeleceu a metodologia de cálculo da TUSD segundo a determinação das nove parcelas a seguir:

- I – Receita total atual auferida pela concessionária;
- II – Receita líquida total relativa aos serviços de distribuição e comercialização;
- III – Receita líquida atribuível ao serviço de distribuição;
- IV – Receita de distribuição;
- V – Custos padrão por faixas de tensão;
- VI – Custos marginais de capacidade por faixas de tensão;
- VII – Tarifas de distribuição por faixas de tensão;
- VIII – Valores referentes às conexões e ao ONS;
- IX – Tarifas de uso dos sistemas de distribuição por faixas de tensão;

A TUSD aplicada às unidades geradoras (TUSDg) seria realizada obedecendo os seguintes critérios:

- 1) Para concessionárias de distribuição que operam níveis de tensão acima de 34,5 kV, a TUSDg deveria ser estabelecida com base no menor valor de tarifa apurada para suas unidades consumidoras; e

2) Para concessionárias de distribuição que operam somente níveis de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, a TUSDg seria estabelecida pela ANEEL com base em valores médios regionais.

Para os contratos de uso do sistema de distribuição formalizados com base na resolução 286/1999, cujos valores de tarifas fossem inferiores aos decorrentes da aplicação da resolução 594/2001, a tarifa de uso até 2003 seria determinada pela aplicação da fórmula de transição:

$$T_A = T_{286} + (TUSD - T_{286}) \times 0,25 \times n \quad \text{Eq. 4.4}$$

Onde:

T_A = Tarifa de uso de distribuição a ser aplicada;

T_{286} = Tarifa de uso estabelecida na resolução ANEEL n° 286/99;

TUSD = Tarifa de uso calculada conforme os procedimentos estabelecidos pelo artigo 1° da resolução n° 594/2001

$n = 1$ para o ano 2001, 2 para o ano 2002 e 3 para o ano 2003.

4.1.7 Resolução ANEEL n° 666

Em princípio, a TUSD seria aplicada somente aos consumidores livres, mas o Decreto n° 4.413, de 7 de outubro de 2002, determinou à Aneel que regulamentasse a substituição dos contratos de fornecimento de energia elétrica mantidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição com os seus consumidores cativos do Grupo A por contratos equivalentes de conexão e uso do sistema de transmissão ou de distribuição.

Em 29 de novembro de 2002, a resolução 666 [19] foi publicada estabelecendo algumas modificações nos procedimentos para a determinação das tarifas de

energia elétrica. Com respeito à TUSD para consumidores, foram acrescentados os valores referentes às perdas comerciais de energia elétrica e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo compostos pelos seguintes itens:

- I – Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- II – Encargos dos Serviços do Sistema – ESS;
- III – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- IV – Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional; e
- V – Tarifas de uso das instalações de transmissão aplicáveis às unidades consumidoras – TUST.

Além desses itens também passariam a compor a tarifa os valores referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética e ao PIS/PASEP e COFINS.

4.1.8 Resolução ANEEL nº790

No mês seguinte, em 24 de dezembro de 2002, a Agência expediu a resolução nº 790 [18], a qual estabelecia a metodologia de reajuste da TUSD de unidades consumidoras. A resolução 790 ainda definiu o conceito de Parcela A, composta pelos custos não gerenciáveis, e o conceito de Parcela B, que corresponderia à componente Distribuição da TUSD.

Segundo a resolução 790, cada uma das duas parcelas definidas possuía uma fórmula de reajuste, deste modo, o cálculo do índice médio de reajuste tarifário para a TUSD (IRT_{TUSD}) seria dado por:

$$I.R.T_{TUSD} = \frac{VPA_1 + VPB_1}{VPA_0 + VPB_0} \quad \text{Eq. 4.5}$$

Sendo:

VPA_1 : somatório dos montantes de despesas da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP);

VPA_0 : somatório dos montantes de despesas da Parcela A na Data do Reajuste Anterior (DRA);

VPB_1 : montante de despesa da Parcela B em DRP obtido pela multiplicação dos valores referentes ao componente “Distribuição” da TUSD pelo mercado de referência; e

VPB_0 : montante de despesa da Parcela B em DRA obtido pela multiplicação dos valores referentes ao componente “Distribuição” da TUSD pelo mercado de referência.

4.1.9 Resolução ANEEL nº152

Visando adequar a metodologia da TUSD ao disposto na resolução 666/2002 e ao disposto no decreto 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece que os custos de transporte e as perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os setoriais, são de responsabilidade do segmento de consumo, o órgão regulador emitiu em 3 de abril de 2003 a resolução nº 152 [10], revogando a resolução 594/2001.

Com a resolução 152/2003, a nova definição da receita requerida de distribuição ficou dividida em 3 componentes: Fio, Encargo e Uso da Rede Básica.

O componente Fio seria composto pelos custos operacionais eficientes e pela remuneração de investimentos prudentes relativos à atividade de distribuição de energia elétrica. Ambos seriam determinados durante o processo de revisão tarifária da concessionária ou permissionária de distribuição e, a estes, adicionar-se-ia o valor das seguintes despesas:

- a) Montante das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- b) Quota de Reserva Global de Reversão – RGR;
- c) Encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d) Encargos de uso dos sistemas de distribuição;
- e) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- f) PIS/PASEP e COFINS; e,
- g) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

O componente Encargo ficou composto pelo somatório dos itens:

- I – Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- II – Encargos de Serviços do Sistema – ESS;
- III – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
- IV – Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional;
- V – Montante das perdas comerciais de energia elétrica, reconhecidas no processo de revisão tarifária;
- VI – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- VII – PIS/PASEP e COFINS; e,

VIII – TFSEE.

Tanto para o componente Fio, quanto para o componente Encargo, os itens Pesquisa e Desenvolvimento, Eficiência Energética, PIS/PASEP, COFINS, e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica seriam calculados com base nos montantes dos demais itens formadores de cada componente.

O componente Uso da Rede Básica equivaleria ao montante de receita obtido pela aplicação das TUST ao mercado de referência de demanda.

A resolução 152/2003 estabeleceu que as TUSD aplicadas às unidades consumidoras seriam determinadas por faixa de tensão sendo seus valores aplicados às demandas de potência ativa nos postos tarifários ponta e fora de ponta e ao consumo mensal de energia elétrica.

Também foram definidos os procedimentos para o cálculo das tarifas. Os custos padrão por faixa de tensão deveriam ser calculados a partir dos custos incrementais médios de longo prazo (CIMLP), e os custos marginais de capacidade por faixas de tensão seriam calculados considerando os custos padrão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência em condição de carga máxima.

O cálculo do componente Fio seria proporcional aos custos marginais de capacidade por faixas de tensão e ao mercado de referência de demanda. A essa parcela deveria ser adicionada a tarifa de uso das instalações de transmissão caso a distribuidora possuísse contratos de uso dos sistemas de transmissão.

A tarifa aplicada ao consumo de energia, independentemente do nível de conexão do consumidor, era dada pela seguinte fórmula:

$$TUSD_c = \frac{\text{Componente Encargo}}{\text{Mercado Energia}} \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad \text{Eq. 4.6}$$

Onde:

$TUSD_c$ = valor da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicável ao consumo mensal de energia elétrica;

Componente Encargo = fração da receita requerida de distribuição definida pelos itens do componente encargo;

Mercado Energia = mercado de referência de energia, desconsiderando o suprimento de energia elétrica para outras distribuidoras.

A TUSD referente a contratos de uso celebrados entre concessionárias de distribuição seria calculada e aplicada do mesmo modo descrito anteriormente, por faixa de tensão e postos tarifários de ponta e fora de ponta sobre a demanda de potência ativa. Porém, a tarifa relativa ao consumo consideraria o mercado de referência e o componente Encargo seria apenas a despesa associada ao transporte de energia proveniente de ITAIPU Binacional.

A TUSD aplicada às unidades geradoras conservou a proposta da resolução 594/2001, ou seja, para distribuidoras que operassem níveis de tensão acima de 34,5 kV, a TUSDg seria o menor valor de tarifa de unidades consumidoras e, para as concessionárias de distribuição que operassem níveis de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, a TUSDg seria obtida com base em valores médios regionais.

As resoluções 152/2003 e 790/2002 foram posteriormente revogadas pela resolução vigente nº 166 de 10 de outubro de 2005.

4.2 TUSD – Regulação Vigente

Em 30 de julho de 2004, o Decreto nº 5.163 [20] alterou o pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Conforme disposto pelo decreto no artigo 74, os autoprodutores e produtores independentes não estariam sujeitos ao recolhimento da CDE.

Além disso, durante o período de 23 de dezembro de 2004 a 2 de março de 2005, a ANEEL realizou a audiência pública nº 47/2004 visando obter subsídios e informações para aperfeiçoar a metodologia de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

Após a análise das contribuições recebidas durante a Audiência Pública 47/2004, e de forma a atender a necessidade de adequação da regulamentação devido ao Decreto nº 5.163 referente à CDE, em 10 de outubro de 2005 a ANEEL publicou a resolução nº 166, estabelecendo as disposições consolidadas relativas ao cálculo da TUSD e da TE.

Contudo, na resolução nº 281/1999 estava previsto que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição para os barramentos com nível de tensão igual ou superior a 69 kV deveriam ser calculadas com base na metodologia locacional presente no anexo desta resolução. Portanto, a metodologia de cálculo da TUSD tem sido considerada provisória desde 1999.

Visando solucionar essa questão, em 2008 a ANEEL apresentou uma proposta de metodologia para cálculo da TUSDg, durante a realização da audiência pública 26, com base na metodologia nodal já utilizada para o cálculo das TUST. Muitos agentes do setor elétrico interessados participaram com o envio de contribuições para o aprimoramento da metodologia inicialmente proposta.

O resultado da audiência foi a publicação da resolução 349, em 13 de janeiro de 2009, com o estabelecimento de uma nova metodologia de cálculo da TUSDg. Os detalhes dessa metodologia serão apresentados no capítulo subsequente.

A seguir será apresentada uma descrição dos principais tópicos relacionados à TUSD presentes nas resoluções 166/2005 [11] e 349/2009 [15].

4.2.1 Resolução ANEEL nº166

Componentes

A TUSD segundo a resolução nº 166/2005 passa a ser formada pelos seguintes componentes:

- a) Serviço de transmissão de energia elétrica, na forma da TUSD – Fio A;
- b) Serviço de distribuição de energia elétrica, na forma da TUSD – Fio B;
- c) Encargos do próprio sistema de distribuição, na forma da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição;
- d) Perdas elétricas técnicas e não técnicas, respectivamente, na forma TUSD – Perdas Técnicas e TUSD – Perdas Não Técnicas;
- e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, na forma TUSD – CCC_{S/SE/CO} , TUSD – CCC_{N/NE} e TUSD – CCC_{isolados} , conforme o caso;
- f) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, nas formas TUSD – CDE_{S/SE/CO} e TUSD – CDE_{N/NE} , conforme o caso; e
- g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Cálculo da TUSD

A obtenção da receita requerida das concessionárias de distribuição, bem como os procedimentos de cálculo das tarifas, são divididos em função das componentes da TUSD.

TUSD – Fio A

O custeio do uso das redes de distribuição e transmissão de terceiros é realizado pela componente TUSD – Fio A, a qual se compõe pelos itens:

- I – Custo relativo ao pagamento do uso de instalações da Rede Básica ($TUST_{RB}$);
- II – Custo relativo ao pagamento do uso de instalações de fronteira com a Rede Básica ($TUST_{FR}$);
- III – Custo com a conexão às instalações da Rede Básica;
- IV – Custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias;
- V – Perdas elétricas na Rede Básica, referentes ao montante de perdas técnicas e não técnicas.

A tarifa possuirá o mesmo valor, independentemente do nível de tensão, sendo calculada conforme os procedimentos:

- I – Os valores devido as parcelas das tarifas de uso do sistema de transmissão $TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$ devem ser divididos pelo mercado de referência de demanda do horário de ponta, obtendo-se os valores das tarifas em R\$/kW;
- II – O custo com a conexão às instalações da Rede Básica, bem como o custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias, devem

ser divididos pelo mercado de referência de demanda do horário fora de ponta, obtendo-se os valores das tarifas em R\$/kW;

III – A tarifa referente as perdas elétricas na Rede Básica é calculada em dois passos:

- a. Aplica-se o percentual de perdas na Rede Básica ao montante, em MWh, relativo às perdas técnicas e não técnicas. O resultado será multiplicado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição; e
- b. O valor resultante da operação será dividido pelo mercado de referência de demanda dos horários da ponta e fora da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R\$/kW.

TUSD – Fio B, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição e TUSD – Perdas Técnicas

O custeio referente ao serviço prestado pela própria distribuidora corresponde à componente denominada TUSD – Fio B, sendo esta formada pelos itens:

- I – Remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica;
- II – Quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação; e
- III – Custo operacional.

A componente TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição (TUSD – ESD) corresponde ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sendo formada por:

- I – Quota da Reserva Global de Reversão – RGR;
- II – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

III – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

IV – Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A TUSD – Perdas Técnicas é a componente que remunera os custos devido às perdas nos processos de transporte, transformação de tensão e perdas inerentes aos equipamentos de medição ocorridas nos sistemas de distribuição durante o serviço de fornecimento de energia elétrica. Essa componente é valorada em R\$/MWh.

O valor das tarifas referentes às componentes TUSD – Fio B, TUSD – ESD e TUSD – Perdas Técnicas são calculadas durante o processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. Essas tarifas são determinadas por nível de tensão e aplicadas às demandas máximas de potência ativa nos postos tarifários de ponta e fora de ponta. O cálculo de tais componentes é realizado conforme os seguintes procedimentos:

- I – O custo padrão é definido por faixa de tensão a partir do custo incremental médio de longo prazo da concessionária;
- II – O custo marginal de capacidade por faixa de tensão é definido considerando o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário; e
- III – A tarifa é definida por faixa de tensão, segundo a proporção observada no custo marginal de capacidade por faixa de tensão e o mercado de referência de demanda, sendo o seu custo obtido em R\$/MWh.

TUSD – Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

As componentes da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) são aplicadas da seguinte maneira:

- a) A componente que concerne aos Sistemas Isolados, TUSD – CCC_{ISOLADO}, será atribuída às concessionárias de distribuição do Sistema Interligado e dos Sistemas Isolados;
- b) As componentes do Sistema Interligado, TUSD – CCC_{S/ SE /CO} e TUSD – CCC_{N/ NE}, serão atribuídas às concessionárias de distribuição, conforme a respectiva localização;

Em relação ao cálculo das três tarifas componentes, TUSD – CCC_{S/ SE /CO}, TUSD – CCC_{N/ NE} e TUSD – CCC_{isolado} o resultado é obtido em R\$/MWh pela razão entre o custo total definido pelo Plano Anual de Combustíveis e o mercado total por subsistema (Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste, Norte/Nordeste ou o Sistema Isolado), incluindo-se os consumidores livres da mesma região.

TUSD – CDE_{S/ SE /CO} e TUSD – CDE_{N/ NE}

TUSD – CDE_{S/ SE /CO} e TUSD – CDE_{N/ NE} são as componentes relativas ao custo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que são definidas conforme a localização das concessionárias de distribuição.

O valor da TUSD – CDE é referenciado ao valor da CCC do Sistema Interligado conforme a localização distribuidora (Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste ou Norte/Nordeste), relativa ao ano 2001, expresso em R\$/MWh, atualizado pelo IPCA desde janeiro de 2003 até dezembro do ano anterior ao de referência, descontando-se deste o valor obtido pela componente TUSD – CCC do Sistema Interligado de mesma localização, TUSD – CCC_{S/ SE /CO} ou TUSD – CCC_{N/ NE}.

Essas parcelas são aplicadas sobre a parcela do consumo mensal que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução da unidade consumidora localizada nas respectivas regiões geoeletricas.

TUSD – PROINFA

TUSD – PROINFA é a componente relativa ao custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Essa componente é calculada em R\$/MWh e obtida pela razão entre o custo total do Programa, estabelecido no respectivo Plano Anual do PROINFA (PAP), e o mercado total de energia, em MWh, excluído o consumo nos Sistemas Isolados e da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

TUSD – Perdas Não Técnicas

O custeio das perdas não técnicas regulatórias, ou seja, das perdas comerciais devido a fraudes de medidores e furto de energia reconhecidos pelo órgão regulador, é realizado pela componente TUSD – Perdas Não Técnicas.

A TUSD – Perdas Não Técnicas é aplicada através de duas subcomponentes, uma em R\$/MWh e outra em R\$/kW, obtidas conforme procedimento a seguir:

- I – O montante de perdas não técnicas, em MWh, será valorado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição, obtendo-se o valor das perdas não técnicas em R\$;
- II – Calcula-se a proporção percentual do valor definido anteriormente com relação à receita da concessionária de distribuição referente à aplicação das demais componentes da TUSD descritas anteriormente (TUSD – Fio B,

TUSD – Fio A, TUSD – ESD, TUSD – Perdas Técnicas, TUSD – CCC do SIN, TUSD – CCC isolado, TUSD – CDE, TUSD – PROINFA),;

III – O percentual calculado é aplicado às mesmas componentes, determinando assim, a parcela de perdas não técnicas associada a cada componente;

IV – Como visto anteriormente neste subitem, as parcelas que compõem a TUSD podem ser valoradas em R\$/MWh ou R\$/kW. Sendo assim, quando se totalizam os valores resultantes da multiplicação do percentual de perdas pelas componentes da TUSD, obtém-se duas sub-componentes da TUSD – Perdas Não Técnicas, uma em R\$/MWh e outra em R\$/kW.

TUSD de Unidades Geradoras – TUSDg

Anteriormente à publicação da resolução 349 de 13 de janeiro de 2009 [15], a TUSDg era definida pela resolução 166/2005 [11] como o menor valor de tarifa obtido a partir dos componentes formadores da TUSD descritos anteriormente para o caso de concessionárias de distribuição que operavam níveis de tensão superiores a 34,5 kV. Caso a concessionária de distribuição operasse em níveis iguais ou inferiores a 34,5 kV, a TUSDg era estabelecida com base em valores médios regionais.

A resolução 349/2009 alterou o artigo 22 da resolução 166/2005, de modo a contemplar a nova metodologia de cálculo da TUSDg. Desse modo, as centrais geradoras conectadas às redes do Sistema Interligado Nacional (SIN) em nível de tensão de 138 kV ou de 88 kV passaram a ter suas TUSDg determinadas pela metodologia locacional estabelecida na resolução 349/2009.

Para usinas conectadas ao SIN em nível de tensão igual ou inferior a 69 kV, ou usinas não conectadas ao SIN em qualquer tensão, a TUSDg continua sendo determinada pelo menor valor de TUSD como descrito anteriormente, para concessionárias de distribuição que operem em níveis de tensão superior a 44 kV. No caso da concessionária de distribuição somente operar níveis de tensão iguais ou inferiores a 44 kV, a TUSDg é estabelecida com base em valores médios regionais.

TUSD aplicada a Concessionárias de Distribuição

A TUSD aplicada à concessionária de distribuição que utilize a rede de outra distribuidora, segundo a resolução 166/2005 [11], é composta pelas parcelas TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Perdas Técnicas e os itens RGR, P&D e Eficiência Energética, que integram a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição.

Reajuste da TUSD

O reajuste das componentes da TUSD definidas é realizado aplicando-se o Índice de Reajuste Tarifário (IRT_{ITEM}) sobre cada item das componentes descritas anteriormente, homologado na Data de Referência Anterior (DRA). O IRT_{ITEM} é obtido a partir da seguinte fórmula:

$$IRT_{ITEM} = \frac{Valor_1}{Valor_0} \quad \text{Eq. 4.7}$$

Onde:

$Valor_1$ = valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes em DRP e o mercado de referência; e

$Valor_0$ = valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes em DRA e o mercado de referência.

O reajuste da componente TUSD – Fio B é feito aplicando-se o Índice de Reajuste Tarifário (IRT_{FIO}) da Parcela B da TUSD, a ser calculado da seguinte forma:

$$IRT_{FIO} = IVI \pm X \quad \text{Eq. 4.8}$$

Onde:

IVI: conforme definido anteriormente no Capítulo 3, é o fator obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior; e

X: Fator X é um número índice, fixado pela ANEEL para cada empresa de distribuição durante a revisão tarifária (ver Nota de Rodapé 9).

4.2.2 Resolução ANEEL nº349

Como citado anteriormente, a resolução 349/2009 [15] estabelece a metodologia de cálculo da TUSDg para as centrais de geração conectadas ao SIN através de sistemas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

Definições

Para a formação dessa metodologia foi necessário a introdução de duas definições: as Redes Unificadas (RU) e o Fluxo de Potência de Referência.

As Redes Unificadas são conjuntos de elementos de redes de transmissão e distribuição, segregadas segundo critérios técnicos, nas quais esteja presente ao menos uma central geradora. Podem compor uma RU instalações em tensão de 138 kV ou 88 kV como Demais Instalações de Transmissão (DIT) e redes de empresas de distribuição, além de transformadores de Rede Básica, com tensão secundária de 138 kV ou 88 kV.

O Fluxo de Potência de Referência é o fluxo calculado a partir da topologia de rede e montantes de carga e geração obtidos com a inclusão das RU conectadas à Rede Básica.

Composição

A TUSDg estabelecida pela resolução 349/2009 ficou composta por 3 parcelas, TUSDg_{D/DIT}, TUSDg_T e TUSDg_{ONS}, que remuneram a receita da RU, o fluxo de exportação para a Rede Básica (caso ocorra) e o custeio do ONS, respectivamente.

Receita de Rede Unificada

A receita de uma RU é determinada pela composição das receitas anuais dos elementos de rede em 138 kV ou 88 kV que a compõem, assim sendo, a receita é obtida pelo somatório de:

- Receitas anuais permitidas dos transformadores de fronteira com a Rede Básica;
- Receitas anuais permitidas das DIT, de uso exclusivo ou compartilhadas por empresas de distribuição; e
- Receitas anuais apuradas pela ANEEL para as instalações de distribuição da RU.

As receitas anuais das instalações de distribuição da RU são compostas pela soma dos valores dos seguintes itens:

- a) Remuneração das instalações de distribuição em serviço;
- b) Quota de reintegração regulatória;
- c) Custos operacionais associados ao ativo em serviço;
- d) Quota de Reserva Global de Reversão – RGR;

- e) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; e
- f) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética.

Crítérios de Cálculo

Para realizar o cálculo da componente $TUSD_{g_{D/DIT}}$ com base na metodologia nodal foram estabelecidos alguns critérios análogos aos utilizados no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST), definidos na resolução 281/1999. O detalhamento dos critérios estabelecidos pela resolução 349/2009 [15] é apresentado no item 5.3 do próximo capítulo, podendo-se especificar de modo resumido esses critérios conforme se segue:

- I – Cálculo da parcela da receita anual da RU alocada ao segmento geração é realizado levando em consideração:
 - i. A proporção observada entre Geradores e Cargas da Rede Unificada;
 - ii. O somatório dos fluxos de potência observados nas fronteiras entre Rede Básica e RU.
- II – Intervalo do fator de ponderação de carregamento dos elementos que compõem a RU limitado entre zero e cem por cento;
- III – Uso do despacho proporcional às potências instaladas dos geradores, com base no fluxo de referência, de forma a suprir a plenitude das cargas pertencentes aos submercados onde estão conectados os geradores citados;

- IV – Utilização das capacidades nominais presentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) para os transformadores de fronteira pertencentes à Rede Básica;
- V – Padronização das capacidades nominais dos demais elementos de rede que compõem as RU segundo critérios definidos pela ANEEL;
- VI – Padronização segundo critérios definidos pela ANEEL dos custos de reposição dos equipamentos para linhas de transmissão e transformadores, utilizados no cálculo dos custos unitários dos equipamentos; e
- VII – TUSDg mínima igual a zero.

Componente TUSDg_T

O cálculo da componente tarifária TUSDg_T ocorre quando, a partir do fluxo de potência de referência, se observa a injeção de potência na Rede Básica proveniente da Rede Unificada. Esse caso caracteriza maior quantidade de centrais geradoras que cargas presentes na RU. A determinação dessa parcela observa dois critérios:

- I – Encargo de uso do sistema de transmissão determinado nos pontos de conexão à Rede Básica e proporcional ao fluxo de exportação observado nestes pontos; e
- II – Divisão proporcional ao sinal locacional e montante de uso contratado (MUSD) de cada gerador conectado à RU da totalização dos encargos de uso do sistema de transmissão.

A Figura 4.2 ilustra um cenário com a ocorrência da TUSDg_T, pela representação de uma RU composta por duas empresas de distribuição e uma empresa de transmissão, simbolizada pela DIT. Na RU ilustrada existem sete centrais geradoras

e nenhum representante do segmento consumo. Portanto, é evidente que esses geradores devem remunerar integralmente o uso das redes de distribuição e DIT.

Entretanto, devido à ausência de cargas, há ainda a injeção de energia diretamente na Rede Básica. Segundo a Resolução nº 349/2009 o impacto causado pelos geradores deve ser capturado através da componente descrita. O equacionamento da $TUSDg_T$ está explanado no item 5.3.4.1.

Figura 4.2 - Rede Unificada com injeção de energia na Rede Básica.

Componente $TUSDg_{ONS}$

A parcela $TUSDg_{ONS}$ destina-se a remuneração do orçamento anual do ONS. O cálculo da parcela é efetuado proporcionalmente aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST e de Distribuição – MUSD contratados pelas usinas da Rede Básica e redes de distribuição e DIT.

Vigência e Reajuste da TUSDg

Em aderência com as tarifas de transmissão (TUST), as TUSDg de referência serão homologadas anualmente pela ANEEL até o dia 1º de julho, seguindo os critérios anteriormente citados, para as novas centrais geradoras e para as centrais geradoras que possuírem Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD) celebrado com empresa de distribuição cuja revisão tarifária acontecer nos 12 meses subsequentes.

As TUSDg, por empresa de distribuição de energia, serão calculadas na data contratual da revisão ou reajuste tarifário com base na TUSDg de referência. Ademais, as centrais de geração que realizarem alteração do MUSD em relação ao cálculo da TUSDg serão consideradas como novos empreendimentos de geração.

O reajuste da TUSDg serão realizados no momento da revisão tarifária ou o reajuste tarifário, porém de maneiras distintas para cada um desses eventos.

Durante a revisão tarifária as TUSDg serão homologadas com base na correção monetária da TUSDg de referência de 1º de julho antecedente à revisão pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) do período.

Já durante o reajuste tarifário, cada parcela da TUSDg será corrigida por um índice definido na Resolução 166/2005 da seguinte maneira:

- Os custos gerenciáveis da componente TUSDg_{D/DIT}, ou simplesmente parcela B,, formada pela remuneração dos ativos de rede, pela quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação e pelo custo operacional,. será atualizada pelo índice de reajuste tarifário – IRT_{FIO} (ver subitem 4.2.1);
- Os custos não gerenciáveis, ou parcela A da TUSDg_{D/DIT}, composta pelos custos de uso e conexão das instalações de transmissão, custos de uso das

instalações de outras concessionárias de distribuição e custos das perdas elétricas na rede básica, será ajustada pelo índice de variação de preços IVI (ver subitem 4.2.1).

- , as parcelas $TUSDg_T$ e $TUSDg_{ONS}$ também deverão ser atualizadas pelo IVI (ver subitem 4.2.1).

CUST dos Geradores da RU e cálculo da TUST

Com a resolução 349/2009, os Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) presentes nos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão (CUST) de geradores conectados às redes de distribuição e DIT passam a ser nulos nos pontos de conexão não pertencentes à Rede Básica.

A resolução ainda prevê que no cálculo da TUST, entre os ciclos tarifários de 2009/2010 a 2012/2013, a receita obtida durante o ciclo tarifário 2008-2009 pelos geradores que passaram a ter MUST nulo, como descrito anteriormente, deduzida da receita obtida com a parcela $TUSDg_T$, será corrigida a cada ciclo e subtraída do segmento geração da Rede Básica. Consequentemente, esta parcela será custeada pelos agentes de consumo.

Além disso, o cálculo da TUST passa a considerar, a partir do ciclo tarifário 2009/2010, a receita recuperada pelo componente $TUSDg_{ONS}$, e a partir do ciclo tarifário 2013/2014, a receita recuperada pelo componente $TUSDg_T$.

A metodologia de cálculo estabelecida pela resolução 349/2009 será discutida, em detalhe, no próximo capítulo.

4.3 Redução de Tarifas de Uso

Alguns empreendimentos de geração de energia elétrica de menor porte, devido a características próprias de suas instalações como custos de construção, rendimento de turbina ou gerador, ou o combustível utilizado, acabam por tornar o custo de produção elevado, reduzindo a competitividade do empreendimento.

Visando aumentar a competitividade de pequenos geradores, a Lei nº 9.427 [22], de 1996, foi alterada pela Lei nº 9.648, de 1998. Foram incluídos o inciso I e os parágrafos 1º e 5º no artigo 26, determinando a redução das tarifas de uso e a forma de comercialização de energia. Têm direito a tal redução os empreendimentos de potencial hidráulico ou de outras fontes alternativas destinados à produção independente ou autoprodução que possuam potência entre 1.000 kW e 30.000 kW, conforme regulamentação da ANEEL.

Esse artigo ainda foi alterado mais três vezes no que diz respeito à redução de tarifas de uso e comercialização de energia elétrica, parágrafos 1º e 5º, pelas leis 10.438/2002, 10.762/2003 e 11.488/2007, passando a vigorar com a seguinte redação [22]:

“§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição,

incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

§ 5 O aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.”

4.3.1 Resolução Normativa nº 77

De modo a atender o disposto na Lei nº 9.427, a ANEEL publicou a resolução nº 77 [17] em 18 de agosto de 2004 estabelecendo os procedimentos de redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

Tal redução se aplica tanto para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, quanto àqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW. Os consumidores que comercializarem energia com essas fontes também têm direito à redução de tarifa de forma proporcional ao contrato e à fonte contratada.

Estipula-se o percentual de redução de 50%, a ser aplicado às tarifas de uso, incidindo na produção e no consumo da energia. Entretanto, o direito a 100% de redução continua garantido para os empreendimentos que atendam às condições dispostas nas resoluções nº 281/1999 e nº 219/2003. Via de regra, são empreendimentos que já possuíam esse benefício.

O direito a 100% de redução das tarifas de uso também incide sobre os empreendimentos que empreguem pelo menos 50% de combustíveis como biomassa de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Os benefícios de redução tarifária obtidos pelos agentes de geração e de consumo incidirão conforme o sistema ao qual o agente estiver conectado, obedecendo aos seguintes critérios:

- I – O percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na Rede Básica será aplicado somente sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST vigentes;
- II – O percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição será aplicado somente sobre as componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição e TUSD – Perdas Técnicas

Tabela 4.1 - Resumo dos Principais documentos relacionados à TUSD

Documento	Ementa	Data	Situação
LEI nº 9.074	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.	07/07/1995	Em vigor
LEI nº 9.427	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.	26/12/1996	Em vigor
PORTARIA DNAEE nº 459	Regulamenta as condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de forma a viabilizar novos investimentos, a competição na geração de energia elétrica e propiciar a expansão da oferta a preços adequados para o consumidor.	10/11/1997	Revogada
RESOLUÇÃO nº 281	Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.	01/10/1999	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 286	Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.	01/10/1999	Revogada
RESOLUÇÃO nº 594	Estabelece a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.	21/12/2001	Revogada
DECRETO nº 4.562	Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), e dá outras providências.	31/12/2002	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 666	Estabelece procedimentos para a determinação das tarifas de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição, para o fim de substituição dos contratos atuais de fornecimento dos consumidores do Grupo A e dá outras providências.	29/11/2002	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 790	Estabelece a metodologia para o cálculo do reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica aplicáveis a unidades consumidoras.	24/12/2002	Revogada
RESOLUÇÃO nº 152	Altera a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, atendendo o disposto no Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002.	03/04/2003	Revogada
DECRETO nº 5.163	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.	30/07/2004	Em vigor
LEI nº 10.848	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.	15/03/2004	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 77	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW	18/08/2004	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 166	Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).	10/10/2005	Em vigor
RESOLUÇÃO nº 349	Estabelece os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras (TUSDg) conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, e dá outras providências.	13/01/2009	Em vigor

5 Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição para Geradores – TUSDg

Este capítulo apresenta os principais fatores que motivaram a alteração da TUSDg e a formulação da metodologia estabelecida pela resolução 349/2009 e detalhada pela Nota Técnica ANEEL 01/2009. Essa metodologia foi o resultado do aprimoramento da proposta apresentada durante a audiência pública 026, realizada entre 23 de abril e 19 de maio de 2008, a partir da análise de sugestões e contribuições encaminhadas à ANEEL.

5.1 Motivação

Conforme citado no capítulo 4, anteriormente à publicação da resolução 349/2009, a metodologia de cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição ou de transmissão para sistemas formados por barramentos em nível de tensão maiores ou iguais a 69 kV deveria ser baseada na metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais apresentada pelo anexo da resolução 281/1999.

Dessa forma, a metodologia de cálculo da TUSDg era considerada provisória desde 1999, com a regulamentação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica pela resolução ANEEL nº 281.

Contudo, desde a publicação da resolução 594/2001, a TUSDg era definida como a menor tarifa das unidades de consumo para os agentes de geração conectados às redes de permissionárias ou concessionárias de distribuição que operem níveis de tensão acima de 34,5 kV e, caso contrário, estabelecida com base em valores médios regionais.

denota a necessidade de contratos específicos dos agentes usuários conforme a rede a ser utilizada: Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão (CUST) e Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD).

Quando o agente usuário em questão é um agente de geração, existe ainda uma classificação quanto ao tipo de despacho deste agente. A usina é dita despachada centralmente se o despacho da central geradora for realizado pelo ONS. De acordo com o submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede [37], usinas despachadas centralmente atendem à modalidade de operação classificada como TIPO I, segundo os seguintes critérios:

- a) Usinas conectadas à rede básica, independentemente da potência injetada no SIN e da natureza da fonte primária,
- b) Usinas ou conjunto de usinas que compartilhem o mesmo ponto de conexão, conectadas fora da rede básica, mas que impactem a segurança da rede de operação, ou
- c) Usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de outras usinas existentes do TIPO I.

O ONS realiza o processo de otimização energética sobre a rede de operação do Sistema Interligado Nacional, a qual integra em sua composição a (i) rede básica, a (ii) rede complementar e as (iii) usinas integradas despachadas centralmente.

A seguir, a Tabela 5.1 resume os contratos de uso que devem ser firmados pelos geradores conforme o tipo de despacho realizado e o ponto de conexão.

Tabela 5.1 - Contratos de Uso realizados pelas Centrais Geradoras.

Agentes de Geração		Contratos	
Tipo de despacho	Local	CUST	CUSD
Despacho Centralizado	Rede básica	X	
	Transformador de fronteira	X	X
	DIT uso exclusivo da distribuidora	X	X
	DIT uso exclusivo do gerador conectado em Rede Básica	X	
	DIT uso exclusivo do gerador conectado em Distribuidora ou DIT	X	X
	DIT compartilhada	X	X
	Rede de distribuição	X	X
Despacho Não Centralizado	Rede básica	X	
	Transformador de fronteira		X
	DIT uso exclusivo da distribuidora		X
	DIT uso exclusivo do gerador conectado em Rede Básica	X	
	DIT uso exclusivo do gerador conectado em Distribuidora ou DIT		X
	DIT compartilhada		X
	Rede de distribuição		X

*DIT – Sigla para Demais Instalações de Transmissão.

As tarifas correspondentes aos contratos apresentados pela Tabela 5.1 bem como a metodologia de cálculo empregada antes da nova metodologia da TUSDg podem ser resumidas conforme disposto a seguir pela Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Tarifas de uso aplicadas a Unidades Geradoras conforme tipo de despacho e ponto de conexão.

Agentes de Geração		Tarifas de Uso		
Tipo de despacho	Local	TUST _{RB}	TUST _{FR}	TUSD _g **
Despacho Centralizado	Rede básica	Nodal	-	-
	Transformador de fronteira	Nodal	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	DIT uso exclusivo da distribuidora	Nodal	-	Menor TUSD
	DIT uso exclusivo do gerador	Nodal	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	DIT compartilhada	Nodal	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	Rede de distribuição	Nodal	-	Menor TUSD
Despacho Não Centralizado	Rede básica	Nodal	-	-
	Transformador de fronteira	-	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	DIT uso exclusivo da distribuidora	-	-	Menor TUSD
	DIT uso exclusivo do gerador	-	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	DIT compartilhada	-	-	TUSD _g = TUST _{FR}
	Rede de distribuição			Menor TUSD

*A remuneração das DIT de uso exclusivo dos geradores é realizado pelo encargo de conexão em Contrato de Conexão às redes de Transmissão (CCT)

**A TUSDg, anteriormente a resolução nº 349/2009, era definida como a menor TUSD do segmento consumo, ou pela média regional, ou ainda com valor igual a TUST_{FR} para as centrais geradoras conectadas no secundário de transformadores de fronteira ou DIT compartilhadas por distribuidoras.

Como se pode observar pela Tabela 5.2, os geradores centralmente despachados, por possuírem ambos os contratos de uso, de transmissão (CUST) e de distribuição (CUSD), eram onerados com o pagamento de duas tarifas de uso (TUST e TUSDg)

e esta dupla incidência tarifária poderia não sinalizar o uso que as centrais de geração efetivamente fizessem das redes de distribuição e de transmissão.

Conforme apresentado pela Nota Técnica ANEEL 86/2008 [7], a ANEEL realizou, em 2007, um levantamento junto às concessionárias de distribuição e constatou que havia 409 geradores conectados aos sistemas de distribuição e que, além disso, para estes sistemas percebia-se uma tendência de expansão de agentes geradores.

Tabela 5.3 - Geradores conectados aos sistemas com nível de tensão inferior a 230kV (Redes de Distribuição, DIT e Rede Básica de Fronteira)

Subgrupo tarifário / Tensão	Quantidade	Potência instalada [MW]	% Pot. Instalada	Potência Média [MW]
A2 (88 a 138 kV)	121	10.826,24	82,26%	84,546
A3 (69 kV)	89	1.590,26	12,08%	17,821
A3a (30 a 44 kV)	70	380,63	2,89%	5,516
A4 (2,3 a 25 kV)	128	364,56	2,77%	3,038
TOTAL	408	13.161,69	100%	-

* Levantamento realizado em janeiro de 2007. Constam geradores que entraram em operação durante o ano de 2007

Devido a essa tendência de expansão, elevou-se a necessidade de desenvolver uma metodologia de cálculo para a TUSDg que indicasse um ponto de conexão eficiente para os novos acessantes, de modo a reduzir investimentos de transmissão e distribuição, reduzir as perdas elétricas e melhorar a qualidade e a confiabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Na tentativa de solucionar os problemas aqui expostos, a ANEEL divulgou, durante a audiência pública 26/2008, a minuta de resolução e a proposta de metodologia que alteram a forma de cálculo da TUSDg com base na metodologia nodal, já utilizada no cálculo da TUST. A apresentação da proposta foi realizada em 15 de maio de 2008, em auditório da própria Agência em Brasília.

Durante o período de audiência pública, a ANEEL recebeu algumas contribuições de diversos agentes do setor elétrico e da sociedade em geral, que visavam ao aprimoramento da metodologia de cálculo da TUSDg. A análise dessas contribuições provocou algumas modificações na proposta inicial, resultando a

metodologia estabelecida pela resolução nº 349/2009, que será detalhada neste capítulo.

5.2 Estudos Anteriores

Diversos estudos foram realizados anteriormente à apresentação da nova metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicadas ao segmento de geração. Será exposto um breve histórico com os principais estudos e sugestões de agentes, realizados antes da proposição da ANEEL.

O primeiro trabalho realizado no âmbito da TUSDg aconteceu ainda em 2000, quando a ANEEL contratou a Associação Politécnica de Consultoria (Policonsult), vinculada à Escola Politécnica de Pernambuco, para realizar um estudo de avaliação de tarifas nodais para os sistemas de distribuição a partir do aplicativo Nodal que calcula as TUST. Além disso, o estudo verificou as singularidades intrínsecas aos sistemas de distribuição com respeito a perdas elétricas e fluxos de potência.

Posteriormente, em 2005, um novo estudo sobre a metodologia de cálculo da TUSDg foi realizado através do Convênio de Descentralização de Atividades, firmado com a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE. O autor e o orientador desta dissertação participaram desse estudo, que foi desenvolvido por Equipe Técnica da Universidade de São Paulo (USP) composta por professores, especialistas e alunos de pós-graduação.

O trabalho elaborado compreendeu os seguintes estudos:

- Análise das contribuições sobre a tarifação de centrais geradoras recebidas na Audiência Pública nº 47/2004;

- Proposta de implantação de metodologia locacional para sistemas de distribuição, incluindo especificação da metodologia e desenvolvimento de aplicativo baseado no Nodal; e
- Simulações de cálculo.

Os resultados do estudo foram encaminhados à ANEEL no início de 2007 e serviram como base para a proposta metodológica apresentada pela Nota Técnica nº 17/2007-SRD/SRT/ANEEL. A metodologia desenvolvida pela Equipe Técnica da USP foi acatada pelo Órgão Regulador em sua quase totalidade, em termos conceituais, restando apenas alguns aspectos de natureza operacional que não foram incorporados pela Agência, como por exemplo a proposta de limites mínimos e máximos para a TUSDg¹⁵.

Além desse estudo, outras contribuições sobre a TUSDg foram encaminhadas à ANEEL por agentes interessados. Houve contribuições durante o período de realização da Audiência Pública nº 10/2005 e, em 20 06, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), propôs a aplicação da metodologia nodal.

Em agosto de 2007, após compilação dos estudos e contribuições e realização de Audiência para o Público Interno com o objetivo de coletar sugestões de outras áreas da própria Agência, foi disponibilizada a Nota Técnica nº 17/2007-SRD/SRT/ANEEL em Fórum Técnico via internet. O fórum, designado Forte Integração, tinha a finalidade de apresentar e discutir a proposta além de obter mais subsídios para seu aperfeiçoamento.

¹⁵ No estudo de caso 1 do capítulo 6 apresenta-se um detalhamento dessa proposta.

No mês seguinte, em 12 de setembro, a Agência organizou uma Reunião Técnica que contou com a participação de 135 pessoas, representantes dos diversos agentes do setor elétrico nacional, para apresentar a metodologia e discuti-la. Ainda em setembro de 2007, o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) possibilitou novamente a apresentação da metodologia durante a Discussão Técnica sobre TUSDg realizada no dia 26.

Posteriormente, o tema foi submetido à Audiência Pública (AP 026 / 2008), suscitando contribuições de todos os interessados no tema. Convém sublinhar que a ANEEL realizou algumas modificações na primeira versão, de 12 de setembro de 2007, e apresentou a nova versão durante a reunião presencial da Audiência Pública 26/2008 (AP 26/2008), realizada no dia 15 de maio. Ainda durante a audiência, a Agência recebeu algumas contribuições de agentes interessados, com sugestões para o aperfeiçoamento da proposta do Regulador.

Depois de cumprida a etapa de consolidação da Audiência Pública, resultaram alterações adicionais em relação à metodologia originalmente sugerida pelo Grupo de Trabalho da USP, porém a essência da proposta foi mantida conforme formulada.

O resultado da análise das sugestões recebidas foi publicado na Nota Técnica ANEEL 001/2009 [6] juntamente com a metodologia de cálculo da TUSDg estabelecida na resolução normativa 349 de 13 de janeiro de 2009. Essa nova metodologia será detalhada em seguida.

5.3 TUSDg – Metodologia Estabelecida pela Resolução 349/2009

Entre 23 de abril e 19 de maio de 2008, a ANEEL realizou a audiência pública AP 26/2008. O objetivo dessa audiência foi apresentar uma proposta de metodologia de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicadas às Centrais de

Geração (TUSDg) conectadas às redes de nível de tensão de 88 kV e 138 kV, bem como obter contribuições e sugestões dos agentes interessados de modo que se pudesse aprimorar a metodologia apresentada.

As conclusões obtidas com a análise das sugestões recebidas durante a audiência resultaram na metodologia estabelecida pela resolução 349/2009. As definições e critérios que compõem a nova metodologia da TUSDg podem ser divididos em quatro vertentes distintas:

- a) Sistemas considerados no cálculo;
- b) Redes a serem remuneradas e representação das mesmas;
- c) Definição da receita a ser recuperada pelos geradores; e
- d) Metodologia de cálculo.

Esses itens serão detalhados a seguir.

5.3.1 Sistemas considerados no cálculo

Buscando atender ao disposto na versão original do texto da resolução 281/1999, alterada posteriormente pela resolução 349/2009, com respeito ao cálculo locacional das tarifas de uso em níveis de tensão igual ou superiores a 69 kV, a ANEEL estabeleceu o cálculo da TUSDg a partir da metodologia nodal.

Entretanto, os sistemas a serem abrangidos por essa metodologia são aqueles que compõem o subgrupo tarifário A2, ou seja, aqueles cujo nível de tensão está entre 88 kV e 138 kV. Fazem parte desses sistemas: Redes de Distribuição, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e Rede Básica de Fronteira.

Os sistemas compostos pelo subgrupo tarifário A3 não foram atendidos pela metodologia estabelecida. Algumas proposições foram feitas pela ANEEL para justificar a exclusão das redes em 69 kV:

- O cálculo das TUSDg será realizado pelo aplicativo Nodal e este, por sua vez, executa um fluxo de carga linearizado¹⁶ como parte do processo de determinação das tarifas, já que no caso de tensões nominais mais elevadas, a condutância das redes pode ser desprezada se comparada com a admitância. Esse modelo perde essa característica ao reduzir o nível de tensão. Assim, a ANEEL recomenda restringir a metodologia nodal para tensões iguais ou superiores a 88 kV
- Boa parte dos sistemas de 69 kV são malhados, com diversos chaveamentos que alteram a sua configuração de modo a atender a necessidade operativa, fazendo com que haja uma inconstância de topologia. Essa característica dinâmica prejudica a arrecadação de encargos do subgrupo tarifário A3, pois a alteração topológica leva à volatilidade do sinal locacional que afetaria economicamente os agentes a cada topologia considerada.
- Com respeito à expansão das redes em 69 kV, a maioria das situações acontece por atendimento às unidades de consumo, sendo a análise dos impactos causados pelas unidades de geração realizada de forma secundária.

¹⁶ Fluxo de Carga é o estudo de sistemas de potência utilizado no cálculo das condições de operação (tensões e correntes dos fluxos de potências e das perdas) em função de sua topologia. O Fluxo de Carga Linearizado ou Fluxo de Carga C.C. é um método simplificado de fluxo de carga que, caso o sistema satisfaça algumas premissas como níveis de tensão com variações relativamente reduzidas ao longo da rede e pequenas aberturas angulares, pode ser utilizado para estimar os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema com uma precisão aceitável e um reduzido custo computacional, a partir de algumas aproximações (acoplamento de potência ativa e ângulo).

- Finalmente, a ANEEL conclui, por meio do levantamento apresentado pela Tabela 5.3, que os geradores conectados às redes de nível de tensão inferior a 88 kV possuem menor capacidade instalada, tendo a maioria destes agentes incentivos tarifários por meio da resolução nº 77/2004 [17]. De acordo com a Agência, com a redução da tarifa não inferior a 50% proporcionada aos agentes incentivados pela resolução nº 77/2004 o sinal locacional perde significância.

Com respeito à TUSDg dos agentes conectados em tensão inferior a 88 kV, a Agência lembrou que não foi o objeto da proposta apresentada durante a audiência pública e reconheceu a necessidade de melhorias. Nesse sentido, a ANEEL ainda recomendou o início da análise de uma metodologia para cálculo da TUSDg por nível de tensão mantendo, provisoriamente, a metodologia vigente para esses acessantes definida pela resolução 166/2004.

5.3.2 Representação das Redes a serem remuneradas

De acordo com a Resolução 349/2009 [15], as redes de níveis de tensão de 88 a 138 kV serão separadas em subsistemas, adotando-se a denominação de Redes Unificadas (RU). Uma RU não depende de propriedade e pode ser formada por várias empresas de distribuição e transmissão (DIT).

5.3.2.1 Definição das Redes Unificadas

Conforme apresentado pela Nota Técnica 86 e, posteriormente, complementado pela Nota Técnica 01/2009, os critérios para a composição das Redes Unificadas foram os seguintes:

- a) As redes unificadas serão compostas por redes em 88 kV ou 138 kV de distribuidoras, DIT compartilhadas ou de uso exclusivo de distribuidoras em tensão de 88/138 kV e transformadores da Rede Básica de Fronteira com secundário em nível de tensão de 88/138 kV;
- b) DIT compartilhada deve pertencer a uma única RU;
- c) A definição dos pontos de fronteira entre redes unificadas deve considerar aspectos técnicos, como a influência do fluxo das gerações na interligação;
- d) Para a composição de uma RU deve haver ao menos uma usina conectada;
- e) O sistema representado pela RU deve estar física e continuamente ligado pelas instalações em 88/138 kV; e
- f) Caso a análise das conexões físicas das redes e do fluxo de potência caracterize a formação de sistemas diferentes, ainda que haja conexão no âmbito do 88/138 kV que não exerça influência expressiva sobre o caso base de estudo de fluxo de potência (*elo fraco*), estes sistemas poderão ser desagregados de modo a compor diferentes RU.

Figura 5.2 - Representação de uma Rede Unificada.

A Figura 5.2 ilustra a composição de uma RU. A representação dessas redes é realizada por meio de arquivos de texto que são utilizados pelo aplicativo Nodal no cálculo das tarifas nodais.

As cargas dos sistemas de distribuição que anteriormente eram representadas em barras de fronteira com a Rede Básica por meio do MUST, agora passam a ser representadas nas barras de tensão de 88 kV e 138 kV de propriedade da empresa de distribuição. Conforme descrito pela Nota Técnica 86/2008 [7], deve-se obedecer à relação de igualdade apresentada pela equação a seguir:

$$\sum_j^n MUST_j^{fronteira} = \sum_i^m MUSD_i^{88/138kV} + perdas\ técnicas_{88/138kV}$$

Eq. 5.1

Onde:

MUST – Montante de uso do sistema de transmissão
MUSD – Representação da carga nas barras de 88/138 kV
Perdas Técnicas – Perdas no sistema de 88/138 kV consideradas na contratação do MUST
n – Pontos de contratação de MUST da rede representados na RU
m – Número de barras das redes de 88/138 kV

5.3.2.2 Padronizações de Custos e Capacidades das Redes

Os custos unitários dos elementos de rede passaram por uma padronização buscando alcançar a convergência metodológica e tarifária¹⁷. Para isso foram usados como referência os custos padrões das Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobrás) já utilizados no cálculo das TUST. O objetivo é evitar distorções principalmente entre as tarifas nas barras de fronteira com a Rede Básica. Esses custos caracterizam os valores de reposição de novos ativos desconsiderando a sua depreciação.

Pelos mesmos motivos, foi preciso padronizar as capacidades dos elementos das RU. Os valores de capacidades das redes de transmissão são definidos pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão. No caso das capacidades das redes de distribuição, perante a inexistência de contratos que as normatizem, os valores propostos foram definidos pela avaliação de valores normativos e referências de projetos.

Os valores padrões indicados pela Agência presentes na Nota Técnica ANEEL 01/2009 [6] foram reproduzidos no ANEXO I deste trabalho.

¹⁷ Convergência Tarifária pode ser compreendida como a condição na qual a diferença entre as tarifas de uso das redes de transmissão (TUST) e de distribuição e (TUSD) não seja suficiente para viabilizar investimentos que permitissem a um Agente conectado à distribuição migrar para a Rede Básica.

5.3.2.3 Conceitos de RU Importadora e RU Exportadora

Conforme disposto no capítulo 4, item 4.2.2, a ANEEL, por meio da resolução 349/2009, considerou necessário que a TUSDg captasse também o impacto das unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição sobre a Rede Básica, caso ocorresse, através da parcela $TUSDg_T$. Para isso, precisou classificar as RU quanto ao fluxo de potência observado nas fronteiras com a Rede Básica.

Os sistemas de distribuição possuem como característica o desequilíbrio entre geração e carga, sendo frequente apresentar geração bastante inferior em relação à carga. Com base nessa observação é de se esperar que uma RU demande energia das redes de transmissão.

Os fluxos de potência observados nas fronteiras entre as redes de distribuição e a rede básica, resultantes do desequilíbrio entre essas redes, podem ser representados por agentes fictícios: geradores ou cargas. Tal representação depende da escolha das redes que servirão de ponto de referência e das redes que serão equivalenciadas.

Tendo como referencial a Rede Básica, esta situação pode ser representada pela substituição dos fluxos de potência que chegam à RU pelas fronteiras por Cargas Fictícias nas Fronteiras. Nesse caso é dito que a RU é importadora, como ilustrado pela Figura 5.3.

Figura 5.3 - Representação de uma Rede Unificada Importadora.

Uma situação oposta à anterior e, menos comum, seria o caso de uma Rede Unificada onde a concentração de unidades geradoras superasse a demanda da carga e, supostamente, haveria injeção de potência da RU na Rede Básica. Com base nessa possibilidade a Agência considerou que tal situação deve ser modelada e a responsabilidade de custeio do impacto deverá ser proporcional às TUST das barras de fronteira com fluxo de exportação e atribuída aos geradores pertencentes a essa rede unificada.

As figuras fictícias de gerador ou carga conectadas às barras de fronteira com a Rede Básica não são levadas em consideração durante o cálculo locacional da TUSDg. A geração fictícia ou carga fictícia em uma RU ilustram as situações nas quais há impacto sobre a rede básica proveniente dos geradores de uma RU e determinam a proporção de rateio da receita de referência como será detalhada posteriormente.

Figura 5.4 - Representação de uma Rede Unificada Exportadora.

No cálculo da TUSDg são considerados todos os elementos que formam o sistema de transmissão (linhas de transmissão, unidades geradoras, cargas, transformadores, etc.) e de distribuição, de forma não agrupada, possibilitando que os reflexos da sinalização de cada elemento sejam capturados (sinais locais).

O cálculo do encargo devido a uma situação de exportação de energia para a Rede Básica, bem como a forma de rateio definida pela ANEEL serão detalhados posteriormente no item metodologia de cálculo.

5.3.3 Definição da receita a ser recuperada pelos geradores

A definição da receita a ser remunerada pelos geradores usuários das Redes Unificadas é definida de acordo com a propriedade dos ativos que formam as RU, já que uma RU pode ser formada por elementos de distribuição e transmissão (DIT e transformadores de fronteira).

Adicionalmente, devem ser consideradas: (i) a contribuição para custeio dos serviços do ONS e (ii) a parcela de ajuste que compense o déficit ou superávit ocorrido no ciclo anterior, compondo a nova base de cálculo.

5.3.3.1 Determinação da Receita das DIT e Rede Básica de Fronteira

A receita definida para as Demais Instalações de Transmissão e Rede Básica de Fronteira é composta pelas parcelas:

- RCDM – receita para instalações novas das DIT;
- RPC – receita para instalações existentes das DIT; e
- RAP_{FR} composta pela Rede Básica Novas Instalações (RBNI), Rede Básica Serviços Existentes (RBSE) e Instalações licitadas.

Essa receita é definida em resolução pela ANEEL e inclui a remuneração dos investimentos, a reintegração e os encargos setoriais relacionados ao ativo, considerando os critérios regulatórios que regem a expansão e os reforços nas DIT e transformadores da Rede Básica de Fronteira.

Os casos de elementos de transmissão de uso exclusivo de gerador ou de unidade de consumo, remunerados por meio de encargos de conexão, não fazem parte da receita para o cálculo da TUSDg.

5.3.3.2 Determinação da Receita das Redes de Distribuidoras

A receita das redes de propriedade de agentes de distribuição, diferentemente das redes dos agentes de transmissão, não permite a alocação de receita por ativo. A receita requerida é definida para toda a sua concessão, não existindo uma separação dos custos gerenciáveis (Parcela B) desta receita por ativo.

A receita requerida da distribuidora é repartida de acordo com o custo marginal de capacidade do sistema por nível de tensão, obtendo-se a estrutura tarifária.

Porém, a proposta apresentada pela Nota Técnica ANEEL 86/2008 [7], e reproduzida pela Nota Técnica ANEEL 01/2009 [6], sugere alteração dos critérios de definição de receita para as redes 138/88 kV. O objetivo é tentar equalizar a receita das redes de 138/88 kV com os procedimentos adotados na composição da receita das novas instalações de transmissão de 138/88 kV, e a justificativa dada é a proximidade destas redes quanto à função e às características construtivas.

Segundo essa proposta, o cálculo das receitas para as redes de 138/88 kV considera a base de remuneração bruta dos ativos de 88 e 138 kV, a vida útil desses ativos, a depreciação média, o custo médio ponderado de capital (WACC), além de taxa de operação e manutenção, alíquotas tributárias e encargos (P&D, RGE, TFSEE)¹⁸.

Portanto, a remuneração das redes das distribuidoras passa a contar com uma parcela regulatória para os custos operacionais, depreciação, remuneração dos ativos em serviço, encargos tarifários e tributos devidos, com base no investimento estimado da rede. De forma simplificada, o cálculo das receitas requeridas das concessionárias de distribuição que compõem uma RU estão equacionados pelas fórmulas Eq. 5.2 e Eq. 5.3 a seguir.

$$RRD_{138kV-Dm} = \alpha_m * \sum_1^n investimento_i$$

Eq. 5.2

$$RRD_{138kV-RU} = \sum_1^m RRD_{138kV-Dm}$$

Eq. 5.3

¹⁸ O detalhamento do cálculo da Receita Requerida das Distribuidoras para os ativos de 138 e 88 kV se encontra no Anexo III da Nota Técnica 86/2008 [20] e, é reproduzido no Anexo IV da Nota Técnica 01/2009 [25].

Onde:

$RRD_{138\text{ kV}-Dm}$ – Parcela de receita da rede da distribuidora Dm que compõe a rede unificada
$RRD_{138\text{ kV}-RU}$ – Parcela de receita da rede unificada referente às instalações de propriedade de distribuidoras
α_m – Percentual regulatório da relação receita/investimento que considera todos os componentes tarifários (definido pelo Anexo IV da Nota Técnica ANEEL 01/2009)
$Investimento_i$ – Investimento do equipamento i , em 138/88 kV que compõe a rede a ser remunerada da distribuidora Dm

Tabela 5.4 - Receitas a serem recuperadas com o encargo de uso dos geradores.

Classificação	Tensão	Receita (anual)	Observações
DIT	88/138 kV	- RCDM – Receita para instalações novas - RPC – Receita para instalações existentes	Definida por ativo, em resolução específica
Transformador da RB de Fronteira	Secundário em 88/138 kV	RAP_{FR} – Receita anual permitida de fronteira	Definida por ativo, em resolução específica
Redes de Distribuição	88/138 kV	$RRD_{138\text{ kV}-RU}$	Definido com base na relação receita/investimento

A Tabela 5.4 apresenta de forma resumida as parcelas que compõem a receita de uma Rede Unificada.

Definidas as parcelas que dos ativos que remuneram as Redes Unificadas é possível definir a receita de referência de cada RU pela equação:

$$RRD_{138\text{ kV}} = RCDM + RPC + RAP_{FR} + \sum_1^m RRD_{138\text{ kV}-Dm}$$

Eq. 5.4

Sendo:

RRD_{138kV} = Receita de referência da rede unificada
 $RCDM$ = Receita para instalações novas das DIT
 RPC = Receita para instalações existentes das DIT
 RAP_{FR} = Receita anual permitida de fronteira
 $RRD_{138kV-Dm}$ = Parcela de receita da rede da distribuidora Dm que compõe a rede unificada

5.3.3.3 Partição da Receita entre os Segmentos Carga e Geração

A Agência determinou que a forma de partição da Receita da Rede Unificada, uma vez que não há equilíbrio entre a carga e geração, deveria ser realizada individualmente para cada Rede Unificada e de forma proporcional ao critério de despacho segundo a equação:

$$RRD_{138kV}^G = \frac{0,5 * (G_{real} + G_{ficticia}) * RRD_{138kV}}{G_{real} + C_{ficticia}}$$

Eq. 5.5

Onde:

RRD_{138kV}^G = Receita anual alocada ao segmento geração
 RRD_{138kV} = Receita de referência da rede unificada
 G_{real} = Soma da geração real da rede unificada, considerando o critério de despacho
 $G_{ficticia}$ = Geração fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Carga em relação à Geração real (ver Figura 6).
 $C_{ficticia}$ = Carga fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Geração real em relação à Carga (ver Figura 5).

Cabe ressaltar que a geração fictícia ou a carga fictícia são determinadas pelo valor líquido baseado no déficit de carga ou geração devido ao desequilíbrio inerente às RU. Desse modo, não ocorre simultaneamente a presença de geração fictícia e carga fictícia líquidas em uma mesma RU.

5.3.4 Metodologia de Cálculo

A metodologia trazida pela resolução 349/2009 [15] para o cálculo locacional da TUSDg segrega os ambientes tarifários em dois: Transmissão e Distribuição. Portanto, os sistemas de Distribuição passam a ser compostos por: Redes de Distribuição propriamente ditas, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e Rede Básica de Fronteira (Transformadores), enquanto que a Rede de Transmissão fica definida pela Rede Básica do Sistema Interligado.

Por sua vez, os geradores que estiverem conectados as esses Sistemas de Distribuição terão como tarifa de uso apenas a TUSDg, não importando a forma de despacho, centralizado pelo ONS ou não centralizado, como descrito anteriormente. Dessa maneira, solucionou-se o problema de incidência de tarifas diferentes sobre geradores conectados à mesma rede devido ao critério de despacho.

Contudo, pode haver uma parcela componente da TUSDg que remunere ativos de transmissão, a $TUSDg_T$. Essa parcela só existirá nos casos de redes unificadas exportadoras, ou seja, redes unificadas que possuam geração superavitária em relação às unidades de consumo pertencentes a estas redes.

O cálculo das tarifas deve ser realizado conforme a metodologia nodal já empregada no cálculo das tarifas de uso da transmissão (TUST), descrito no anexo da resolução 281/1999 [13]. A metodologia nodal usada no cálculo das TUST busca refletir simplificada e o impacto individual provocado por usuário, na variação dos custos de expansão do sistema de transmissão, podendo representar uma aproximação do Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP). Desse modo, pode-se dizer que tal metodologia considera a característica de atuação dos geradores.

O cálculo das tarifas deve ser realizado pelo aplicativo Nodal, o mesmo que realiza o cálculo das TUST, após as devidas alterações para compreender as modificações publicadas na resolução 349/2009.

A metodologia nodal adaptada para o cálculo da TUSDg a ser implementada ao aplicativo Nodal será descrita a seguir.

5.3.4.1 Metodologia Nodal e parcelas componentes da TUSDg

A TUSDg a ser calculada segundo a metodologia proposta é composta pelas seguintes parcelas:

$$TUSD_{gi} = TUSD_{gD/DIT-i} + TUSD_{gT-i} + TUSD_{gONS-i}$$

Eq. 5.6

Onde:

$TUSD_{gi}$ – Tarifa de uso dos sistemas de distribuição da central geradora i (R\$/kW),
 $TUSDg_{D/DIT-i}$ – Parcela correspondente aos custos de Rede Unificada D , DIT e transformadores da Rede Básica em 138/88 kV (R\$/kW),
 $TUSDg_{ONS-i}$ – Parcela correspondente aos custeio do ONS (R\$/kW),
 $TUSDg_{T-i}$ - Parcela correspondente ao encargo de uso da Rede Básica (R\$/kW), no caso de redes exportadoras.

A metodologia nodal, como dito anteriormente, é considerada uma aproximação do CMLP buscando sinalizar o impacto no custo de expansão da rede em questão (transmissão/distribuição) devido a um aumento marginal de demanda ou geração em cada barra componente do sistema.

Portanto, as tarifas nodais, resultado da aplicação da metodologia nodal, refletem o pagamento de encargos relativos ao ponto de conexão na rede de cada usuário do sistema.

O sentido do fluxo no qual as linhas e transformadores do sistema são utilizados é outro fator que atua sobre a determinação das tarifas. Sendo assim, o agente que ocasionar fluxo favorável ao sentido do fluxo dominante em um elemento de rede está elevando o carregamento desse elemento, contribuindo para uma necessidade de expansão. Já o agente que cause fluxo oposto ao dominante, em uma linha ou transformador, está aliviando o carregamento do sistema particularmente no elemento afetado.

Da forma como foi concebida a metodologia nodal, com receita pré-estabelecida, baseado em custos de reposição e capacidades padronizadas, as tarifas puramente nodais não recuperam a totalidade dos custos envolvidos fazendo-se necessário um ajuste da tarifa que é realizado pela adição de uma parcela denominada parcela selo. A tarifa total é então obtida da soma da parcela nodal e da parcela selo como apresentado a seguir:

$$TUSDg_{D/DIT} = \pi_{nodal} + \pi_{selo} \quad [R\$/kWano] \quad \text{Eq. 5.7}$$

O cálculo da parcela nodal de uma barra “i” do sistema é calculado da seguinte forma:

$$\pi_{nodal-G}^i = \sum_{j=1}^{NL} (\beta_{ji} * c_j * fp_j) \quad [R\$/kWano] \quad \text{Eq. 5.8}$$

$$\pi_{nodal-C}^i = \sum_{j=1}^{NL} (\beta_{ji} * c_j * fp_j) \quad [R\$/kWano] \quad \text{Eq. 5.9}$$

$$fp_j = \begin{cases} 0 & r_j < r^{\min} \\ \frac{r_j - r^{\min}}{r^{\max} - r^{\min}}; & r^{\min} \leq r_j \leq r^{\max} \\ 1; & r_j > r^{\max} \end{cases}$$

Eq. 5.10

$$r_j = \frac{|f_j|}{cap_j}$$

Eq. 5.11

Onde:

$\pi_{nodal-G}^i$ – Tarifa nodal de geração da barra i

$\pi_{nodal-C}^i$ – Tarifa nodal de carga da barra i

NL – Número de circuitos da rede considerada

β_{ji} – Fator de sensibilidade da barra i em relação a barra j .

c_j – Custo unitário do circuito j , definido matematicamente a seguir

fp_j – Fator de ponderação para o circuito j

r_j – Fator de carregamento do circuito

$r^{\max}$ – Fator carregamento máximo

$r^{\min}$ – Fator carregamento mínimo

cap_j – Capacidade do circuito j

f_j – Fluxo de potência ativa no circuito j

A matriz de sensibilidades beta (β) é composta pelos fatores de sensibilidade β_{ji} . Os fatores de sensibilidade são obtidos a partir das variações observadas no fluxo de referência devido a um aumento marginal de demanda ou geração em cada barra componente do sistema, sendo que o detalhamento de seu cálculo está anexo da resolução 281/1999 [13].

De modo análogo ao cálculo das TUST, os valores definidos para $r^{\max}$ e $r^{\min}$ são 100% e 0 respectivamente, sendo os demais valores intermediários representados

por uma função rampa em relação ao fator de carregamento dos elementos de rede (fc), conforme apresentada pela figura a seguir:

Figura 5.5 - Definição dos fatores de carregamento dos circuitos (r_j).

Os custos unitários dos elementos de rede (c_j), utilizados na obtenção das tarifas nodais, são definidos em duas etapas pelo aplicativo Nodal. Primeiramente, os dados de entrada do aplicativo referente aos custos de reposição dos equipamentos são anualizados levando em consideração a receita de referência a ser recuperada pelo ciclo tarifário. Em seguida, os custos unitários são obtidos a partir da divisão dos custos anualizados de cada elemento de rede por suas respectivas capacidades. As equações a seguir ilustram essa fase do cálculo:

$$CT_j = CE_j + CD_j + CP_j$$

Eq. 5.12

$$CA_j = \frac{CT_j}{\sum_{j=1}^{NL} CT_j} \times Receita_{ANUAL}$$

Eq. 5.13

$$c_j = \frac{CA_j}{cap_j}$$

Eq. 5.14

Onde:

CT_j - Custo Total do equipamento j [R\$]

CE_j - Custo do equipamento principal j [R\$]

CD_j - Custo do vão (bay) "DE" do equipamento j [R\$]

CP_j - Custo do vão (bay) "PARA" do equipamento j [R\$]

$Receita_{ANUAL}$ - Receita anual definida para a rede em análise [R\$]

CA_j - Custo Anualizado

NL - Número de equipamentos da rede analisada

c_j - Custo anual unitário do equipamento j [R\$/MW]

cap_j - Capacidade do equipamento j [MW]

O despacho dos agentes de geração que participam do cálculo das tarifas de uso é definido por um algoritmo interno ao programa Nodal. Esse algoritmo realiza o despacho de todos os agentes de geração de um mesmo submercado, proporcionalmente à potência instalada, até que seja atendida toda a sua demanda, incluídas as perdas. Em outras palavras, é realizado um balanço entre carga e geração por submercado. Esse despacho é conhecido como despacho proporcional.

Mais detalhes desse procedimento, como a explicação da metodologia adotada caso ocorra déficit de geração em um submercado, podem ser obtidas no Manual do Aplicativo Nodal [5].

De modo a assegurar a recuperação da receita de referência anual efetua-se o cálculo da parcela selo conforme a equação a seguir:

$$\pi_{selo-G} = \frac{Receita_G - \sum_{i=1}^{NB} (\pi_{nodal-G}^i * MUSD_i)}{\sum_{i=1}^{NB} (MUSD_i)}$$

Eq. 5.15

Onde:

π_{selo-G}	- Parcela selo da tarifa de geração
$\pi_{nodal-G}^i$	- Tarifa nodal de geração da barra i
$Receita_G$	- Receita alocada ao segmento geração
$MUSD_i$	- Geração na barra i
NB	- Número de barras

Finalmente, a tarifa de uso do sistema de distribuição definida para uma central geradora “U” é dada pela soma das tarifas nodais das barras em que esta central estiver conectada, acrescida da parcela selo:

$$TUSDg_{D/DIT}^U = \frac{\sum_{i=1}^{NB_U} (\pi_{nodal-G}^i * MUSD_i)}{\sum_{i=1}^{NB_U} (MUSD_i)} + \pi_{selo-G}$$

Eq. 5.16

Sendo:

$$NB_U - \text{Número de barras de conexão da usina } U$$

A Figura 5.6 exemplifica a situação de uma usina com alguns pontos de conexão com as redes unificadas, sendo sua TUSDg calculada conforme exposto pela fórmula acima.

Figura 5.6 Gerador com múltiplos pontos de conexão à Rede Unificada.

Como definido anteriormente, caso a rede unificada seja classificada como exportadora, incidirá também a parcela referente à recuperação dos impactos sobre a Rede Básica ($TUSDg_T$).

O cálculo dessa parcela é proporcional ao fluxo exportado na fronteira e está detalhado pelas seguintes equações:

$$MUST_{EXP}^i = \frac{\phi_i}{Fdep_n}$$

$$TUSDg_T^U = \sum_{i=1}^{NPE} MUST_{EXP}^i * TUST_i * \frac{\sum_{j=1}^{NB_U} MUSD_j^U * TUST_j}{\sum_{k=1}^{NU} \sum_{j=1}^{NB_U} MUSD_j^k * TUST_j}$$

Eq. 5.17

Onde:

$MUST_{EXP}^i$ - Montante de uso atribuído ao fluxo de exportação da rede unificada para a rede básica na barra i
 ϕ_i - Fluxo de exportação da rede unificada para a rede básica na barra i
 $Fdep_n$ - Fator de despacho proporcional da rede unificada n
 $TUSDg_T^U$ - Parcela da TUSDg que recupera os custos da exportação para a rede básica
 $TUST_i$ - Tarifa de uso de transmissão (rede básica) da barra i ou j
 NB_U - Número de barras de conexão da usina U
 NU - Número de geradores
 NPE - Número de pontos de exportação de fluxo para a Rede Básica

O fator de despacho utilizado no cálculo da TUSDg_T é calculado da seguinte maneira:

$$Fdep_n = \frac{\sum_{U=1}^{NU} desp_U}{\sum_{U=1}^{NU} Pot_Inst_U}$$

Eq. 5.18

Onde

$Fdep_n$ - Fator de despacho proporcional da rede unificada n
 $desp_U$ - Despacho observado para o gerador U
 Pot_Inst_U - Potência Instalada da usina U
 NU - Número de geradores

Por fim, a última parcela que compõe a TUSDg, a parcela de remuneração do orçamento anual do ONS (TUSDg_{ONS}), é obtida de forma proporcional aos montantes de uso contratados pelas centrais geradoras dos sistemas de distribuição e transmissão, conforme a equação a seguir:

$$TUSDg_{ONS}^U = \frac{(50\%) * Re\ ONS}{MUST_g + MUSD_g}$$

Eq. 5.19

Sendo:

Re ONS - Receita Anual para Custeio do ONS, apurada pela ANEEL
MUSDg - Montante de Uso Total da Geração considerado no cálculo das TUSDg
MUSTg - Montante de Uso Total da Geração considerado no cálculo das TUST dos Geradores da Rede Básica

5.4 Vigência, Atualização e Horizonte de cálculo das TUSDg

Durante a realização da audiência pública AP 26/2008, alguns tópicos adicionais à metodologia de cálculo propriamente dita também foram alvo de discussão, dentre estes o período de vigência e de atualização das TUSDg, bem como o horizonte de cálculo destas tarifas. Tais temas se revestem de capital importância pois, caso não sejam determinados de forma adequada, podem trazer consequências econômicas indesejáveis tanto para os agentes de geração, quanto para as empresas que compõem as Redes Unificadas.

Pela proposta apresentada na audiência pública 26/2008 foi sugerida a unificação entre as datas de reajuste das tarifas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSDg), o que ocorreria em 1º de julho de cada ano. Entretanto, as datas de reajuste e revisão tarifária das concessionárias e permissionárias de distribuição acontecem em datas distintas à sugerida, ao longo do ano.

A unificação das datas de reajuste, contestada pela ABRADÉE¹⁹ durante a audiência, levaria a necessidade de previsão de bolhas financeiras acarretadas pelo diferimento entre a receita auferida pela alteração da TUSDg na data proposta e a

¹⁹ ABRADÉE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

receita percebida pela distribuidora durante o período de cálculo de sua revisão ou reajuste tarifário.

Contudo, conforme colocado pela ANEEL em sua Nota Técnica nº 01/2009 [6], caso fossem alteradas as datas de cálculo da TUSDg para cada empresa de distribuição alinhado com seus processos de revisão/reajuste tarifários, ocorreria um desconcatenação entre os custos que compõem a tarifa (receitas apuradas para as redes de cada distribuidora, receitas apuradas para os elementos de rede básica, receita para custeio do ONS, entre outras) pelo mesmo motivo de datas de revisão ou reajuste distintos entre as empresas.

Com base nestas considerações, a ANEEL propôs o cálculo das tarifas em conjunto com as tarifas de transmissão (TUST) em 1º de julho de cada ano. Neste sentido, o mesmo fluxo de potência de referência, que impacta a relatividade entre as tarifas, é utilizado no cálculo das TUST e TUSDg, agora denominadas TUSDg de referência, que não caracterizam as tarifas de aplicação TUSDg de cada concessionária.

Como procedimento inicial para implementação da nova metodologia, para o ciclo tarifário 2009-2010, as tarifas das centrais de geração conectadas às RU do SIN serão obtidas a partir das TUSDg de referência, corrigidas pelo IGP-M acumulado entre 1º de julho de 2009 e o período de revisão ou reajuste tarifário de cada empresa de distribuição. As tarifas corrigidas passam a vigorar em conjunto com as datas de reajuste ou revisão tarifária de cada concessionária.

Deste modo a resolução 349/2009[15] deixa estabelecido que o período de vigência das TUSDg seja anual e correspondente ao ano tarifário de cada distribuidora.

A partir do ciclo tarifário seguinte (2010-2011) as TUSDg de referência serão calculadas anualmente, com base nas atualizações e alterações observadas pelos

sistemas de transmissão e distribuição integrantes da Rede Básica e Redes Unificadas. Contudo, apenas as usinas conectadas às distribuidoras que realizarem sua revisão tarifária durante o ciclo tarifário em vigência terão suas TUSDg modificadas pela TUSDg de referência.

As empresas que, ao longo do ciclo 2010-2011, passarem pelo processo de reajuste tarifário terão as TUSDg atualizadas da seguinte forma:

- A Parcela B da componente $TUSDg_{D/DIT}$ é corrigida pelo índice de reajuste tarifário (IRT_{FIO}); e
- As demais componentes (Parcela A da $TUSDg_{D/DIT}$, $TUSDg_T$ e $TUSDg_{ONS}$) serão corrigidas pelo índice de variação de preços (IVI), ou seja, pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) acumulado no período.

Dessa forma, o horizonte de cálculo das TUSDg é anual. Entretanto, a atualização das TUSDg para os geradores varia conforme a periodicidade das revisões tarifárias da concessionária de distribuição com a qual foi celebrado o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD). Esta periodicidade pode variar de três a cinco anos, dependendo da empresa distribuidora.

Novas centrais geradoras ou geradores existentes que alterarem o montante de uso dos sistemas de distribuição (MUSD) contratado com a distribuidora terão a TUSDg determinada pela correção da TUSDg de referência, independentemente da empresa de distribuição passar pelo processo de revisão tarifária ou reajuste tarifário.

A Figura 5.7 ilustra os processos de atualização e revisão das TUSDg para uma central de geração conectada à rede de uma concessionária de distribuição com revisão tarifária periódica realizada a cada quatro anos.

Figura 5.7 - Ilustração dos Ajustes e das Revisões da TUSDg.

Este modelo de reajuste das tarifas incorre num risco periódico de variação brusca do valor da TUSDg, podendo gerar um “degrau” em consequência do resultado obtido no cálculo das tarifas de referência.

Este risco de variação brusca pode ainda ser potencializado caso a RU altere sua classificação quanto ao fluxo nas fronteiras com a Rede Básica. Deste modo se uma RU deixa de ser importadora de energia e passando a exportadora, as TUSDg devem subir devido à inclusão da componente $TUSDg_T$. Por outro lado, em situação oposta, com a RU passando de exportadora para importadora, se poderia esperar uma redução da tarifa pela exclusão daquela parcela.

6 Estudos de Caso

Este capítulo apresenta dois estudos de caso realizados com base no tema desta dissertação.

O primeiro estudo visa justificar a necessidade de alteração de metodologia de cálculo da TUSDg em virtude da forma com que ela era realizada anteriormente à publicação da resolução 349/2009. Para o cálculo da TUSDg foi usada uma metodologia desenvolvida por equipe técnica da USP conforme explicitado no item 5.2, similar à estabelecida pela ANEEL, aplicada em uma rede unificada composta pelas DIT e redes A2 de empresas de distribuição de energia elétrica do Estado de São Paulo.

O segundo estudo de caso tem o objetivo de averiguar a convergência tarifária pretendida pela metodologia de cálculo da TUSDg proposta durante a audiência pública 26/2008. Nesse estudo são comparadas as tarifas obtidas pela metodologia proposta e as tarifas simuladas a partir da consideração das Redes Unificadas como integrantes da Rede Básica. Utilizou-se para elaboração desse estudo os dados e software nodal disponibilizados pela ANEEL durante a audiência.

6.1 Estudo de Caso 1: TUSDg Nodal para Rede Unificada do Estado de São Paulo

6.1.1 Premissas

A rede unificada, para efeito desta simulação, foi composta pelas redes de 12 distribuidoras do Estado de São Paulo e DIT da CTEEP em nível de tensão de 88/138 kV.

A receita a ser recuperada pela TUSDg foi definida a partir do valor anualizado dos investimentos que compõem a RU, aplicando-se uma taxa de 17% a.a. sobre o valor novo de reposição dos ativos das redes de 88/138 kV (subestações, linhas de transmissão, transformadores, conexões, etc.).

A opção de definir as receitas a partir dos custos de reposição fez-se necessária em função da dificuldade de se associar uma receita a recuperar padronizada correspondente aos ativos das distribuidoras.

A parcela da receita correspondente à participação dos geradores conectados à Rede Unificada leva em consideração os conceitos de gerador fictício e carga fictícia utilizados pela ANEEL para definir as RU importadora e RU exportadora apresentados anteriormente no capítulo 5. Dessa forma a participação dos geradores conectados à RU fica definida em função da equação de equilíbrio carga e geração, com 50% para carga e 50% para geração, do seguinte modo:

$$\sum \text{Geradores Reais} + \sum \text{Cargas Fictícias} = \sum \text{Cargas Reais} + \sum \text{Geradores Fictícios} \quad \text{Eq. 6.1}$$

$$\sum \text{Geradores Reais} + \sum \text{Cargas Fictícias} = \text{Total rede unificada (MW)} \quad \text{Eq. 6.2}$$

$$\text{Geradores Reais (\%)} = \frac{\sum \text{Geradores Reais (MW)} + \sum \text{Geradores Fictícios (MW)}}{\text{Total rede unificada (MW)}} \times 100 \quad \text{Eq. 6.3}$$

A composição da TUSDg é dada por uma parcela referente às DIT, adicionada a outras parcelas referentes às empresas de distribuição, conforme disposto na fórmula a seguir:

$$TUSD_{gi} = \sum TUSD_{g_{D(j)-i}} + TUSD_{g_{DIT-i}}$$

Eq. 6.4

Onde:

$TUSD_{gi}$ = TUSD apurada para os geradores conectados à barra “i” pertencente à RU.

$TUSD_{g_{D-j}}$ = Parcela da $TUSD_{gi}$ correspondente à remuneração da receita da j-ésima distribuidora pertencente à RU.

$TUSD_{g_{DIT-i}}$ = Parcela da $TUSD_{gi}$ correspondente à remuneração da receita da DIT pertencente à RU.

O cálculo das parcelas referidas é realizado conforme a metodologia nodal descrita no tópico do capítulo 5: “Metodologia de Cálculo”.

Este estudo de caso abrange o conceito de convergência tarifária, ou seja, a variação entre as tarifas de uso não produz incentivos para alterar a posição do agente quanto à conexão, esteja este agente conectado à rede básica ou a uma rede unificada. A convergência tarifária garante que a tarifa incentive os agentes na busca do uso eficiente das redes básica, DIT e redes de distribuição.

Desse modo, com o objetivo de atingir a convergência tarifária, o valor das $TUSD_{gi}$ ficou limitado entre um patamar superior ($TUSD_{g(138kV \text{ Máxima})}$) e outro inferior ($TUSD_{g(138kV \text{ Mínima})}$) de modo que a tarifa não sinalizasse incentivo aos geradores para migração entre redes. Os valores de $TUSD_{g(138kV \text{ Máxima})}$ e $TUSD_{g(138kV \text{ Mínima})}$ foram conseguidos através das equações:

$$TUSD_{g(138kV \text{ Máxima})} = TUST_{(\text{menor valor na fronteira com rede unificada})} + \text{Investimento}_{(230kV)}$$

Eq. 6.5

$$TUSD_{g(138kV \text{ Mínima})} = \text{Investimento}_{(69kV)}$$

Eq. 6.6

Determinou-se o valor Investimento_(230 kV) para uma usina de 100 MW através de custos padrões aplicados a investimentos de conexão ao nível de tensão de 230 kV (Rede Básica) e anualizados a partir de uma taxa de 17% a.a.. O valor obtido para o nível de tensão de 230 kV bem como 138 kV, 345 kV e 440 ou 500 kV estão definidos pela tabela a seguir.

Tabela 6.1 - Valores dos Investimentos de acesso, por nível de tensão, de gerador de 100 MW

Nível de Tensão (kV)	Esquema de manobra	Requisitos ²⁰	Investimentos de conexão ²¹ (R\$ mil)	Diferença de Investimento ²² (R\$/kW.mês)
440 ou 500	Barra Dupla - BD	MG + 2 EL + 1 CT + 1 IB + Transformador elevador	55.076	7,23
345	BD	Idem	42.587	5,13
230	BD	Idem	25.985	2,33
138	BD	Idem	12.150	-

Assim, um gerador já conectado em 138 kV que desejasse mudar para o nível de tensão de 230 kV teria de realizar um investimento adicional de 4,381 R\$/kW.mês ($[0,17 \times 1,19 \times (25.985)] / (100 \times 12)$).

O valor considerado para TUST_(menor valor na fronteira com rede unificada) foi obtido a partir de simulação do Programa Nodal para cálculo das TUST referente ao ciclo tarifário de 2008-2009, recuperando o menor valor de tarifa para o nível de tensão de 230 kV. Nesse caso, a menor TUST observada foi de 1,143 R\$/kW.mês (UHE Jurimirim). Por conseguinte, a TUSDg_(138kV Máxima) ficou definida em 5,524 R\$/kW.mês para o nível de tensão de 230 kV.

A determinação de Investimento_(69kV) foi realizada de forma análoga à utilizada para a obtenção de Investimento_(230 kV), porém considerando uma usina de 50 MW e

²⁰ Nomenclatura dos custos modulares da Eletrobras de 2004 (Módulo Geral – MG, Entrada de Linha – EL, Conexão de Transformador – CT e Interligação de Barras – IB).

²¹ Valores de 2004, atualizados para 2008 pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

(1,19)

²² Custo anual dos investimentos a partir da taxa regulatória de 17% a.a.

custos padrões aplicados a investimentos de conexão em 69 kV. O valor obtido foi de 1,57 R\$/kW.mês.

Para efeito de comparação, utilizaram-se as TUSDg vigentes durante o ciclo 2008-2009 das distribuidoras que compõem o caso simulado, apresentadas na Tabela 6.2 a seguir.

Tabela 6.2 - TUSDg para ciclo 2008-2009

Distribuidora	TUSDG-R\$/kW.mês
CAIUA	1,77
JAGUARI	1,56
EEVP	1,94
BRAGANTINA	1,93
CPFL	1,69
BANDEIRANTE	2,16
ELETROPAULO	2,57
PIRATININGA	2,19
CSPE	2,62
NACIONAL	2,40
SANTA CRUZ	2,67
ELEKTRO	4,20

Adicionalmente foram levantados os valores das TUST das usinas despachadas centralmente pelo ONS [38] pertencentes à RU em estudo e somadas às respectivas TUSD, obtendo-se as tarifas vigentes desses agentes.

6.1.2 Resultados

Com base nas premissas adotadas realizou-se a simulação da Rede Unificada do Estado de São Paulo. A Tabela 6.3 a seguir exibe uma comparação entre as tarifas vigentes no ciclo 2008-2009 e as tarifas obtidas (TUSDg) para as usinas conectadas à rede unificada simulada.

Tabela 6.3 - Resumo das TUSDg das usinas conectadas à rede unificada de São Paulo.

USINA	NOME	MW	UF	TUSDg	Tarifa Vigente	VAR%
UTE	CORN PRODUCTS	5,5	SP	1,57	4,2	-62,62%
UTE	FARTURA	10	SP	1,57	2,62	-40,08%
UTE	SÃO JOSE DA ESTIVA	10	SP	1,57	2,62	-40,08%
UTE	ALTO ALEGRE	10	SP	1,57	1,77	-11,30%
UTE	US CRESCIUMAL	20	SP	1,57	4,2	-62,62%
UTE	SANTA LYDIA (SP)	22,5	SP	1,57	1,69	-7,10%
UTE	SANTO ANTONIO (SP)	23	SP	1,57	1,69	-7,10%
UHE	JAGUARI	27,3	SP	1,57	2,99	-47,49%
UTE	GUARANI (SP)	30	SP	1,57	4,2	-62,62%

USINA	NOME	MW	UF	TUSDg	Tarifa Vigente	VAR%
UHE	LIMOEIRO(A.S.OLIVEIRA)	31,6	SP	1,57	5,416	-71,01%
UTE	SANTA CANDIDA (SP)	32	SP	1,57	1,69	-7,10%
UTE	CARIOBA	36	SP	1,57	3,885	-59,59%
UTE	CERRADINHO	40	SP	1,57	2,62	-40,08%
UTE	EQUIPAV (SP)	50,4	SP	1,57	1,69	-7,10%
UTE	BARRA GRANDE (SP)	56,9	SP	1,57	1,69	-7,10%
UTE	SANTA ELISA (SP)	73	SP	1,57	1,69	-7,10%
UHE	IBITINGA	129,9	SP	1,57	4,747	-66,93%
UHE	PROMISSAO	261,1	SP	1,57	4,912	-68,04%
UHE	PORTO GÓES (EMAE)	29	SP	1,57	2,19	-28,31%
UTE	VIRALCOOL (SP)	6	SP	1,57	1,69	-7,10%
UHE	EUCLIDES DA CUNHA	107,6	SP	1,57	3,826	-58,96%
PCH	PINHAL (SP)	6,8	SP	1,786	1,69	5,68%
UHE	PARAIBUNA	84,3	SP	1,866	4,886	-61,81%
UHE	BARRA BONITA	139,2	SP	2,078	3,315	-37,32%
UTE	PIONEIROS	20	SP	2,101	4,2	-49,98%
UHE	NOVA AVANHANDAVA	341,2	SP	2,101	5,018	-58,13%
UHE	CACONDE	79,5	SP	2,136	5,416	-60,56%
PCH	ELOY CHAVES (SP)	19	SP	2,314	1,69	36,92%
UTE	SÃO JOSÉ COLINA (SP)	25	SP	2,361	1,69	39,70%
UTE	MANDU (SP)	25	SP	2,364	1,69	39,88%
UTE	MARACAI	32	SP	2,665	1,94	37,37%
UTE	COCAL	12,5	SP	2,794	1,94	44,02%
UTE	CANAÃ	30	SP	2,794	1,94	44,02%
UTE	SANTA ADELIA (SP)	46	SP	2,803	1,69	65,86%
UTE	AGUA BONITA	10	SP	2,903	1,94	49,64%
UTE	NOVA AMERICA	10,5	SP	2,903	1,94	49,64%
UTE	ALTA MOGIANA (SP)	30	SP	2,942	1,69	74,08%
UHE	ROSANA	353,4	SP	2,99	6,226	-51,98%
UTE	RUETTE (SP)	32	SP	2,999	1,69	77,46%
UHE	HENRY BORDEN PIR.	49	SP	2,999	3,68	-18,51%
UTE	COLOMBO (SP)	65,5	SP	2,999	1,69	77,46%
UHE	BARIRI (A.S.LIMA)	135,3	SP	3,174	3,339	-4,94%
UHE	SALTO GRANDE (LN GARCEZ-GP)	73,8	SP	3,527	3,796	-7,09%
UTE	VALE DO ROSARIO (SP)	89	SP	3,53	1,69	108,88%
UHE	CANOAS II	71,7	SP	4,115	3,922	4,92%
UHE	JUPIA 138 KV	219,9	SP	4,139	7,161	-42,20%
UHE	CANOAS I	80,6	SP	4,147	4,079	1,67%
UTE	TRES LAGOAS	240	MS	4,319	7,091	-39,09%

As tarifas vigentes visualizadas na Figura 6.1 não apresentam continuidade quando comparadas com as TUSDg ordenadas de forma crescente. Isso ocorre pois os valores das tarifas vigentes dependem da rede de distribuição nas quais as usinas estão conectadas (Tabela 6.2), sendo um valor único por empresa Distribuidora. Cabe lembrar que algumas usinas são despachadas centralmente pelo órgão operador, sendo que, por isso mesmo, as tarifas vigentes para o ciclo tarifário 2008-2009 são compostas pela TUSDg e TUST.

Figura 6.1 - Comparação entre as Tarifas Vigentes e TUSDg do Estudo de Caso da Rede Unificada de São Paulo.

A partir da análise da Figura 6.1 verifica-se que o valor para a tarifa máxima (TUSDg_(138kV Máxima)) foi superior a todas as tarifas obtidas com a proposta e, portanto, não restringiu o cálculo das tarifas. Ao verificar as tarifas vigentes nota-se que duas usinas possuem valor de tarifa aproximado ao limite (UHE Caconde e UHE Limoeiro) e outras três usinas na área da Elektro apresentam valores acima do limite máximo estabelecido.

6.2 Estudo de caso 2: Inclusão das Redes de 138kV e 88kV no Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão

6.2.1 Premissas

Durante a Audiência Pública 26/2008 a ANEEL disponibilizou as informações sobre as redes de distribuição, as instalações de fronteira com a Rede Básica e DIT, nos

níveis de tensão de 88 kV e 138 kV, em formato de dados de entrada do programa Nodal. Também foi fornecido o aplicativo Nodal, na versão 4.0, modificado para realizar, além do cálculo das TUST, o cálculo das TUSDg empregando a metodologia proposta.

Similarmente à proposta do estudo de caso 1, as informações de 31 empresas de distribuição e 17 empresas de transmissão que possuem elementos de rede em nível de tensão de 138 ou 88 kV foram agrupadas, segundo os critérios técnicos apresentados no item 5.3.2.1, em 26 RU. Por exemplo, as empresas do Estado de São Paulo, que no estudo de caso anterior haviam sido agrupadas em apenas uma RU, foram segregadas em 6 RU distintas.

A metodologia proposta em audiência pública introduziu o cálculo da parcela para remuneração da Rede Básica devido ao fluxo de exportação, a $TUSDg_T$ para compor a TUSDg total. Essa parcela é aplicada aos geradores pertencentes à RU com excesso de geração em relação à carga, das RU exportadoras como definido anteriormente (ver Figura 5.4 do item 5.3.2.3). A parcela $TUSDg_T$ busca capturar o impacto desses geradores na Rede Básica.

Com os dados fornecidos foi possível calcular as TUSDg preliminares das usinas presentes nas RU definidas pela ANEEL conforme apresentado pela Nota Técnica 86/2008.

Para execução do estudo de caso 2 adaptaram-se os arquivos de entrada disponibilizados de modo que os elementos componentes das 26 Redes Unificadas fossem interpretados pelo programa Nodal como componentes da Rede Básica durante o cálculo da TUST. Essas modificações garantem que as tarifas calculadas não possuam distorções devido a segregação de ambientes tarifários e receitas

distintas. Os valores preliminares referentes à remuneração dos ativos das RU apresentados na Audiência Pública 26/2008 estão dispostos na Tabela 6.4 abaixo:

Tabela 6.4 - Valores anualizados dos ativos de 88/138 kV das Redes Unificadas por Empresa de Distribuição e Transmissão.

Empresa	Receita dos Ativos (1.000R\$)	Empresa	Receita dos Ativos (1.000R\$)
AES-SUL	3173,81	CPEE	712,74
AMPLA	50866,52	CPFL- PAUL.	176000
BANDEIRANTE	9367,74	CPFL-PIRAT.	26332,35
BRAGANTINA	2334,37	CSPE	1248,76
CAIUA	4678,54	CTEEP	345219,2
CEB	18955,5	EDEVP	2707,07
CEEE-GT	17265,86	ELEKTRO	34053,06
CELESC	53727,56	ELETRONORTE	14948,36
CELG	44338,04	ELETROPAULO	17885,73
CELG GT	4783,07	ELETROSUL	54946,91
CELPA	12703,3	ELFSM	2048,11
CELTINS	66549,66	ENERSUL	102290,3
CEMAT	137209,7	ESCELSA	71096,83
CEMIG	260944,1	FURNAS	133833,3
CEMIG GT	40603,63	LIGHT ENERGIA	124321,2
CEMIG ITAJ.	8426,31	LIGHT	1662,25
CENF	199,88	LONDRINA	578,44
CESA	2378,48	CNEE	1207,85
CFLCL	21710,51	PPTE	325,3
CHESF	6540,65	RGE	1465,36
CJE	1192,14	SMTE	705,15
COELBA	51115,83	STC	3279,92
COPEL	122055,6	TOCANTINS EN.	1133,85
COPEL-T	19498,34	TRANSIRAPE	2171,42

O custo anualizado total desses ativos é R\$ 2.080.792.600, entretanto o valor anual recuperado pelos geradores conectados às RU é de R\$ 348.243.500, 16,74% do custo total, devido ao critério de participação destes geradores na remuneração das redes conforme explicitado no item 5.3.3.3 deste trabalho.

Esta proposta utilizou a Receita Anual Permitida (RAP) do ciclo tarifário 2008-2009, R\$ 8.303.282.900. Adicionalmente, para evitar distorções no cálculo das tarifas em relação aos montantes recuperados pelo segmento geração, foi acrescida à RAP o dobro do valor anual recuperado pela TUSDg, R\$ 696.487.000, pois a metodologia de cálculo das TUST reparte a RAP igualmente entre os segmentos geração e consumo.

Cabe ressaltar que tanto os valores de tarifas apresentados durante a audiência quanto o cálculo das TUST deste estudo de caso não consideraram o mecanismo de estabilização previsto pela Resolução ANEEL 117/2004 [9] de modo a evitar distorções por aspectos externos à metodologia.

6.2.2 Resultados

Com a nova versão do software Nodal, realizou-se uma simulação a partir dos dados modificados conforme descrito anteriormente. As TUSDg preliminares apresentadas durante a audiência pública e as TUST obtidas com a simulação da metodologia proposta para os geradores conectados as redes de 88 e 138 KV estão apresentadas pela Figura 6.2 a seguir.

Figura 6.2 - Comparação entre as TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST do Estudo de Caso 2.

Assim como no Estudo de Caso 1, as tarifas obtidas com a simulação numérica foram arranjadas em ordem crescente. Observou-se que o valor médio das tarifas se

elevou de 2,43 R\$/kW.mês (TUSDg) para 3,51 R\$/kW.mês (TUST Proposta). Entretanto, como se pode verificar na Figura 6.2, há casos em que a TUSDg apresentada em audiência supera muito o valor calculado com a proposta deste estudo de caso, em especial as tarifas das usinas integrantes das RU Exportadoras.

O resultado da simulação também impactou as usinas conectadas diretamente à Rede Básica, como pode ser observado pela Figura 6.3. As tarifas obtidas com a simulação numérica foram organizadas em ordem crescente assim como apresentado na Figura 6.2.

Figura 6.3 - Comparação entre as TUST apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST do Estudo de Caso 2.

Como as usinas já estavam conectadas à Rede Básica, era de se esperar que ocorresse um deslocamento em relação às tarifas iniciais, já que houve um incremento da RAP devido à remuneração de redes do ambiente de distribuição.

Também se verificou uma redução dos maiores valores de TUST, já que aumentou o número de usinas (usinas procedentes das RU) para contribuir com o rateio da RAP.

O valor médio das TUST se elevou de 3,89 R\$/kW.mês (TUST AP026) para 4,18 R\$/kW.mês (TUST Proposta), uma elevação de 7,6%. Os valores obtidos com a simulação deste estudo de caso podem ser visualizados na Tabela II.1 e Tabela II.2 presentes no ANEXO II deste trabalho.

7 Conclusões e Sugestões

7.1 Conclusões

A metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicada a agentes de geração anterior à publicação da resolução ANEEL 349/2009 produzia distorções e incentivos econômicos inadequados, tais como:

- Diferenças de tarifas entre as diversas distribuidoras relativas ao mesmo serviço prestado;
- Não incentivar os geradores a buscar os melhores pontos de conexão no sistema;
- Remuneração de redes diferentes segundo critério de despacho (geradores despachados pelo ONS pagam dois encargos de uso: TUSDg + TUST).

Além disso, a alteração de metodologia fazia-se necessária devido a outros motivos como:

- Era considerada provisória desde 1999;
- Não considerava a expansão da geração no ambiente de distribuição;
- Havia a necessidade de uma metodologia adequada para o cálculo das tarifas de geradores conectados em DIT e RB de Fronteira.

Com base nesses aspectos, este trabalho apresentou dois estudos de caso envolvendo o cálculo de tarifas para o ressarcimento do uso das redes de distribuição ou demais instalações de transmissão (DITs) em níveis de tensão de 88 e 138 kV.

Os resultados do primeiro estudo de caso ilustram a ausência de relação entre a metodologia de cálculo das tarifas vigentes até 1º de julho de 2009 e o sinal locacional dos geradores conectados à RU do Estado de São Paulo, devido à base conceitual completamente distinta entre tais metodologias. A ausência de uma parcela locacional na composição da tarifa pode desestimular os agentes a buscar uma conexão que otimize a operação e expansão dos sistemas elétricos, de modo a minimizar os custos com ampliações e utilização dos sistemas de transporte de energia.

Outro ponto pretendido pelo estudo de caso 1 é atingir a convergência tarifária nas regiões de fronteira entre os ambientes tarifários de transmissão e distribuição. Nesse sentido, a definição dos limites superior ($TUSDg_{(138kV \text{ Máxima})}$) e inferior ($TUSDg_{(138kV \text{ Mínima})}$) para a $TUSDg$ pode contribuir para que não haja incentivo à migração entre redes, tanto da rede unificada para rede básica quanto para as redes de 69 kV. Dos resultados com a metodologia proposta nenhuma das tarifas simuladas ultrapassou o limite superior definido.

Ademais, constatou-se que em ambos estudos de caso os maiores valores de tarifa observados foram inferiores aos valores máximos em relação à metodologia confrontada, ou seja, no primeiro estudo a maior tarifa simulada foi de 4,139 R\$/kW.mês para a UTE Três Lagoas e a maior tarifa vigente foi a da UHE Jupia com o valor de 7,161 R\$/kW.mês – composta por $TUSDg$ + $TUST$. No caso do segundo estudo a maior $TUSDg$, apresentada durante a Audiência Pública 26/2008, foi 13,693 R\$/kW.mês para UHE Guaporé, conectada a uma RU exportadora, enquanto que a maior $TUST$ resultante da simulação foi de 8,25 R\$/kW.mês para a mesma usina.

Os resultados do segundo estudo de caso, obtidos com a inclusão das redes de 88 e 138 kV no cálculo da TUST, causaram uma elevação da tarifa média das usinas conectadas às Redes Unificadas. Este fato é justificado pela participação dos geradores na remuneração dos ativos da Rede Básica e não apenas na remuneração dos ativos da RU em que estão conectados. De forma análoga, a análise dos resultados da simulação também demonstrou a elevação da tarifa média das usinas localizadas na Rede Básica, visto que estas usinas passaram a remunerar também os elementos das RU.

A segregação dos ambientes tarifários, realizada segundo critérios normativos e definindo-se que um gerador de RU participe da remuneração da Rede Básica em função da sua área de localização ser exportadora ou importadora, pode causar distorções no que diz respeito às tarifas de uso. Por remunerar diferentes redes e recuperar diferentes receitas, as tarifas podem possuir valores discrepantes ainda que se apliquem metodologias similares ou complementares. Na Figura 6.2 observam-se algumas TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2008 demasiadamente elevadas devido ao critério estabelecido para RU Exportadoras. Outro fato verificado, é que boa parte dos valores preliminares de TUSDg, publicadas em audiência, são demasiadamente baixos e podem incentivar a migração de usinas da Rede Básica para as Redes Unificadas.

Há ainda o caso de usinas que possuem conexão tanto na Rede Unificada, quanto na Rede Básica e, para estes casos, espera-se que a diferença entre TUST e TUSDg seja pequena, pois o modelo interpreta cada uma destas conexões como usinas diferentes com conexões próximas entre si. A Tabela 7.1 apresenta uma comparação entre a TUSDg e TUST apresentadas durante a Audiência Pública

26/2008 de usinas que possuem conexão com uma RU e com a Rede Básica (RB), além das TUST obtidas com a simulação proposta pelo Estudo de Caso 2.

Tabela 7.1 - Tarifas das usinas conectadas a Redes Unificadas e Rede Básica.

Usina	Tarifas apresentadas durante AP026			Tarifas Simuladas pelo Estudo de Caso 2		
	TUSDg (RU)	TUST (RB)	Dif. %	TUST P2 (RU)	TUST P2 (RB)	Dif. %
Alto Alegre	1,014	1,529	-51%	1,933	3,177	-64%
Cachoeira Dourada	4,973	4,418	11%	4,532	4,747	-5%
Henry Borden	1,037	2,078	-100%	1,991	2,639	-33%
Juiz de Fora	1,316	0,575	56%	2,756	1,563	43%
Jupia	2,138	3,686	-72%	4,130	4,031	2%
Mascarenhas de Moraes	1,290	3,442	-167%	3,734	3,825	-2%
Nova Piratininga	3,088	2,546	18%	3,458	3,040	12%
Piratininga	3,088	2,546	18%	3,458	3,040	12%

As diferenças percentuais são elevadas quando se compara a TUSDg e TUST fornecidas pela audiência pública, e nota-se que estas diferenças diminuem, para a maior parte dos casos, quando eliminam-se os efeitos trazidos com a segregação dos ambientes tarifários. Esse fato pode ser observado comparando as tarifas obtidas com a simulação do Estudo de Caso 2 dispostas à direita da Tabela 7.1.

Há ainda a questão da forma adotada para executar os reajustes tarifários da TUSDg. O modelo adotado pode ocasionar, periodicamente, alterações bruscas nas tarifas sendo praticadas, seja pelas alterações estruturais observadas na RU, à qual a central geradora estiver conectada, seja pela variação na proporção entre geração e carga da RU.

No sistema de transmissão, no que diz respeito à oscilação da TUST, as usinas estão resguardadas pelo mecanismo de estabilização de tarifas, sofrendo ajustes bruscos apenas nos casos de alteração de MUST. Há a necessidade de extensão deste mecanismo para o cálculo da TUSDg, ou concepção de um modelo similar para evitar possíveis variações bruscas de tarifa em intervalos relativamente pequenos (três a cinco anos) afim de atenuar possíveis impactos sobre o fluxo de caixa desses agentes.

7.2 Pontos de Alerta e Sugestões

As metodologias propostas pelos estudos de caso 1 e 2 sugerem que existem possibilidades de melhorias no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, procurando otimizar a operação e expansão desses sistemas. A fim de melhorar a metodologia de cálculo utilizada aconselha-se a investigação de alguns pontos importantes intrínsecos à metodologia nodal estabelecida.

Convergência Tarifária

Um dos objetivos pretendidos pela ANEEL com a alteração de metodologia foi atingir a convergência tarifária nas regiões de fronteira entre os ambientes tarifários de transmissão e distribuição. O conceito de convergência tarifária pode ser verificado em duas situações:

- Quando a diferença entre TUSDg e TUST para geradores existentes, em todos os pontos de fronteira entre as redes unificadas e rede básica, não é suficiente para viabilizar investimentos, e
- Quando o acesso se torna indiferente para qualquer alternativa adotada para geradores ingressantes.

Pode-se verificar que tal objetivo não foi alcançado pelo Regulador visto que algumas das tarifas geradas a partir da metodologia estabelecida foram demasiadamente elevadas, em especial no caso de RU exportadoras como no estado do Mato Grosso. Em tais situações os agentes são incentivados a migrar entre as redes de transmissão e distribuição ou, internamente às redes de distribuição, migrar entre os níveis de tensão da concessionária.

Nesse sentido o uso de limites máximos e mínimos, baseado nos custos de investimentos necessários para a migração, como apresentado no estudo de caso 1, pode contribuir para alcançar a convergência.

Outras formas de se obter tal convergência seriam (i) a integração das redes como apresentado no estudo de caso 2 ou (ii) alguma variante desta metodologia, como por exemplo utilizando os valores das parcelas nodais obtidos após a rodada de cálculo das TUST como parcela nodal para o cálculo da TUSDg. Uma terceira possibilidade seria conjugar as duas sugestões, utilizando a parcela nodal da transmissão e limites de modo a não dar incentivos a alteração entre redes.

O modelo de reajuste das TUSDg estabelecido pela metodologia também é um ponto desfavorável para a obtenção da convergência tarifária na medida que pode gerar grandes variações da tarifa.

Despacho proporcional

A forma de despacho utilizada para definir o fluxo de potência de referência, denominada despacho proporcional, representa um cenário de geração fictício praticamente impossível de ocorrer em situações cotidianas de operação do sistema elétrico. Isto pelo fato de todos os geradores, de um mesmo submercado, conectados ao SIN injetarem a mesma proporção de energia em relação às suas Potências Instaladas.

Esta premissa da metodologia nodal pode distorcer o cálculo da parcela locacional das tarifas, pois influencia os fatores de sensibilidade e de ponderação conforme apresentado no item 5.3.4.1. Portanto, o uso de configurações de despacho que representem melhor os cenários de operação do SIN pode contribuir para uma sinalização mais adequada dos melhores pontos de conexão do sistema.

Com vistas a manter a previsibilidade e reprodutibilidade dos cálculos, o Regulador deve homologar uma metodologia para determinação de tais cenários, evitando dessa forma eventuais subjetividades quanto ao critério de despacho adotado e quanto às incertezas regulatórias.

Parcela Selo

Outra análise que deve ser realizada diz respeito à parcela selo. Nos últimos anos a parcela selo tem representado o maior percentual na composição das tarifas nodais dos sistemas de transmissão (TUST). A Figura 7.1 apresenta a distribuição das parcelas selo e nodal na recuperação da Receita Anual Permitida (RAP) observada nos últimos ciclos tarifários.

Figura 7.1 - Distribuição percentual das parcelas Selo e Nodal (locacional) na recuperação da Receita Anual Permitida.

A análise do efeito da parcela selo sobre a composição das tarifas também é desejável, visto que essa parcela pode mitigar os incentivos proporcionados pela parcela nodal.

Fator de Ponderação

Outro elemento da metodologia estabelecida a ser averiguado é o fator de ponderação. Segundo a ANEEL o fator de ponderação tem a função de reduzir a volatilidade temporal das tarifas, atribuindo menor peso aos circuitos menos carregados na formação das tarifas.

Contudo, da forma como foi concebido, o fator de ponderação reduz a influência do sinal locacional. Essa redução acontece, pois o fator de ponderação assume valores na faixa de zero a um (valores adimensionais) proporcionalmente ao carregamento de cada elemento de rede que compõe o sistema, limitado à capacidade máxima do elemento. Por isso mesmo, os circuitos que não estiverem completamente carregados terão obrigatoriamente atenuação de sua parcela locacional.

A alteração da faixa de variação ou mesmo extinção do uso deste fator podem ser estudados de forma a capturar os impactos exercidos por sua aplicação nas tarifas de uso. Ressalta-se a importância de realizar os estudos sobre o fator de ponderação em conjunto com o uso de uma nova metodologia de despacho das usinas do sistema, retratando um cenário de fluxo de potência mais condizente com a operação real do Sistema Interligado Nacional.

Redes em 69 kV e tensão inferior

Por fim, recomenda-se o desenvolvimento de metodologias que incluam incentivos aos agentes, sejam estes geradores ou consumidores, na busca dos melhores pontos de acesso às redes de 69 kV e tensões inferiores. Tais metodologias não devem desconsiderar as características inerentes a essas redes, como por exemplo a expansão voltada para o atendimento da demanda, configurações de operação mais dinâmicas e menor capacidade de carregamento.

8 Referências Bibliográficas

- [1]. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br>>.
- [2]. Berer, R. Influence of Transmission Network Pricing on the Planning of National and Internacional Electrical Systems. Belém: XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1997.
- [3]. BRASIL. ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL - Caderno 4 "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica", consultado em 21 de maio de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [4]. BRASIL. ANEEL. Cartilha Perguntas e Respostas - Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, consultado em 29 de maio de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [5]. BRASIL. ANEEL. Manual do Usuário Nodal Versão 3.4D. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [6]. BRASIL. ANEEL. Nota Técnica ANEEL nº 01/2009, de 8 de janeiro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [7]. BRASIL. ANEEL. Nota Técnica ANEEL nº 86/2008, de 14 de abril de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [8]. BRASIL. ANEEL. Portaria DNAEE nº 459 de 10 de novembro de 1997. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br>>.
- [9]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 117/2004, de 3 de dezembro de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

- [10]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 152/2003, de 3 de abril de 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [11]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 166/2005, de 10 de outubro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [12]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 234/2006, de 31 de outubro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [13]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 281/1999, de 1 de outubro de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [14]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 286/1999, de 1 de outubro de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [15]. BRASIL. ANEEL. resolução nº 349 de 13 de janeiro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [16]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 594/2001, de 21 de dezembro de 2001. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [17]. BRASIL. ANEEL. resolução nº 77 de 18 de agosto de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [18]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 790/2002, de 24 de dezembro de 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [19]. BRASIL. ANEEL. Resolução nº 666/2002, de 29 de novembro de 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [20]. BRASIL. Decreto nº 5.163/2004, de 30 de julho de 2004. Disponível em: <<http://www.presidencia.gov.br>>.

- [21]. BRASIL. Lei nº 9.074/1995, de 7 de julho 1995.
<<http://www.presidencia.gov.br>>.
- [22]. BRASIL. Lei nº 9.427/1996, de 26 de dezembro 1996.
<<http://www.presidencia.gov.br>>.
- [23]. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em
<<http://www.ccee.org.br>>.
- [24]. CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Disponível em
<<http://www.mme.gov.br>>.
- [25]. CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em
<<http://www.mme.gov.br>>.
- [26]. COOPERS&LYBRAND. Relatório consolidado etapa VII: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB (relatório principal). Brasília, v. II, 1997.
- [27]. ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras. Memória da Eletricidade. Disponível em: <<http://www.memoria.elektrobras.com/>>.
- [28]. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em
<<http://www.epe.gov.br>>.
- [29]. Ferreira, T. G. L.; Santos, P. E. S.; Lima, J. W. M. O Acoplamento das Metodologias de Cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição. Buenos Aires: CIDEL - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, 2006.
- [30]. GANIM, A. Setor Elétrico Brasileiro - Aspectos Regulamentares e Tributários. Rio de Janeiro, Editora Canal Energia, 2003. 255p.

- [31]. Huayllas, T.E.D.C. Análise Comparativa de Modelos para Fixação de Tarifas de Transmissão e de Previsão de Mercado de Energia de Alguns Países sul Americanos. São Paulo: Dissertação de Mestrado, EP-USP, 2008.
- [32]. Junqueira, M. et al. Transmission Cost Allocation Schemes for Electricity Markets: A Game-Theoretic Approach. Florianópolis: X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2006.
- [33]. Lima, J. W. M.; Noronha, J. C.; Arango, H.; Santos, P. E. S. Distribution Pricing Based on Yardstick Regulation. Nova York: IEEE Winter Meeting Report, 2002.
- [34]. Lima, L.M.M. Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão. Itajubá: Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2007.
- [35]. Medeiros, J. P. G. Proposta de Metodologia para o Cálculo Das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição Aplicáveis a Unidades Geradoras. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado, COPPE-UFRJ, 2006.
- [36]. MME - Ministério de Minas e Energia. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>.
- [37]. ONS - Módulo 26 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.gov.br>>.
- [38]. ONS - Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.gov.br>>.
- [39]. Ramos, D. S.; Pereira, M. V. F.; Silva, E. L.. Fixação de Tarifas de Transporte de Energia em Ambiente de Competição no Setor Elétrico: Paradigmas a

serem Observados e Metodologia de Cálculo. Quito: Reunião Internacional do Subcomitê de Planejamento e Meio-Ambiente do CIER - SUPLAMA/CIER, 1998.

- [40]. Ramos, D. S. Levantamento da Experiência Internacional em Tarifação de Transmissão. São Paulo: Grupo de Trabalho de Tarifas de Transmissão. 2000.
- [41]. Silveira, F. S. V. Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico. Tese de Doutorado, Florianópolis: UFSC, 2001.
- [42]. Soares, B.F.; Marino, H. F. Análise da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição Elétricos - TUSD. São Paulo: Projeto de Formatura, EP-USP, 2005.

I – ANEXO I

Conforme mencionado no capítulo 5, pelo item 5.3.2.2, a Tabela I.1, a Tabela I.2 e a

Tabela I.3 a seguir apresentam os Custos de Reposição Padronizados e Capacidades Padronizadas dos elementos que compõem as RU que foram apresentados pela Nota Técnica ANEEL 01/2009 [6].

Tabela I.1 - Valores de Reposição de Novos Elementos.

BAYS	Custo	Unidade
Bay de Entrada de linha e conexão de trafo (500 kV)	3751,45	1000*R\$/unidade
Bay de Entrada de linha e conexão de trafo (440 kV)	3751,45	1000*R\$/unidade
Bay de Entrada de linha e conexão de trafo (345 kV)	2668,94	1000*R\$/unidade
Bay de Entrada de linha e conexão de trafo (230 kV)	1739,69	1000*R\$/unidade
Bay de Entrada de linha e conexão de trafo (138/88 kV)	964,69	1000*R\$/unidade
Bay de entrada de linha e conexão de transformador – subterrâneo (138/88 kV)	1.929,38	1000*R\$/unidade
LINHAS	Custo	Unidade
88/138 kV – aérea	95,00	1000*R\$/km
88/138 kV – subterrânea	180,00	1000*R\$/km
230 kV – aérea	125,31	1000*R\$/km
TRANSFORMADORES	Custo	Unidade
Trifásico 225/138 kV	24,56	1000*R\$/MVA
Trifásico 230/138 kV	20,41	1000*R\$/MVA
Trifásico 230/88 kV	27,19	1000*R\$/MVA
Trifásico 500kV/138kV	21,42	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 230/138kV	17,10	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 230/88kV	27,58	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 345/138kV	26,96	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 440/138kV	30,64	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 440/88kV	23,15	1000*R\$/MVA
Banco de transformadores 500/138kV	30,65	1000*R\$/MVA
Autotransformadores trifásicos 230/138kV	15,22	1000*R\$/MVA
Autotransformadores trifásicos 230/88kV	13,57	1000*R\$/MVA
Autotransformadores trifásicos 300/138kV	29,30	1000*R\$/MVA
Autotransformadores trifásicos 345/138kV	17,12	1000*R\$/MVA
Banco de autotransformadores 230/138kV	19,33	1000*R\$/MVA
Banco de autotransformadores 345/138kV	24,98	1000*R\$/MVA
Banco de autotransformadores 440/138kV	36,93	1000*R\$/MVA
Banco de autotransformadores 500/138kV	19,88	1000*R\$/MVA
Banco de autotransformadores 525/138kV	30,88	1000*R\$/MVA

Tabela I.2 - Capacidade operativa para condutores aéreos sob sol e vento de 2,2 km/h.

Seção	Código	Capacidade de condução por circuito		
		I (A)	S (MVA) em 88kV	S (MVA) em 138 kV
4/0 AWG	MERLIN	493	75	118
336,4 kcmil	ORIOLE	498	76	119
477 kcmil	HEN	615	94	147
636 kcmil	GROSBEAK	735	112	176
795 kcmil	DRAKE	845	129	202
954 kcmil	RAIL	937	143	224
Temperatura final de Operação			75 (°C)	

Tabela I.3 - Capacidade operativa para condutores subterrâneos.

Seção (mm2)	Capacidade de condução por circuito		
	I (A)	S (MVA) em 88kV	S (MVA) em 138 kV
4/0 AWG	686	104	164
336,4 kcmil	886	135	212
477 kcmil	1282	194	306
636 kcmil	1384	210	331
Temperatura final de Operação		90 (°C)	

II – ANEXO II

Este Anexo apresenta as tarifas em tabelas obtidas pelas simulações do Estudo de Caso 2. A Tabela II.1 dispõe as TUSDg apresentadas durante a audiência pública 26/2008 calculadas com o aplicativo Nodal a partir de dados preliminares das Redes Unificadas apresentadas pela ANEEL em sua Nota Técnica 86/2008, bem como as tarifas obtidas com a proposta sugerida no Estudo de Caso 2.

Tabela II.1 - TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST propostas pelo Estudo de Caso 2 para as usinas das RU.

USINA	MW	TUSDg_AP026	TUST_Proposta
SANTA BRANCA	57	1,204	0,615
JAGUARI	27,3	1,275	0,823
CARANGOLA	15	0,148	1,203
TULIO CORDEIRO DE MELO	15,8	0,237	1,223
CACHOEIRA DA LIXA - BA	14,8	2,322	1,239
COLINO 1 - BA	11	2,322	1,239
COLINO 2 - BA	16	2,322	1,239
JOÃO CAMILO PENA	22	0,307	1,292
PARAIBUNA	84,3	1,182	1,358
CURUA-UNA	30,3	3,709	1,39
CANASTRA	44	0,954	1,454
IVAN BOTELHO III	24,4	0,51	1,497
CRESCIUMAL	20	1,012	1,552
JUIZ DE FORA	32	0,575	1,563
IVAN BOTELHO II	12	0,633	1,621
ARCEL	25	1,655	1,626
IVAN BOTELHO I	24,4	0,702	1,69
COLUMBIAN CHEMICALS	8	1,244	1,786
SAO SIMAO	27	2,243	1,792
ALTO BENEDITO NOVO I	8,9	0,673	1,858
SAO JOAQUIM	21	2,203	1,878
SAO JOAO	21,5	0,619	1,886
MOSQUITAO	30	0,515	1,891
ALTO ALEGRE-D	18	1,014	1,933
SUICA	29,7	2,065	1,952
RASGAO	22	1,135	1,959
Pinhal (SP)	6,8	1,386	1,985
HENRY BORDEN-D	49	1,037	1,991
Eloy Chaves (SP)	18,9	1,431	2,039
Barra Grande (SP)	45	1,607	2,086
SAO PEDRO	30	2,349	2,161
SOL	130	2,321	2,191
ILHA DOS POMBOS	183	1,269	2,263
MASCARENHAS - ENERGEST-D	169,5	2,16	2,278
CAMPOS	31	1,291	2,28
DAIA	44,3	1,469	2,296
BONFANTE	18,7	1,304	2,306
MONTE SERRAT	24,5	1,304	2,306
SANTA FÉ	26,6	1,304	2,306
LIMOEIRO(A.S.OLIVEIRA)	31,6	1,442	2,335

USINA	MW	TUSDg_AP026	TUST_Proposta
CORN PRODUCTS	3,5	1,618	2,353
1BARRA BONITA	139,2	1,739	2,38
BARREIRO	11,5	0,944	2,384
BARBOSA L.S.(ELETROBOLT)	379	1,413	2,394
SANTA TEREZINHA	28	1,206	2,4
EUCLIDES DA CUNHA	107,6	1,491	2,418
FONTES NOVA	134	1,446	2,42
NILO PECANHA	380	1,446	2,42
PEREIRA PASSOS	101	1,46	2,436
FUNIL - BA	30	3,439	2,45
SANTA CRUZ	691	1,403	2,467
XAVANTES(ARUANA)	47,7	0,779	2,501
FIGUEIRA	18	1,798	2,512
IGARAPE	124,3	0,946	2,53
GOV. LEONEL BRIZOLA(TERMORIO	1036,4	1,458	2,556
USACIGA	23,3	1,333	2,564
CACONDE	79,5	1,604	2,593
PARANATINGA II	29	12,529	2,668
SANTA CRUZ (SP)	14	1,69	2,704
FUNIL - RJ	204	1,616	2,717
PICADA	49	1,295	2,737
JUIZ DE FORA-D	62,5	1,316	2,756
AURELIANO CHAVES(IBIRITE)	230	1,216	2,764
LUDESA	30	1,417	2,784
BARIRI (A.S.LIMA)	135,3	1,998	2,793
QUEBRA QUEIXO	120	1,253	2,851
BOA SORTE -TO	15,9	6,445	2,875
LAGOA GRANDE - TO	21,2	6,445	2,875
RIACHO PRETO - TO	9,3	6,445	2,875
Santo Antonio (SP)	19	1,768	2,897
SAO MARTINHO (SP)	8	1,807	2,902
Santa Adelia (SP)	28,5	1,807	2,902
Santa Lydia (SP)	27	1,773	2,904
CERRADINHO	36,2	1,571	2,942
Santa Elisa (SP)	26	1,819	2,957
COGERACAO LAGES	26	1,21	2,967
Equipav (SP)	40	1,575	2,979
JORGE LACERDA A	90,1	1,246	3,044
Viralcool (SP)	12	1,912	3,06
SOBRAGI	59,5	1,622	3,066
SALTO GRANDE - MG	101	1,919	3,069
CAMARGOS	44,7	1,564	3,087
ITUTINGA	50,7	1,564	3,087
SANTA CLARA - MG	60	1,895	3,121
OURINHOS	41	1,921	3,125
FUNIL - MG	180	1,622	3,166
ALTO ALEGRE	10	1,529	3,177
FOZ DO CHOPIM	29	1,727	3,255
IBITINGA	129,9	1,883	3,273
QUATA	20	1,819	3,382
Ruette (SP)	18	2,188	3,383
PROMISSAO	261,1	1,898	3,405
Colombo (SP)	27	2,214	3,414
CANAÃ	17,5	1,862	3,421
COCAL	25	1,862	3,421
MARACAI	29,5	1,686	3,425
AGUA BONITA	13	1,954	3,443
NOVA AVANHANDAVA	341,2	1,869	3,444
FERNANDO GASPARIAN(N.PIR-D)	185	3,088	3,458
PIRATININGA-D	150	3,088	3,458

USINA	MW	TUSDg_AP026	TUST_Proposta
SALTO GRANDE (LN GARCEZ-GP)	73,8	2,088	3,463
H.KOTZIAN	13	2,506	3,516
JORGE DREHER	18	2,506	3,516
W.ARJONA	186,9	5,303	3,539
Sao Jose Colina (SP)	11	2,303	3,544
CANOAS II	71,7	2,149	3,604
MIMOSO	28,8	5,176	3,616
PIONEIROS	24,2	1,868	3,68
INTERLAGOS	23	1,881	3,713
MASCARENHAS DE MORAES(P.-D)	150	1,29	3,734
CANOAS I	80,6	2,198	3,74
FUNDAO	117,4	2,424	3,859
SANTA CLARA - PR(ELEJOR)	117,4	2,46	3,877
AGROTRAFO	14	6,296	3,922
AGUA LIMPA	14	6,308	3,931
AREIA	11,4	6,308	3,931
Alta Mogiana (SP)	29	2,602	3,98
Guarani (SP)	14,5	2,656	3,983
CORUMBA IV	124,5	1,596	4,01
JACUI	180	2,929	4,105
TRES LAGOAS	240	2,137	4,122
JUPIA-D	219,8	2,138	4,13
Mandu (SP)	17	2,768	4,132
Vale do Rosario (SP)	60	2,745	4,151
AMADOR AGUIAR 1 (C.BRANCO 1)	230,8	1,51	4,193
RISOLETA NEVES (CANDONGA)	140	2,788	4,281
ROSANA	353,4	1,925	4,294
IGARAPAVA	207,7	1,758	4,329
BOA VISTA	25,5	5,062	4,438
QUIRINOPOLIS	25	5,085	4,495
CACHOEIRA DOURADA-D	141,4	4,973	4,532
ESPORA	32	5,154	4,553
PORTO COLOMBIA	316	1,369	4,574
AMADOR AGUIAR 2 (C.BRANCO 2)	207,2	2,057	4,73
ROCHEDO	9	6,626	4,812
MIRANDA	403,7	2,182	4,843
RETIRO VELHO	18	6,917	5,097
COSTA RICA	16	7,011	5,187
ALTO SUCURIU	29	7,226	5,398
BURITI	30	7,226	5,398
PARAISO	21,6	7,226	5,398
PORTO DAS PEDRAS	28	7,226	5,398
SALTO BURITI	10	6,69	5,581
SALTO CURUA	30	6,69	5,581
RONDONÓPOLIS	26,3	4,974	5,603
JOSE GELASIO	23,4	4,992	5,622
QUEIMADOS	103,9	3,238	5,991
SETE QUEDAS	18	5,495	6,594
JOSE FERNANDO	29,1	5,524	6,624
SAO TADEU	18	5,563	7,188
CUIABA	480	5,555	7,34
TERRA SANTA	27,4	5,983	7,594
SACRE II	30	6,308	7,836
ANTONIO BRENNAND	20	5,169	7,898
JAURU	103,5	13,582	7,898
JAURU (CINCO ESTRELAS)	11,5	13,582	7,898
SALTO	19	13,666	7,976
GUAPORE	120	13,963	8,25

A Tabela II.2 dispõe as TUST apresentadas durante a audiência pública 26/2008 calculadas com o aplicativo Nodal a partir de dados de rede preliminares utilizados para o cálculo da TUSDg proposta. Ressalta-se que o cálculo das TUST_{RB} foi realizado sem levar em consideração o mecanismo de estabilização previsto pela resolução 117/2004 [9], bem como as tarifas obtidas com a proposta sugerida no Estudo de Caso 2.

Tabela II.2 - TUST apresentadas durante a Audiência Pública 26/2009 (AP026) e TUST propostas pelo Estudo de Caso 2 para as usinas da Rede Básica.

USINA	MW	TUST_AP026	TUST_Proposta
SA CARVALHO	1	0,416	1,355
ROSAL	55	1,983	1,87
CHARQUEADAS	54	1,403	2,176
SAO JERONIMO	17,5	1,403	2,176
PORTO ALEGRE(NUTPA)	21	1,416	2,191
MASCARENHAS - ENERGEST	8,4	2,149	2,278
DOS INDIOS(V.DO SUL)	48	1,591	2,284
ELEBRAS CIDREIRA 1	69,5	1,59	2,284
OSORIO(V.DO SUL)	48	1,591	2,284
SANGRA DOURO(V.DO SUL)	48	1,591	2,284
PRES.MEDICI A,B	395	1,668	2,383
CARIOBA	36	2,49	2,413
GUILMAN AMORIM	138,8	1,92	2,551
CANOAS (REFAP)	154,8	1,929	2,59
AIMORES	326,7	2,469	2,601
CONV.RIVERA(LIVRAMENTO)	1	1,996	2,634
HENRY BORDEN	59	2,078	2,639
RIO DO FOGO(ENERBRASIL)	46,8	1,831	2,642
PORTO ESTRELA	112	2,047	2,642
JURUMIRIM (A.A.LAYDNER)	97,9	2,231	2,799
14 DE JULHO	100	2,236	2,813
CASTRO ALVES	130	2,236	2,813
MONTE CLARO	128,6	2,236	2,813
GOV. PARIGOT SOUZA	257	2,385	2,926
ARAUCARIA	469	2,396	2,935
PASSO FUNDO	223,1	2,456	2,961
PIRAJU	79,2	2,528	3,014
ANGRA I	627	2,453	3,03
ANGRA II	1275	2,453	3,03
FERNANDO GASPARIAN(N.PIRAT)	185	2,546	3,04
PIRATININGA	200	2,546	3,04
URUGUAIANA	217	2,57	3,079
ALEGRETE	61,4	2,579	3,08
CONV.URUGUAIANA	1	2,573	3,082
MARIO LAGO(TERMOMACAE)	895,5	2,52	3,162
NORTE FLUMINENSE	853,2	2,52	3,162
CHAVANTES	414	2,79	3,187
ITAPEBI	450	2,617	3,264
VERACEL	1	2,617	3,264
JORGE LACERDA A,B,C	684,3	2,802	3,33
PASSO REAL	158	2,899	3,337
ITAIPU	11585	2,907	3,34
MACHADINHO	1140	2,994	3,415

USINA	MW	TUST AP026	TUST Proposta
CONV.GARABI I(S.ANGELO)	1	3,054	3,457
CONV.GARABI II(ITA)	1	3,057	3,46
ITA	1450	3,061	3,465
CAMPOS NOVOS	866	3,075	3,484
DONA FRANCISCA	125	3,099	3,494
BARRA GRANDE	690	3,141	3,508
ITAUBA	500	3,158	3,54
FURNAS	1210	3,142	3,581
GOV. BENTO MUNHOZ(AREIA)	1650	3,265	3,623
ALEGRIA I(NEW ENERGY)	49,9	3,155	3,677
ALEGRIA II(NEW ENERGY)	98,4	3,155	3,677
TERMOACU	311	3,155	3,677
TERMOBAHIA	187,4	3,189	3,703
SALTO SEGREDO(GOV.N.BRAGA)	1247	3,461	3,774
SALTO SANTIAGO	1403	3,479	3,787
B.VENTOS(SENERGIA)	48	3,306	3,795
CANOA QUEBRADA(VENTOS)	55,8	3,306	3,795
PARQUE EOLICO ENACEL	29,5	3,306	3,795
PEDRA DO CAVALO	161	3,325	3,81
MASCARENHAS DE MORAES(PEIX.)	290	3,442	3,825
CAMACARI	349,8	3,459	3,914
FAFEN	111	3,459	3,914
JAGUARA	420,4	3,577	3,926
SALTO CAXIAS	1227	3,652	3,927
CAPIVARA	618,8	3,587	3,93
ESTREITO(L.C.BARRETO)	1087	3,605	3,948
SALTO OSORIO	1065,1	3,691	3,967
TAQUARUCU	526,3	3,697	4,006
JUPIA	1319,3	3,686	4,031
AGUA VERMELHA	1387,6	3,69	4,044
ILHA SOLTEIRA	3429	3,736	4,054
IRAPE	360	3,418	4,056
NOVA PONTE	505,4	3,702	4,058
MARIMBONDO	1435	3,7	4,06
TRES IRMAOS	803,3	3,764	4,104
TERMOCABO	1	3,74	4,134
TERMOPERNAMBUCO	520	3,74	4,134
VOLTA GRANDE	378,1	3,835	4,142
EMBORCACAO	1184,9	3,808	4,156
PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	1514,8	3,921	4,176
TRES MARIAS	393,3	3,921	4,193
SAO SIMAO	1698,4	3,902	4,219
PRAIA DO MORGADO	28	3,936	4,287
PRAIA FORMOSA	104,4	3,936	4,287
VOLTA DO RIO(ELETROWIND)	41	3,936	4,287
CORUMBA I	373	3,946	4,291
ITUMBIARA	2154	3,988	4,311
COLORADO (SP)	27	3,093	4,371
ICARAIZINHO	54	4,23	4,516
FORTALEZA	318,5	4,294	4,566
TERMOCEARA	290	4,294	4,566
SERRA DA MESA	1272	4,342	4,603
CANA BRAVA	442	4,372	4,61
CACHOEIRA DOURADA	513,8	4,418	4,747
JAGUARARI	100,4	4,527	4,75
PEIXE ANGICAL	452	4,511	4,76
LAJEADO	902,5	4,72	4,903
PETROLINA	1	4,74	4,916
BOA ESPERANCA	237	4,86	5,009
TUCURUI	8358	5,182	5,26

USINA	MW	TUST AP026	TUST Proposta
SOBRADINHO	1049,5	5,658	5,633
ITAPARICA (SL GONZAGA)	1477,6	5,694	5,662
XINGO	3155,9	5,815	5,756
PAULO AFONSO IV	2458,8	5,924	5,841
APOLONIO SALES (MOXOTO)	399,6	6,357	6,179
PAULO AFONSO I, II, III	1415,2	6,382	6,199
ITIQUEIRA(I,II)	156	6,503	6,465
PONTE DE PEDRA	167	6,503	6,465
MANSO	195,4	6,881	6,809
CAMPOS DE JULIO(CIDEZAL)	17	7,199	6,992
PARECIS	15,4	7,199	6,992
RONDON	13	7,199	6,992
SAPEZAL	16	7,199	6,992
TELEGRAFICA	30	7,199	6,992

III – ANEXO III

Existem muitas metodologias diferentes que cuidam da tarifação dos sistemas de transmissão. Aplicadas em diversos países, os métodos de cálculo sempre tem como objetivo a eficiência econômica e a busca de incentivos para o uso racional dos sistemas. Este anexo apresenta sucintamente algumas das principais metodologias de cálculo de tarifas de uso da transmissão.

A Método de Tarifação do Tipo Pedágio

Neste método, existe uma tarifa aplicada para o transporte da energia elétrica entre a entidade vendedora e a compradora, de forma a remunerar o uso da rede de transmissão de uma terceira entidade. O valor do pedágio tem como base um preço unitário por kWh, levando em conta o custo total da capacidade de transmissão do sistema somado ao custo adicional relativo às perdas. Dentro do conceito de pedágio, que surgiu nos Estados Unidos, existem três formas mais comuns de alocação de custos:

A.1 Alocação do Tipo Preços Globais

Como o nome diz, este método estabelece um custo total para a rede em termos de espaço e tempo (os custos de expansão são excluídos desse cálculo). Então, este custo total de referência é assinalado a cada transação, com base no uso do sistema envolvido, em proporção a uma medida global da rede (que pode ser, a energia total fornecida, a potência vendida, ou qualquer outra). Tal método pode apresentar diversas variantes:

A.1.1 Selo Postal

Este método foi muito utilizado nos Estados Unidos, Europa, Brasil e outros países da América Latina. Nele, basicamente, os custos de transmissão são alocados em proporção à demanda de cada participante.

O custo total do transporte é dividido pela utilização que cada entidade faz da rede. O pedágio é igual para todos os nós do sistema (a tarifa, neste caso, é independente do local onde é injetada ou retirada a potência).

Assim, é necessário medir a utilização do sistema. Para isso, especifica-se um determinado momento e se considera a potência (MW) consumida ou gerada em uma determinada barra do sistema (ou pode-se considerar a energia, expressa em MWh, efetivamente consumida ou gerada). Os pagamentos a serem efetuados em cada transação bilateral pelo uso do sistema de transmissão são definidos conforme a equação:

$$R_t = TC \frac{P_t}{P_{\max}}$$

Onde,

R_t : Preço de transmissão para a transação t

TC : Custo total do sistema de transmissão

P_t : Potência máxima fornecida a t

$P_{\max}$: Potência máxima do sistema (conjunto)

A.1.2 Custo Incremental

Por considerar o fator locacional e o sentido do fluxo de potência, os métodos incrementais são vistos como capazes de melhorar a eficiência e racionalidade dos usos das redes de transmissão. Para se obter o custo incremental, calcula-se um cenário com a ausência do agente e outro cenário com a presença do mesmo agente. A diferença entre estes dois custos é o resultado (seria um sobrecusto incorrido pela rede de transmissão de modo a acomodar o novo agente).

Uma desvantagem desta metodologia é o aumento da complexidade da avaliação dos custos associados a cada nova transação. O método do tipo incremental divide-se em:

• Método Incremental de Curto Prazo

Esse método permite a avaliação e alocação dos custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade relacionados a toda nova transação. O cálculo dos custos de operação é realizado a partir de um fluxo de potência ótimo considerando restrições de segurança da rede e de planejamento. Existem alguns pontos negativos no uso deste método:

- Com informações de preço de curto prazo para remunerar o uso das redes, é mais difícil realizar previsões e tomar decisões econômicas relativas aos contratos de longo prazo.
- Não há incentivo a investimentos para expansão das redes, reforço da capacidade de transmissão e melhoria do serviço, uma vez que apenas os custos de curto prazo de cada transação são compensados.
- Dependendo do tamanho horizonte de estudo, torna-se complexa a sinalização econômica referente aos custos de operação, exploração, manutenção e oportunidade.

• Método Incremental de Longo Prazo

A metodologia incremental de longo prazo possibilita a avaliação dos custos envolvidos na expansão e reforços das redes, além de estimar os custos de longo prazo de operação, manutenção e de oportunidade envolvidos em novas conexões. Na avaliação da parcela de custos de expansão ou reforços de longo prazo são considerados os impactos que a nova conexão ou o agente terão no planejamento da rede como um todo. Durante esta análise, são levantados diferentes cenários de crescimento do consumo em um horizonte predeterminado, havendo a possibilidade de custos negativos de investimento ou reforço, indício de que o fator impactante em questão permite anular ou postergar investimentos.

A.2 Alocação do Tipo Rota (ou Trajetória Contratual)

Método originário dos Estados Unidos, também conhecido como Red Line Allocation ou Contract Path, considera o conceito de acesso nó a nó. O cálculo do custo de uma determinada operação segundo esta metodologia estima um caminho hipotético a ser percorrido pela energia do ponto de fornecimento ao ponto de consumo e, deste modo, se obtém o custo segundo o uso de cada linha do sistema.

Os envolvidos na transação (fornecedores de energia, responsáveis do sistema de transmissão, consumidores, etc) estabelecem a rota a partir de um acordo mútuo, sendo que o preço a ser alocado é definido pela soma dos preços nos elementos que compõem o caminho contratado.

Figura III.1 - Sistema mostrando a metodologia de rota contratual.

No caso apresentado pela figura Figura III.1 o contratante D terá sua tarifa de uso (T_d) determinada pela equação:

$$T_d = \alpha(C_{12} + C_{24})$$

Sendo,

T_d : Custo alocado ao agente privado

C_{12}, C_{24} : Custos do circuito 1 - 2 e 2 - 4, respectivamente

α : Fator de negociação

Como ponto desfavorável desta metodologia, observa-se que a mesma não leva em consideração a real operação do sistema, visto que a potência a ser transferida pode

envolver circuitos que não fazem parte do caminho contratado. Sendo assim existem linhas sendo utilizadas sem a devida remuneração.

A.3 Alocação do Tipo MW-Milha

Em 1989, em busca de solucionar os inconvenientes presentes nos métodos de alocação do tipo selo (postage stamp) e rota contratual (contract path), Shirmohammadi propôs uma metodologia a qual denominou MW-milha. Neste método o cálculo das tarifas de uso considera os fluxos de potência de cada linha do sistema através do estudo de fluxos de potência múltiplos, bem como seus respectivos custos.

A metodologia MW-milha busca capturar tanto o impacto de cada agente sobre os fluxos da rede, quanto a quantidade de elementos de rede que é utilizada, visto que o uso das redes não é o mesmo. Por exemplo, o custo de transporte de 100 MW por 1 km não é o mesmo que o transporte da mesma potência por 100 km.

O método utiliza como base de cálculo o custo de cada linha e os respectivos fluxos de potência nas mesmas. Executa-se um fluxo de potência linearizado (DC) para calcular o aumento do fluxo em cada linha após a inserção de um novo usuário. Este usuário arcará com os custos do incremento resultante em cada linha após seu ingresso na rede levando em conta também os impactos impostos ao sistema decorrentes de sua conexão. A grande desvantagem desta metodologia é que a mesma não garante a remuneração dos custos fixos, isto é, a somatória de todos os custos obtidos para cada agente, incluindo os nativos, não será igual ao custo total do sistema de transmissão.

A Figura a seguir apresenta um exemplo da entrada de um novo gerador (G_n) e a variação do fluxo inicial (F_i) causado por ele.

Figura III.2 - Sistema exemplo para a metodologia MW-Milha

Nesse caso, a tarifa (T_g) para o usuário Gn estará definida pela seguinte equação:

$$T_g = \frac{C_{12}Fn_{12}}{F_{12}} + \frac{C_{13}Fn_{13}}{F_{13}} + \frac{C_{23}Fn_{23}}{F_{23}} + \frac{C_{24}Fn_{24}}{F_{24}} + \frac{C_{34}Fn_{34}}{F_{34}}$$

A tarifa (T_d) para o usuário D estará definida pela equação:

$$T_d = \frac{C_{12}Fi_{12}}{F_{12}} + \frac{C_{13}Fi_{13}}{F_{13}} + \frac{C_{23}Fi_{23}}{F_{23}} + \frac{C_{24}Fi_{24}}{F_{24}} + \frac{C_{34}Fi_{34}}{F_{34}}$$

Onde:

$$T_g = \frac{C_{12}Fn_{12}}{F_{12}} + \frac{C_{13}Fn_{13}}{F_{13}} + \frac{C_{23}Fn_{23}}{F_{23}} + \frac{C_{24}Fn_{24}}{F_{24}} + \frac{C_{34}Fn_{34}}{F_{34}}$$

Fn_{ij} : parcela que flui na linha referente ao novo usuário

Fi_{ij} : o que já fluía na linha antes da inserção do novo usuário

F_{ij} : a capacidade da linha $i - j$

$C_{12}, C_{13}, C_{23}, C_{24}, C_{34}$: são os custos do circuito 1 - 2, 1 - 3, 2 - 3, 2 - 4 e 3 - 4, respectivamente

A.4 Método do Módulo (MW-Milha Estendido)

Para solucionar o problema da não recuperação integral dos custos do sistema de transmissão apresentado no método MW - Milha, substituiu-se na equação de cálculo da tarifa a capacidade do circuito pela soma dos módulos nos fluxos de potência efetivos na rede, obtendo-se:

$$C_w = \sum_{\text{todo}_k} C(k) \frac{|\Delta F_w(k)|}{|\Delta F_w(k)| + |F_B(k)|}$$

Onde:

C_w : Custo atribuído ao Agente Privado

$C(k)$: Custo do elemento k

$\Delta F_w(k)$: Variação do fluxo através do elemento k , devido ao agente privado W

$F_B(k)$: Fluxo produzido pelos usuários base no elemento k .

A consideração da extensão de rede usada garante a cobertura integral dos custos. Entretanto, em algumas situações de acesso, nas quais os novos acessantes produzam uma mesma variação de fluxo sobre o sistema, pode haver uma distorção do percentual de custo a ser remunerado, dependendo do valor carregamento dos circuitos com mesma capacidade, agregando instabilidade à metodologia.

Esta falha pode ser entendida através do exemplo a seguir : um novo acessante produz uma variação de 20 MW nos circuitos 1 e 2 de uma rede de transmissão, ambos com capacidades idênticas, conforme apresentado na Figura.

Figura III.3 - Fluxos em dois circuitos diferentes para uma determinada transação

Considerando os valores do fluxo da transação e a variação produzida pelo acessante, a porcentagem do custo total que deverá pagar por cada um deles será:

$$\begin{array}{c}
 \text{GW} \text{ --- } \left[\begin{array}{c} \xrightarrow{F_B = 80} \\ \xrightarrow{\Delta F_W + F_B = 100} \end{array} \right] \text{ --- } W
 \end{array}
 \quad
 \quad
 \quad
 (\%)_1 = \frac{|\Delta F_w|}{|\Delta F_w| + |\Delta F_B|} \times 100 = \frac{20}{100} \times 100 = 20\%$$

$$(\%)_2 = \frac{|\Delta F_W|}{|\Delta F_W| + |\Delta F_B|} \times 100 = \frac{20}{120} \times 100 = 16\%$$

Onde:

$(\%)_{1,2}$: Porcentagem do custo total do circuito 1 e 2 respectivamente ao agente Privado W

Nestes dois casos, é possível observar que a porcentagem do custo da linha de transmissão a ser pago pelos acessantes em cada situação é diferente, apesar da transação produzir a mesma variação de fluxo entre eles.

B Métodos de Tarifação do Tipo Marginal

Tendo surgido durante a década de 1980, os métodos de tarificação do tipo marginal têm relação com os preços spot, determinados a cada instante, em função da oferta e demanda de energia. Sendo assim, o preço spot de uma barra específica corresponde ao valor do custo marginal de produção de uma unidade adicional de carga ligada à barra no referido instante.

O objetivo de se utilizar metodologias de preços *spot* está focado na obtenção de melhoria na eficiência do sistema, na medida em que visa transmitir sinais econômicos relativos ao uso das redes de um modo mais eficiente. Tais preços têm a característica de serem interpretados pelos agentes participantes do mercado elétrico (geradores e consumidores) como sinais econômicos. Os métodos marginais são classificados em: Custo Marginal de Curto e de Longo Prazo.

B.1 Custos Marginais de Curto Prazo

Pelo método de custo marginal de curto prazo (CMCP), o preço de compra ou venda da energia é estabelecido em cada ponto do sistema e, portanto, a receita a ser recuperada das redes, deve ser calculada a partir dos custos marginais de curto prazo da energia, ou da potência, em cada barra do sistema.

O CMCP de um determinado nó refere-se ao custo associado a um incremento de potência injetada no sistema, necessário para responder a incrementos de carga experimentados nesse nó. A receita da rede por esse conceito será a diferença entre os custos das injeções e das retiradas de cada uma das barras valoradas ao preço de energia e potência dessas barras.

Os custos marginais em cada barra podem ser calculados através de um despacho uninodal, ou multinodal. Assim, é possível calcular a Receita Tarifária Total (RTT) pela soma das receitas tarifárias por conceito de energia (RT_{energia}) e de potência ($RT_{\text{potência}}$):

$$RTT = RT_{\text{energia}} + RT_{\text{potência}}$$

B.1.1 Receita Tarifária por Potência.

É possível obter a receita tarifária de uma linha i-j, através de uma despacho multinodal na rede e considerando os custos marginais (CMg) correspondentes à potência, conforme apresentado na equação abaixo:

$$RT_{\text{potência}} = P_j \rho_j^P - P_i \rho_i^P$$

Onde,

ρ_i^P : Preço nó da potência na barra i (injeção).

ρ_j^P : Preço nó da potência na barra j (retirada).

P_i : Potência no nó i.

P_j : Potência no nó j.

No caso de despacho uninodal considerando apenas o custo marginal por potência, equivalente ao preço da potência para o sistema, a receita tarifária para a linha i-j será determinada pela conforme a equação:

$$RT_{\text{potência}} = [(P_i - P_{L_{ij}}) FPP_j - P_i FPP_i] \text{Preço}_{\text{potência}}$$

Onde,

$$RT_{potência} = [(P_i - P_{L_{ij}})FPP_j - P_i FPP_i] \text{Preço}_{potência}$$

P_i : Potência injetada na barra i

$P_{L_{ij}}$: Perdas de potência na linha $i - j$

FPP_i : Fator de penalidade da barra i

FPP_j : Fator de penalidade da barra j

B.1.2 Receita Tarifária por Energia.

Para o caso da receita tarifária por energia, o tratamento basicamente é similar ao caso anterior. As equações utilizadas do item anterior são também válidas, porém alterando-se a potência (P) pela energia (E). Sendo assim, ao considerar um despacho multinodal na rede, e como preço de energia para cada nó da rede os custos marginais associados ao despacho sob condições de demanda média, torna-se possível definir a receita tarifária por energia para a linha $i-j$, a partir da seguinte equação:

$$RT_{energia} = E_j \rho_j^E - E_i \rho_i^E$$

Onde,

ρ_i^E : Preço nó da energia na barra i (injeção)

ρ_j^E : Preço nó da energia na barra j (injeção)

E_i : Energia injetada no nó i

E_j : Energia injetada no nó j

Em caso de despacho uninodal e considerando apenas um preço único de energia para o sistema, a receita tarifária para uma linha $i-j$, será dada por:

$$RT_{energia} = [(E_i - P_{L_{ij}})FPE_j - E_i FPE_i] \text{Preço}_{energia}$$

Onde,

E_i : Energia injetada na barra i

$P_{L_{ij}}$: Perdas de energia na linha $i - j$

FPE_i : Fator de penalidade da barra i

FPE_j : Fator de penalidade da barra j

Em sistemas que apresentam economias de escala, como se observa na transmissão, o método de tarifação marginal acaba por não permitir a remuneração plena dos custos totais. Um exemplo deste problema é verificado no Chile, onde estima-se que, em média, os custos marginais recuperam apenas 15% dos custos totais de transmissão. A diferença entre os custos marginais e os custos médios acaba tendo que ser recuperada por outros mecanismos, através de uma componente de ajuste.

O método de precificação da tarifa por CMCP é capaz de refletir as condições operativas reais das áreas de geração e transmissão, por exemplo, casos de congestão na rede, perdas nas linhas e outras. Porém, para casos onde a proporção de carga base em relação à energia negociada seja baixa, os preços de CMCP poderão se localizar distantes do custo de operação real. Contudo, a remuneração normalmente é pequena para recuperar os custos devido a reforços na transmissão e, em consequência, o CMCP não promove a expansão das instalações de transmissão. Em sistemas que evoluem por adição de importante capacidade de transporte de uma única vez, como é o caso da transmissão, em que a capacidade é adicionada por blocos, correspondentes à capacidade dos reforços sendo comissionados em determinado momento, ocorre grande flutuação dos custos marginais, posto que logo após a adição de um reforço se verifica capacidade ociosa, fazendo com que o custo marginal de curto prazo se torne muito reduzido. Na medida em que o mercado cresce e a configuração permanece a mesma, o custo marginal de curto prazo acaba por refletir a congestão da rede e sofre grande elevação.

Com este método, a rede é essencialmente fixa para efeito de cálculo, sendo o custo para o usuário baseado no custo incremental das perdas pelas linhas, nas congestões e na redução na confiabilidade. Esta metodologia produz instabilidade e volatilidade nas tarifas, podendo desincentivar o investimento em geração.

B.2 Custos Marginais de Longo Prazo

A metodologia baseada nos Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP) é caracterizada pelo estabelecimento de soluções ótimas, isto é, a determinação de

uma “rede ótima”. Tal rede é aquela que possui custo mínimo atendendo à geração e a demanda, com padrões de confiabilidade especificados.

Um exemplo deste método de otimização é o Investment Cost Related Pricing (ICRP):

$$\text{minimizar } \omega = \sum_{ij} l_{ij} |p_{ij}| \quad (\text{MW.km})$$

$$\text{sujeito a: } \sum_j p_{ij} = P_i$$

Onde,

l_{ij} : Comprimento da linha $i - j$

p_{ij} : Fluxo de potência da linha ij

P_i : Injeção de potência líquida no nó i (condição de demanda pico)

A solução da otimização apresentada (minimizar) poderia ser conseguida com técnicas de programação linear. O custo de construção anual da rede será obtido multiplicando os MW.km que foram alcançados por uma certa constante de expansão de rede (em US\$/MW/km/ano).

Outro exemplo, o DCLFP (DC Load Flow Pricing), mostra-se até mais apropriado para o cálculo de tarifas por causa de seu resultado mais realista em relação ao fluxo de potência, embora necessitando mais informações de entrada.

A metodologia do CMLP é mais consistente que aquela baseada diretamente no CMCP porque apresenta preços mais estáveis, além de considerar custos de operação e expansão do sistema. Existe a desvantagem, porém, do método ser influenciado por incertezas relativas aos valores futuros de fatores essenciais para a operação (o custo do combustível, por exemplo). Por esta razão o uso do CMPL é mais indicado em sistemas de geração hidroelétrica, em que existe pouca dependência de custos associados a combustíveis e outros custos variáveis.

C Nodal

A metodologia Nodal utilizada na Inglaterra desde 1991 é, atualmente, a metodologia em uso pela ANEEL. Tem como objetivo refletir numa tarifa as

variações do custo de expansão do sistema de transmissão, de acordo com a presença de cada usuário, seja ele gerador ou carga. Tal tarifa se divide em duas partes: tarifa locacional e parcela de ajuste

De acordo com o conceito das tarifas nodais, todos os usuários do sistema pagam encargos de uso em relação ao ponto (ou nó) da rede de transmissão (ou distribuição) no qual estão conectados. Isto significa que independentemente de quem comprará a energia produzida, os encargos de uso a serem remunerados por um agente de geração dependerão somente de sua localização. O mesmo princípio se aplica a um agente consumidor, por exemplo.

A tarifa locacional, por sua vez, é baseada em fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função de uma potência incremental injetada na barra. Esses fatores são obtidos através da modelagem do fluxo de potência linearizado ou fluxo DC, em que se pode facilmente calcular a chamada matriz de sensibilidade (β). Os encargos resultam proporcionais ao fluxo incremental que cada agente produz em cada elemento da rede e ao custo unitário deste elemento (expresso por unidade de capacidade nominal de transporte), ou seja, a partir dos elementos da matriz β é possível calcular os coeficientes π_j . Uma vez determinado um estado operativo de referência, caracterizado pelos fluxos de potência em cada elemento do sistema, os agentes que produzem fluxos incrementais com o mesmo sentido que os fluxos de referência deverão assumir encargos por uso, enquanto que aqueles que produzem fluxos incrementais no sentido oposto (contra fluxo) ao de referência, recebem créditos pelo uso desse determinado componente da rede. A tarifa locacional π para cada barra j do sistema é calculado:

$$\pi_j = \sum_{j=1}^{N_j} \frac{C_j}{f_j} \times \beta_{ji}$$

Onde,

π_j : Tarifa nodal do nó j

C_j : Custo do circuito j

f_j : Capacidade de circuito j

N_j : Número total de circuitos

β_{ji} : Variação de fluxo no circuito j devido á injeção de 1 pu no nó i

Esta tarifa não será capaz, porém, de recuperar todos os custos da rede de transmissão. Para reparar esta situação, deverá ser somada uma parcela complementar (ou de ajuste), calculada da seguinte maneira:

$$\Delta = \frac{RAP - \sum_{j=1}^{N_j} \pi_j \times g_j}{\sum_{j=1}^N g_j}$$

Onde,

RAP: Receita Anual Permitida para a Transmissão

g_j : Potência contratada no nó j

Δ : Parcela de Ajuste

C.1 Metodologias para o Calculo da Parcela Complementar

(Pedágio)

O uso do custo marginal tornou-se uma alternativa muito utilizada graças a seus sinais econômicos, ou seja, ele direciona os investidores a minimizar os custos e produção de energia elétrica assim como a expansão da rede. Todavia, a limitação acarretada pela remuneração parcial dos custos de rede de transmissão, leva à necessidade de uma parcela complementar, cujo cálculo possui diversas metodologias propostas. Cita-se:

- Preços Ramsey:

Proposta por P. Ramsey, compensa a receita recuperada por custos marginais, somando a estes termos multiplicativos ou aditivos. Tais custos são alterados atendendo à elasticidade da demanda, sem modificar o comportamento ótimo. Assim, incrementam-se os preços das demandas mais inelásticas e mantêm-se inalteradas das demandas mais elásticas. Um ponto negativo deste método é a necessidade de informações muito completas. Outro é que consumidores com menor sensibilidade ao preço teriam de agüentar o maior peso dos custos marginais.

- Medida Independente:

Baseia-se no uso de uma medida independente (por exemplo, a potência média, a potência firme, etc.) e sobre esta rateia a parcela adicional. É similar ao método do tipo selo, onde se calcula um fator por meio do qual se obtém a proporção em que será distribuído o pedágio entre geradores ou consumidores. Embora sua simplicidade seja uma vantagem, este método não permite dar sinais adequados de localização (falta de um fator geográfico).

- Uso de Sistema (Áreas de Influência):

Baseado no uso natural econômico do sistema, identificam-se as solicitações impostas sobre as instalações de transmissão. Este método fornece sinais da necessidade de expansão do sistema, que deve ser considerado pelos geradores e consumidores no momento da tomada de decisões de escolha do ponto da conexão.

D Método Embasado na Teoria de Jogos

Inspirado na Teoria de Jogos, este método tem o objetivo de encontrar por meio de um estudo de equilíbrios, os benefícios do sistema obtidos pelos agentes. Segundo esta teoria, é possível classificar um problema em dois grupos: os jogos cooperativos e os jogos não cooperativos.

Nesta situação, o problema seria justamente a alocação de custos. Para casos onde existe concorrência, o melhor modelo seria o de jogos não cooperativos, que não permite a formação de coalizões. À alocação de custos da transmissão, por exemplo, é mais indicado o jogo cooperativo, que permite as tais coalizões.

Algumas aplicações deste método seriam o cálculo do custo total de transmissão e o custo de pedágio dentro do modelo de custo marginal. Também se pode mencionar casos que atingem diversos agentes de maneira compartilhada como é o caso, por exemplo, da construção de circuitos para transporte da energia gerada até a instalação de consumo.

Um jogo cooperativo seria formado por um conjunto de “N” jogadores que se juntam com um objetivo em comum (maximizar ou minimizar uma determinada função característica). A função forneceria o custo total a cada uma das coalizões (agentes

do sistema). As coalizões seriam mutuamente exclusivas (depois de formada uma coalizão “C” seus participantes não podem fazer acordos fora da mesma).

A vantagem deste método é fazer com que os agentes que utilizam o sistema de transmissão trabalhem com custos equivalentes, eficientes e racionais. A desvantagem é a necessidade de quantidades muito grandes de informação, bem como recursos computacionais extremamente complexos para a aplicação desta metodologia.