

**ESCOLA POLITÉCNICA
DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS



**TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Tomás Toledo Arruda

PROJETO DE FORMATURA/2005

**ESCOLA POLITÉCNICA
DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS



PROJETO DE FORMATURA / 2005

TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ALUNO: Tomás Toledo Arruda
ORIENTADOR: Carlos Márcio Vieira Tahan
COORDENADOR: Luiz Cláudio Ribeiro Galvão

RESUMO

Este trabalho tem por finalidade avaliar a atual metodologia de tarifação da transmissão de energia elétrica no Brasil. Para tal, serão apresentados os conceitos que definem esta atividade, as diferentes formas de se dividir os custos entre os agentes que utilizam o sistema de transmissão e algumas experiências internacionais. Analisa-se o modelo brasileiro incluindo uma apresentação da ferramenta computacional utilizada para o cálculo da tarifa de transmissão e uma breve experiência através da simulação e discussão de alguns casos.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the current methodology of the transmission pricing of electric energy in Brazil. For such, it will be presented the concepts that define this activity, the different forms of dividing the costs among the agents who use the transmission system and some experiences in other countries. The Brazilian model is analyzed, including a presentation of the computational tool used for the calculation of the tariff of transmission and one brief experience through a simulation and discussion of some cases.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. OBJETIVO.....	2
3. METODOLOGIA DE PESQUISA	3
4. O SISTEMA DE TRANSMISSÃO	4
4.1. Os custos do sistema.	4
4.1.1. <i>Custo operativo.</i>	5
4.1.2. <i>Custo de oportunidade.</i>	5
4.1.3. <i>Custo de reforços.</i>	5
4.1.4. <i>Custo do sistema existente.</i>	5
5. METODOLOGIAS DE TARIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO.....	7
5.1. Metodologia Selo Postal.....	7
5.2. Metodologia MW-Milha.	8
5.3. Metodologias de Custo Marginal.....	9
5.3.1. <i>Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP).</i>	9
5.3.2. <i>Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP).</i>	9
5.4. Metodologia Nodal.....	10
6. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS.....	11
6.1. O modelo Inglês.	11
6.2. O modelo Argentino.....	12
6.3. O modelo Californiano, (EUA).....	13
7. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7.1. Tarifas do serviço de transmissão.....	15
7.2. Regulamentação.	16
8. O PROGRAMA NODAL.....	18
8.1. Dados de entrada do programa.	18
8.2. Simulação de tarifas.	19
9. DISCUSSÃO	24
10. CONCLUSÃO	25
11. REFERÊNCIAS.....	26
ANEXO 1	27
ANEXO 2	29
ANEXO 3	32

1. INTRODUÇÃO

Há cerca de 10 anos o Brasil começou a reforma do setor elétrico seguindo uma tendência internacional que inclui a privatização, ou seja, colocando nas mãos da iniciativa privada um dos setores mais importantes tanto para a sociedade civil como para a indústria.

Imprescindível para o desenvolvimento nacional, o setor elétrico passou a ser submetido também a critérios do mercado financeiro para atrair investimentos que são estratégicos, relacionados com a qualidade de vida, ampliação do acesso à energia pela população e para a produção industrial e agrícola.

Com a desverticalização do setor energético previsto nesta reforma e a transferência para a iniciativa privada da responsabilidade pelos investimentos, tornou-se necessária a criação de regulamentos para a remuneração das diferentes atividades ligadas ao fornecimento de energia, geração, transmissão e distribuição.[1]

O setor da transmissão de energia elétrica no Brasil é atualmente composto por linhas e subestações com tensão acima de 69kV e remunerado pela cobrança de seus usuários da TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, que tem seu valor baseado no ponto de conexão deste usuário ao sistema.

A atual regulamentação do setor elétrico estabelece que a tarifa do sistema de transmissão deve ser baseada nas seguintes diretrizes: assegurar arrecadação para cobertura dos custos do sistema e utilizar sinal locacional que promovam maiores tarifas para os usuários que mais onerem o sistema. (Lei nº 9427/96) [2]

Deste fato faz-se necessário um acompanhamento e eventuais aperfeiçoamentos do modelo implantado visando garantir isonomia e incentivos a novos empreendimentos que garantam a continuidade do serviço com qualidade e confiabilidade.

Este trabalho trata especificamente do setor de transmissão de energia elétrica, que, no que diz respeito a tarifação, ainda hoje se apresenta em fase de aperfeiçoamento e é tema de debates entre os diversos agentes ligados ao setor, usuários, governo e órgão regulador.

2. OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo discutir a metodologia de tarifação do serviço de transmissão de energia elétrica através da apresentação do sistema de transmissão de energia no Brasil, dos custos dos serviços de transmissão e sua composição, das metodologias existentes para cálculo das tarifas, bem como de soluções adotadas em outros países. Será apresentada também uma breve discussão da regulamentação do setor e das atuais discussões relativas a esta, que já foram realizadas e que estão por ser realizadas.

Apresentar também a ferramenta computacional utilizada para o cálculo destas tarifas no Brasil, o programa Nodal da ANEEL, através da simulação de alguns casos, analisando o impacto na tarifa causado pela entrada de novos geradores e consumidores no sistema de transmissão de energia e da alteração de alguns parâmetros da simulação.

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

Para a realização deste trabalho, foi efetuada uma pesquisa bibliográfica de documentos da Internet, imprensa, órgãos reguladores, legislação e regulamentação do setor, teses e outras publicações da área.

As simulações das tarifas foram realizadas com o uso dos dados e programa Nodal disponibilizado no sitio da ANEEL.

4. O SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O serviço de transmissão de energia elétrica surge pela necessidade de se transportar grandes quantidades de energia geradas em locais distantes, por exemplo, das hidrelétricas brasileiras até os centros de carga localizados em regiões urbanizadas.

O sistema de transmissão tem por finalidade promover a interligação de agentes do setor elétrico e garantir estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia. Os ativos de transmissão não pertencentes à Rede Básica, denominados de DIT – Demais Instalações de Transmissão, são disponibilizados às distribuidoras mediante contratos.

No Brasil, pela lei 9074/95 as redes de transmissão são classificadas 3 em categorias, sendo elas: Rede Básica, Rede de Distribuidoras e rede de uso exclusivo por Produtores Independentes.

Formada por linhas e subestações com tensão igual ou superior a 69kV, o sistema de transmissão brasileiro é dividido em subsistemas. Estes subsistemas são despachados de forma independente uns dos outros sendo que, no caso de déficit de energia, o subsistema com maior disponibilidade de energia supre esta demanda. Os subsistemas interligados existentes atualmente são os do S/SE/CO e N/NE. Existem ainda os subsistemas isolados, como o da região oeste da Amazônia que tem sua interligação já em fase de projeto.

4.1. Os custos do sistema.

Os custos do sistema de transmissão podem ser divididos em quatro componentes fundamentais: custo operativo, custo de oportunidade, custo de reforços e custo do sistema existente. Estes custos são decorrentes da existência, operação e manutenção, projeto, melhorias, entre outras atividades, sendo os 3 primeiros caracterizados comumente como custos incrementais.[3]

4.1.1. Custo operativo.

O custo operativo é relativo ao custo da produção de energia necessária para garantir o fornecimento de energia, sem sobrecargas do sistema. Isto se deve à necessidade de redespacho de usinas e reprogramação da transmissão, por causa de perdas ou restrições operativas do sistema podendo ser negativo se melhorar a condição de operação do sistema. Não considera os custos de operação e manutenção propriamente ditos.

4.1.2. Custo de oportunidade.

O custo de oportunidade, ou oportunidade perdida, é o custo relativo à perda de oportunidade de se obter benefícios, ou de realizar alguma transação de transmissão, causada por restrições na rede ou da indisponibilidade de carga ou geração.

4.1.3. Custo de reforços.

O custo de reforço é relativo à necessidade de se efetuar reforços nas instalações como repotenciação de linhas e transformadores, inclusão de novos ramais, entre outros. Esses reforços são causados por uma nova operação de transporte de energia tendo o sistema já atingido seu limite de funcionamento para abrigar esta operação.

4.1.4. Custo do sistema existente.

O custo do sistema existente é o custo relativo à remuneração dos investimentos e da implantação, manutenção e operação propriamente ditas dos equipamentos que já compõem o sistema de transmissão.

Os dois primeiros, operação e de oportunidade, são relativamente menores por se tratarem de custos de gerenciamento do sistema, enquanto os dois últimos compõem grande parte dos custos do sistema por se tratarem diretamente da composição física das instalações de transmissão de energia elétrica.

A correta remuneração destes custos, tende a garantir uma melhor operação e um planejamento mais adequado visando à estabilidade e qualidade dos serviços de transmissão e garantindo uma certa modicidade tarifária aos seus usuários.

5. METODOLOGIAS DE TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO

A divisão dos custos dos serviços de transmissão entre os demais agentes que deles se utilizam, pode ser feita segundo dois principais conceitos. O primeiro diz respeito às instalações já existentes do sistema, chamado de custo embutido, e o segundo que é referente à necessidade de novas instalações para se fazer o atendimento dos novos empreendimentos, chamado de custo incremental.

O custo embutido é geralmente repartido entre todos os agentes conectados ao sistema de transmissão por diferentes metodologias que serão apresentadas mais à frente.

O custo incremental é em geral calculado com base no grau de necessidade de novos reforços que cada empreendimento causa ao sistema. Suas metodologias serão apresentadas a seguir, junto com as de custo embutidos.

Como cada uma estas metodologias dizem respeito a partes diferentes do sistema de transmissão, elas podem ser inclusive utilizadas em conjunto, criando metodologias mais eficientes da repartição dos custos entre os usuários.

As metodologias baseadas nos custos embutidos mais comuns são metodologia Selo Postal, ou também conhecida como “Postage Stamp”, e a metodologia do MW-Milha.

5.1. Metodologia Selo Postal.

A metodologia tipo Selo é a mais simples de todas e facilmente calculada. Baseia-se no fato de que todos os usuários são responsáveis pelo sistema, e, portanto, todos deveriam pagar uma tarifa pelo seu uso. Normalmente esta tarifa é calculada dividindo o custo total de remuneração da transmissão pela potência total conectada ao sistema, geração mais carga.

Com a tarifa definida, os encargos devidos por cada usuário são calculados multiplicando a tarifa por sua potência de conexão ao sistema.

Apesar de apresentar a vantagem de ser de fácil determinação por não precisar de cálculos elaborados, esta tarifa não considera a real operação do sistema, fazendo com que os usuários responsáveis por criar restrições à operação do sistema não sejam penalizados, pois

os custos relativos a estes limites ou necessidade de reforços são divididos entre todos os usuários.[3]

5.2. Metodologia MW-Milha.

A metodologia do MW-Milha baseia-se nos custos embutidos do sistema de transmissão que são divididos entre todas as transações de transporte de energia (entre comprador e vendedor) segundo a magnitude desta transação e a distância entre eles. Esta metodologia pode ser usada de diferentes formas, sendo as mais comuns baseadas na distância física ou no fluxo de potência do sistema.

Os encargos baseados na distância física são calculados da seguinte forma: o custo total do serviço de transmissão multiplicado pela potência vezes a distância entre os agentes, divididos pelo somatório de todos os produtos (potência vezes distância) de todas as transações.

A segunda forma, baseada no fluxo de potência, é obtida determinando-se o incremento no fluxo de potência do sistema que cada empreendimento causa para cada um dos elementos da rede. É calculado somando-se a divisão do custo pela capacidade de transmissão de cada componente da rede, multiplicado pelo incremento de fluxo que o usuário causa neste.

Esta forma é mais eficiente que a baseada na distância física e na do Selo Postal, pois aloca o custo de uso de todos os equipamentos da rede proporcionalmente ao uso que cada um faz, fornecendo sinalização mais adequada para quem mais onera o sistema. Apesar de haver algumas variações desta metodologia, o conceito principal não muda. Observa-se que este procedimento não leva em consideração os gargalos do sistema, visto que nesta metodologia não existe uma proporção relacionada ao carregamento e as sobras de potência que garantem estabilidade e confiabilidade ao sistema.[3]

5.3. Metodologias de Custo Marginal.

Estas são metodologias baseadas nos custos incrementais do sistema e podem ser divididas em curto ou longo prazo, segundo o prazo de projeção da operação da rede.

5.3.1. *Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP).*

A metodologia de Custo Marginal de Curto Prazo – CMCP é baseada no custo marginal de operação do sistema de transmissão. O Primeiro passo a ser tomado é calcular o custo operativo marginal, que é o custo de se acomodar um aumento marginal (1 MW) na potência transacionada, e depois multiplicá-lo pela magnitude da potência contratada, obtendo-se assim o CMCP.

O custo para cada ponto pode ser calculado por um modelo de fluxo de potência que leve em conta a operação real do sistema, garantindo estabilidade e segurança e possibilitando uma melhor valoração dos impactos causados por cada transação de transmissão.

Os preços gerados devem se aproximar do custo de operação do sistema, mas se a transação for de alta magnitude pode gerar sinais econômicos imprecisos. Outro problema é a dificuldade de se prever os valores dos custos marginais futuros do sistema, e também não encoraja as empresas detentoras do sistema de transmissão a realizarem reforços necessários no sistema dado que estes diminuiriam o custo de operação, não possibilitando a recuperação deste investimento.[3]

5.3.2. *Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP).*

A metodologia de Custo Marginal de Longo Prazo – CMLP leva em conta o custo dos reforços necessários para uma melhor operação do sistema de transmissão a longo prazo.

O CMLP é calculado após a definição dos projetos de reforços, então estes custos são divididos pela magnitude total das novas transações de transmissão planejadas. Estes custos podem ser negativos caso a entrada de um determinado agente postergue a necessidade de um reforço ou melhore a operação do sistema.

Esta metodologia tem a vantagem de ser capaz de calcular valores de transmissão para transações múltiplas simultâneas. Mas ainda apresenta problemas quanto ao critério de valoração dos custos operativos marginais de longo prazo e quanto aos custos dos reforços necessários para uma ótima operação do sistema.[3]

5.4. Metodologia Nodal.

A metodologia Nodal foi concebida com base nas metodologias de CMLP e MW-Milha por fluxo de potência e visa ser aplicada em ambientes onde o planejamento da operação e da expansão são feitos de forma centralizada, como no caso brasileiro.

Calcula-se a tarifa nodal através da determinação da matriz de sensibilidade do sistema de transmissão, que é obtida pela variação do fluxo de potência em cada elemento de acordo com a variação marginal (1 MW) da demanda ou geração em cada barra da rede. Os elementos da matriz de sensibilidade (coeficientes de influência) dependem apenas da topologia da rede e da impedância de seus elementos.

Através da matriz de sensibilidade e dos custos de cada elemento do sistema é calculada a variação dos custos de reposição da rede ideal para o aumento marginal da potencia em cada barra. Assim definem-se as tarifas de cada barra, em R\$/kW.

É utilizado também um fator de ponderação, relativo ao carregamento, com base nas capacidades totais do equipamento, que introduz uma sinalização de sobrecarga, impondo a variação do custo de cada equipamento segundo seu carregamento. Isto trará sinalização caso haja formação de gargalos no sistema, indicando a necessidade de novos reforços e responsabilizando os causadores destes gargalos por sua remuneração.[4][5]

Estas tarifas podem ter valor negativo, visto que a conexão de alguns empreendimentos pode aliviar o carregamento em alguns locais.

Uma variação desta metodologia calcula a tarifa para uma determinada região física pela média das tarifas das barras existentes neste local. Denominada de tarifa "Por Zona".

6. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Conforme mencionado no início, diversos países modificaram seus setores energéticos de diferentes maneiras, porém todos com objetivos de privatizar e desverticalizar seus serviços, restando, na maioria dos casos, para o governo apenas o papel de regular o setor. Alguns exemplos merecem ser destacados como o setor energético da Inglaterra, Argentina e da Califórnia, nos EUA.

6.1.O modelo Inglês.

O parque gerador inglês é composto basicamente por usinas térmicas, compondo um mercado de energia cara e dependente do preço dos combustíveis. A principal empresa de energia elétrica na Inglaterra e País de Gales antes de 1990, ano em que foi privatizada, era a Central Electricity Generating Board, CEGB. Responsável por quase 95% da geração e transmissão, era também responsável por novos projetos, e a distribuição era feita por 12 comissões de área.

A privatização desmembrou os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização, transformando a atividade de transmissão, controlada pela National Grid Company – NGC, e distribuição em monopólios naturais e a geração e comercialização em atividade de livre concorrência, com iguais direitos de acesso às redes de distribuição e transmissão.

A National Grid é proprietária de todo o sistema de transmissão da Inglaterra e País de Gales, formado por linhas de transmissão de 275kV e 400kV, com aproximadamente 4500 milhas de extensão e 341 subestações. É também a Great Britain System Operator responsável pela operação de todo o sistema de transmissão, garantindo a continuidade eficiência e confiabilidade no atendimento a todos os usuários 24 horas por dia.

A tarifa de transmissão de energia é dividida em duas parcelas, uma de conexão e outra de uso, que remuneram os custos de infra-estrutura das redes. As taxas de conexão são calculadas com base nos custos necessários para se manter os equipamentos de conexão do usuário à rede. A taxa de uso do sistema, paga por ambos os agentes, geradores e

fornecedores, é calculada com base na metodologia de CMLP e implementada via tarifa Por Zona e proporcional à potência de pico da conexão.[3][6]

6.2.O modelo Argentino.

O setor elétrico da Argentina passou por uma profunda crise de abastecimento nos anos 88 e 89, que culminou na privatização do setor, restando ao governo apenas o papel de regulador, deixando de ser responsável inclusive pelos investimentos.

Formado anteriormente por empresas públicas e com planejamento integrado da geração, transmissão e distribuição, após a reforma passou a ser planejado no âmbito privado, mas ainda com certo grau de integração no planejamento.

A reforma transformou a geração em atividade de livre concorrência no mercado, enquanto a transmissão e distribuição continuaram a ser caracterizadas como monopólio natural. Estas atividades são regulamentadas pelo Ente Nacional Regulador de la Electricidad – ENRE, mas o planejamento da expansão é feito pelas empresas usuárias do serviço, não sendo permitido à proprietária da linha efetuar obras sem permissão dos usuários.

O custo do sistema é remunerado por um conjunto de taxas: de conexão, fixa e variável. A de conexão é responsável por remunerar as instalações necessárias que fazem a conexão do usuário à rede; a fixa remunera a operação e manutenção da linha por ele utilizada; e a variável é devida a diferença de preço da energia e da potência nos vários nós da rede, relacionada às perdas nas linhas e ao carregamento, respectivamente. Este fato faz com que os usuários que mais utilizam a rede paguem tarifas mais altas. Estas tarifas compõem uma remuneração ineficiente e pouco variável sendo necessária a criação do fundo de compensação que paga as empresas detentoras dos ativos através de uma média quinquenal. Os custos de expansão são pagos pelos usuários que delas se utilizam durante um período de amortização. [3][7]

6.3.O modelo Californiano, (EUA).

Como nos Estados Unidos da América o grau de descentralização do setor energético é muito avançado, analisou-se apenas a metodologia adotada no estado da Califórnia. Para a determinação da tarifa neste estado, leva-se em conta as perdas elétricas na rede e a gestão do congestionamento do sistema de transmissão.

Na Califórnia, a precificação das perdas é feita utilizando-se um modelo baseado nos custos marginais escalonado de sistema, que distribui os custos de operação atribuindo uma maior parcela aos agentes que mais contribuem para a o aumento das perdas no sistema. Mostrando assim ser o modelo que mais contribui para a eficiência no despacho, dentro dos diferentes modelos utilizados no país. Já a questão do congestionamento do sistema é baseada na redistribuição não ótima de operação levando-se em consideração o preço da tarifa.[8]

7. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A reforma do setor elétrico brasileiro iniciou-se com a promulgação das leis nº 8631/93, 8987/95 e 9074/95. Particularmente a lei nº 9074/95, em prosseguimento ao Programa Nacional de Desestatização - PND criado no governo Collor, estabelece normas para a transferência para a iniciativa privada, na forma de concessão de serviço público, do setor energético brasileiro. Posteriormente através da lei nº 9427/96, de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável por regular e fiscalizar todo o setor elétrico em conformidade com o governo federal. [4][6]

Com a lei nº 9648/98 introduz-se a reforma do setor com implementação das modificações propostas pelo RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, grupo criado no governo de Fernando Henrique Cardoso para planejar as modificações do setor. Em 2004 foi editada a lei nº 10848/04 que institui a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, em substituição ao Mercado Atacadista de Energia - MAE, criado pela lei nº 10433/02, onde eram comercializadas as sobras de energia gerada. A lei também promove algumas outras alterações com a finalidade de melhorar a regulamentação do setor que ainda se encontrava pendente.

Em 1998 foi criado também o ONS – Operador Nacional do Sistema, pela lei nº 9648/98 com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional – SIN e a administrar a Rede Básica de transmissão. O SIN é formado pelas usinas geradoras de energia, linhas e subestações de transmissão e cargas conectadas à rede.[9]

Esta reforma tem como principal característica a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e consumo. Para a área da geração foi adotado o modelo de livre concorrência, em que os produtores competem no mercado para vender sua energia, através da adoção da figura do Produtor Independente, empresa autorizada a produzir e comercializar energia. Já a área de transmissão e distribuição de energia continuam a ser encaradas como monopólios naturais.

Foi criada também, a figura do Consumidor Livre – CL, consumidor com potência contratada maior ou igual a 3MW, que tem direito de escolher de qual produtor vai comprar sua energia no mercado, independente do ponto onde estão conectados.

7.1. Tarifas do serviço de transmissão.

Para se conectar ao sistema de transmissão na Rede Básica, seus usuários têm que celebrar com a concessionária o Contrato de Conexão às instalações de Transmissão - CCT e o Contrato de Uso de Sistema de Transmissão - CUST. [2]

O CCT estabelece as regras de conexão ao sistema, define o ponto de conexão, os equipamentos necessários e é o responsável por eles. Além disso, determina a capacidade da demanda e os encargos a serem pagos pelo usuário por estas instalações de uso exclusivo, devendo cobrir as despesas de projeto, construção, equipamentos, medição, manutenção e operação das instalações.

O CUST estabelece o Montante de Uso do Sistema de Transmissão -MUST nos horários de ponta e fora de ponta, sendo que, no atual modelo, a tarifa no horário fora de ponta é nula.

Como os serviços são regulados, a ANEEL estabelece uma Receita Anual Permitida – RAP para cada concessionária de transmissão. A soma destas RAP é repartida para os agentes usuários através do programa Nodal, baseado na metodologia Nodal complementada pela metodologia Selo Postal.

A RAP é calculada com base nas instalações já existentes e a serem implantadas e disponibilizadas pelas concessionárias de transmissão à Rede Básica do SIN via leilões de transmissão. Nos últimos anos vem ocorrendo um expressivo aumento da Rede Básica em função principalmente das novas linhas e equipamentos de transmissão que entraram em operação. Seus custos são determinados a partir do tipo de equipamento e sua potência nominal, e regulado pela ANEEL, sendo que equipamentos com mesmas características terão custos iguais. Estes custos são definidos todo mês de Junho e têm duração anual.

As tarifas a serem pagas pelos usuários do sistema são denominadas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, e divididas em duas partes: a TUST Fio, relativa ao uso do sistema propriamente dito e a TUST Encargo, relativa aos encargos cobrados apenas dos usuários finais, para cobrir a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

A CCC, criada em 1993, é o rateio dos custos dos combustíveis que abastecem as usinas térmicas do sistema isolado e parte do interligado entre os consumidores cativos e

livres. A CDE, criada em 2002, constitui um fundo para financiar obras e incentivos de geração de energia elétrica por fontes renováveis, PCH's, solar, eólica, biomassa, carvão mineral e gás natural, a fim de garantir uma maior eficiência energética e aumento das fontes de geração locais que tenham baixo impacto no meio ambiente.

A TUST Encargos é paga proporcionalmente a energia contratada pelo usuário e por região elétrica sendo divididas entre S/SE/CO, N/NE e Isolado para a CCC e S/SE/CO e N/NE para a CDE, e são calculadas pela ANEEL anualmente.

A TUST Fio é mensal e deve ser paga por todos os usuários conectados ao SIN, devendo ser suficiente para cobrir a Receita Anual Permitida – RAP dos concessionários do sistema de transmissão, parte do orçamento do ONS e compensar eventuais diferenças na arrecadação do ciclo tarifário anterior.

7.2.Regulamentação.

Em 2004, através da Resolução Normativa nº 067/04, foi alterada a composição da Rede Básica, passando a ser composta apenas pelas instalações com tensão igual ou acima de 230kV, a ser remunerada por todos os agentes. A parcela do SIN com tensões abaixo de 230kV passou a ser chamada de instalações de fronteira e Demais Instalações de Transmissão, a ser remunerada apenas pelos usuários que dela se utilizam. Em consequência a TUST Fio foi dividida em duas parcelas, $TUST_{RB}$ referente à rede básica e a $TUST_{FR}$ referente às DIT's – Demais Instalações de Transmissão.[2]

A TUST é calculada pela metodologia Nodal, criada em 1999 pela resolução nº 281/99, e tem seu manual disponibilizado no sitio da ANEEL.

É utilizado junto com a metodologia Nodal um fator de ponderação do carregamento dos elementos do sistema. A matriz de sensibilidade da rede é calculada com base no fluxo de potência ótimo para o horário de ponta.

Como este valor arrecadado não é suficiente para a remuneração total dos custos do sistema, aplica-se sobre a tarifa uma parcela de correção, para garantir que o valor arrecadado se iguale ao valor a ser pago às concessionárias. Esta correção é calculada pela metodologia Selo, proporcional à demanda contratada pelo usuário.

Atualmente, calcula-se a TUST fazendo a divisão de 50% dos valores a serem pagos pelos geradores e 50% para as cargas, adotando-se um fator de ponderação mínimo de 0% e máximo de 100%. Cada barra possui duas tarifas, uma para geradores e outra para consumidores a ela conectada.

O fator de ponderação é responsável pela variação do sinal locacional contido na tarifa. O limite mínimo é a porcentagem do carregamento para qual o fator de carregamento é 0 e o máximo para qual o este fator é 1. Quando usados os limites do fator de ponderação máximo e mínimo igual a 0% temos um sinal locacional máximo, sendo o fator de ponderação sempre 1. Se usarmos os fatores de ponderação máximo e mínimo iguais a 100%, teremos sinal locacional nulo e a tarifa será totalmente Selo.

Este fator de ponderação tem a finalidade de minimizar a volatilidade da tarifa em função da alteração do despacho do sistema pela entrada de novos empreendimentos, garantindo uma certa estabilidade tarifária aos agentes.

Existem muitas discussões sobre esta metodologia, sendo que desde sua aplicação em 1999, algumas alterações já foram feitas, como a alteração dos valores máximos e mínimos do fator de ponderação garantindo melhor sinalização locacional (Resolução Normativa 117/04). Encontra-se em discussão 4 resoluções da ANEEL através da audiência pública nº 10 de 2005 (AP10/05).

8. O PROGRAMA NODAL

O programa Nodal foi criado pela ANEEL em 1999 com o objetivo de facilitar o cálculo das tarifas do sistema de transmissão de energia pelos usuários da Rede Básica, possibilitando a simulação das tarifas devido à variação na contratação de energia, entrada em operação de novas unidades geradoras entre outras modificações no sistema de transmissão.

Atualmente na versão 3.3, o programa passou por alterações devido à modificações nas regras do cálculo da tarifa e melhora na apresentação e manipulação dos dados pelos usuários, com introduções e apresentação de gráficos, opção de inclusão de geradores, e otimização do tempo de processamento do programa.[4]

8.1. Dados de entrada do programa.

O programa calcula as tarifas $TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$ usando como dados de entrada os arquivos de dados do sistema de transmissão disponibilizados anualmente pela ANEEL, o valor anual da RAP para a Rede Básica, de R\$ 5.367.395.070,90 para o período tarifário de 2004-2005, e para as DIT's e Fronteiras, de R\$ 544.249.540,00 para o período tarifário de 2004-2005, o valor da porcentagem da RAP destinada a geração e valores máximo e mínimo do fator de ponderação para carga e geração.

O programa utiliza ao todo 7 arquivos de entrada, sendo o principal com extensão “.DC” que tem o nome utilizado como base para a simulação e contém os dados da rede para o cálculo do fluxo de potência e apresenta estes dados no formato programa ANAREDE da CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/Eletróbás. Para o cálculo da $TUST_{RB}$ utiliza-se os arquivos com extensão “.TRA” contendo os dados da capacidade e custos do sistema de transmissão, com extensão “.USI” contendo os dados das usinas, com extensão “.TCA” contendo as tarifas e capacidades das usinas no ciclo tarifário anterior. Para o cálculo da $TUST_{FR}$ utiliza os arquivos com extensão “.RCO” contendo os dados e receitas dos elementos das DIT's, com extensão “.TED” contendo os nomes das empresas de transmissão e de distribuição para relatório e com extensão “.NBD” contendo os nomes dos pontos de conexão associados às barras do sistema, também para relatório.

Os dados de saída do programa são apresentados em 11 arquivos sendo, com extensão “.CTR” contendo os dados da transmissão da RB, com extensão “.DUS” contendo os dados das usinas, com extensão “.RFR” contendo os dados das DIT’s, com extensão “.NOS” contendo os dados das $TUST_{RB}$ por barra, com extensão “.TUS” contendo as tarifas por usinas, com extensão “.TDI” com as tarifas por distribuidoras, com extensão “.SUT” contendo o sumario da simulação, com extensão “.DES” com o despacho por usina, com extensão “.NTC” contendo as tarifas nodais $TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$ por distribuidoras, com extensão “.REF” contendo os encargos da $TUST_{FR}$ por transmissoras e distribuidoras e com extensão “.TCP” contendo as tarifas e capacidades das usinas despachadas para o próximo ciclo, devendo ser renomeado para com extensão “.TCA” para ser usado como entrada do próximo ciclo.

A atual versão do programa já possui uma ferramenta capaz de simular a entrada de novos agentes de geração no sistema, podendo este agente escolher em qual barra do SIN irá se conectar, apresentando na saída o valor da $TUST_{RB}$ para este usando o nome da usina de “CONNECTADA”. Porém não possui ferramenta para a simulação de entrada de nova carga, aumento da disponibilidade de energia em determinada usina ou também entrada de nova obra no sistema, sendo necessário que estas alterações sejam feitas através da alteração manual dos arquivos de entrada.[4]

8.2. Simulação de tarifas.

Para apresentar a sensibilidade da metodologia em relação à entrada de novas cargas no sistema será apresentada uma série de simulações de entrada de cargas e geradores, de 50MW e 300MW, em algumas barras do SIN que possuem características distintas de concentração de carga e de geração, e localizadas no subsistema S/SE/CO, sendo escolhidos os estados de São Paulo e Minas Gerais.

Estas simulações foram realizadas uma a uma, não havendo superposição das conexões, sendo que só foram levadas em consideração as tarifas das barras diretamente afetadas, não se considerando para a análise os valores das outras barras do sistema.

No estado de São Paulo foram escolhidas as barras de Interlagos como centro de carga, com tensão de 345kV e número 488 no programa e a barra de Ilha Solteira como centro

de geração, com tensão de 138kV e número 3890. Já no estado de Minas Gerais foram escolhidas as barras de Neves como centro de geração, com tensão de 345kV e número 350 e Uberlândia como centro de carga, com tensão de 138kV e número 1587.

Para as barras de Ilha Solteira e Uberlândia foi utilizada uma tensão abaixo do valor limite para composição da Rede Básica com a finalidade de mostrar que mesmo não compondo esta, o programa calcula de forma independente os valores da $TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$ para todas as barra do sistema de transmissão (acima de 69kV), uma em relação a receita da Rede Básica e outra em relação a receita das DIT's. Só será utilizado o valor da $TUST_{RB}$ para fins de comparação da tarifa, não afetando o valor da tarifa o fato desta se encontrar na Rede Básica ou não.

Para a simulação da entrada de cargas foi editado o arquivo com extensão ".DC" e inserido a potência contratada apenas para o horário de ponta do sistema, pois a tarifa para o horário fora de ponta é nula. Já para a simulação da entrada de cargas no sistema, após escolhida as barras, estas potências foram inseridas como novos geradores, através da opção de montagem de arquivo espelho oferecida pelo programa.

E para apresentar a função do fator de ponderação da tarifa na metodologia, foi realizada também a simulação das tarifas de Interlagos com valores máximos e mínimos do fator de ponderação iguais a 100%, inserindo um sinal locacional nulo, forçando maximizando a parcela Selo da tarifa, e iguais a 0%, inserindo sinal locacional máximo, anulando a parcela Selo da tarifa.

A tabela 1 apresenta as $TUST_{RB}$ relativa aos geradores para as simulações de entrada dos geradores, de 50MW e 300 MW nas 4 barras estudadas.

Tabela 1: $TUST_{RB}$ para geração com entrada de geração.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)		
		Gerador		
Nome	Entrada	atual	+50	+300
Interlagos - SP	geração	1,25	1,256	1,287
Neves - MG	geração	1,34	1,343	1,436
Uberlândia - MG	geração	2,537	2,542	2,563
Ilha Solteira - SP	geração	2,266	2,271	2,298

A tabela 2 apresenta as $TUST_{RB}$ relativas aos geradores para as simulações de entrada das cargas, de 50MW e 300 MW nas 4 barras estudadas.

Tabela 2: $TUST_{RB}$ para geração com entrada de carga.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)		
		Gerador		
Nome	Entrada	atual	+50	+300
Interlagos - SP	carga	1,25	1,241	1,194
Neves - MG	carga	1,34	1,317	1,202
Uberlândia - MG	carga	2,537	2,529	2,485
Ilha Solteira - SP	carga	2,266	2,256	2,208

A tabela 3 apresenta as $TUST_{RB}$ relativas às cargas com as simulações de entrada dos geradores, de 50MW e 300 MW nas 4 barras estudadas.

Tabela 3: $TUST_{RB}$ para carga com entrada de carga.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)		
		Carga		
Nome	Entrada	atual	+50	+300
Interlagos - SP	carga	4,208	4,213	4,237
Neves - MG	carga	4,118	4,137	4,231
Uberlândia - MG	carga	2,921	2,927	2,961
Ilha Solteira - SP	carga	3,192	3,199	3,233

A tabela 4 apresenta as $TUST_{RB}$ relativas às cargas com as simulações de entrada das cargas, de 50MW e 300 MW nas 4 barras estudadas.

Tabela 4: $TUST_{RB}$ para carga com entrada de geração.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)		
		Carga		
Nome	Entrada	atual	+50	+300
Interlagos - SP	geração	4,208	4,202	4,17
Neves - MG	geração	4,118	4,107	4,02
Uberlândia - MG	geração	2,921	2,914	2,884
Ilha Solteira - SP	geração	3,192	3,186	3,152

Como se pode verificar pelos resultados apresentados, a tarifa para a geração tende a ser menor que a tarifa para as cargas, mesmo em locais onde se tem concentração de geração. Este fato se deve provavelmente ao fato de a geração estar concentrada em local onde a rede tem maior capacidade de receber novos empreendimentos, fazendo com que o nível de carregamento no local não seja alto. Já a diferença entre as tarifas para o mesmo tipo de empreendimento, geração ou carga, condizem com o esperado, com tarifas mais altas em locais de concentração e menores em locais de escassez destes.

As variações das tarifas referentes à entrada de novos empreendimentos seguem a lógica esperada de aumento para o mesmo tipo de conexão e de redução para o contrário. Percebe-se também, uma variação gradual desta em relação à magnitude da nova conexão.

Ademais, nota-se que mesmo em locais onde se conecta um empreendimento que poderia trazer redução a tarifa (carga em centro de geração ou o contrário) tem-se o aumento desta. Este fato sinaliza que neste caso a variação do carregamento interfere mais que o alívio do sistema como um todo, mesmo sendo esta variação muito pequena, aliado ao fato de que a parcela Selo reduz a variação da parcela Nodal.

Observa-se que, salvo da tarifa para gerador na barra de Neves que teve variação de até 10% no caso de entrada de carga de 300MW, não há grandes variações da tarifa, que é de 2% para a entrada de 300MW e 0,5% para a entrada de 50MW. A variação da tarifa de Neves deve-se provavelmente ao fato de ter havido algum tipo de restrição causou a saturação em alguns locais da rede devido à variação de grande quantidade de energia.

A tabela 5 apresenta as $TUST_{RB}$ para a barra de Interlagos para geração e carga com os valores do fator de ponderação máximo e mínimo igual a 100%, com sinal locacional nulo.

Tabela 5: $TUST_{RB}$ para geração com fator de ponderação de 100%.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)			TUST-RB (R\$/kW)		
		Gerador			Carga		
Nome	Entrada	atual	+50	+300	atual	+50	+300
Interlagos - SP	geração	2,611	2,609	2,601	3,834	3,834	3,834
Interlagos - SP	carga	2,611	2,611	2,611	3,834	3,831	3,815

A tabela 6 apresenta as $TUST_{RB}$ para barra de Interlagos para geração e carga com os valores do fator de ponderação máximo e mínimo igual a 0%, com sinal locacional máximo.

Tabela 6: TUST_{RB} para carga com fator de ponderação de 0%.

Informação das barras		TUST-RB (R\$/kW)			TUST-RB (R\$/kW)		
		Gerador			Carga		
Nome	Entrada	atual	+50	+300	atual	+50	+300
Interlagos - SP	geração	-1,468	-1,372	-1,368	5,312	5,217	5,217
Interlagos - SP	carga	-1,468	-1,563	-1,563	5,312	5,402	5,379

Podemos verificar através dos valores apresentados para a simulação com sinal locacional nulo, que normalmente a tarifa para a geração de energia é mais baixa, devido a sobra de potência conectada a rede, que divide por mais agentes a mesma quantia da RAP.

Já as tarifas para a categoria do usuário conectado, temos a diminuição da tarifa individual, causada pelo aumento da potência total conectada ao sistema, e para a categoria que não tem sua magnitude alterada, não há variação do valor da tarifa, mostrando que a repartição de 50% para cada categoria não é influenciada pela entrada de cargas com valores de até 300MW.

E através da simulação com sinal locacional máximo, confirma-se a suposição inicial de que a barra de Interlagos é realmente uma barra deficitária de energia e com grande concentração de carga, pelos valores da tarifa de geração ser negativa e a tarifa de carga ser alta.

A entrada de um gerador em Interlagos configura um alívio do sistema, demonstrado pela diminuição do valor da tarifa da demanda e aumento do valor da tarifa da geração. Já a entrada de nova carga, causa aumento do fluxo de potência na direção da barra, verificado pela diminuição do valor da tarifa para a geração, e aumento do valor para a demanda, mas o aumento da potência desta carga, de 50MW para 300MW, causou uma pequena diminuição do valor da tarifa, provavelmente causado por alterar a configuração do fluxo de potência.

9. DISCUSSÃO

Pelo apresentado neste trabalho, verifica-se que o Brasil seguiu a tendência mundial de privatização do setor elétrico, nos moldes de outros países, desverticalizando e regulamentando o setor. Também foi estabelecida uma tarifa de transmissão de energia com base nos Custos Marginais de Longo Prazo e criada uma variante – Metodologia Nodal em conjunto com uma parcela da metodologia Selo postal, e procedimentos que garantem uma remuneração fixa aos agentes e uma tarifa variável aos usuários do sistema, com base no uso que cada um faz dele e no nível de carregamento de suas instalações.

Muitas discussões ainda estão por vir, visando tornar esta metodologia mais eficiente. Mas pode-se verificar com as simulações apresentadas que há um sinal locacional, um dos principais objetivos. Para verificar se esta é a mais adequada, há uma série de avaliações a fazer, inclusive em relação às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

Encontram-se em discussão 5 resoluções normativas da ANEEL na Audiência Pública 010/05, que tratam da contratação, acesso, uso e composição da Rede Básica, implementação de reforços e melhorias e custos de sobrecarga.

O programa Nodal é uma boa ferramenta de cálculo da tarifa e até certo ponto fácil de utilizar. Mas quando se deseja trabalhar com ela para fazer estudos mais aprofundados da metodologia e suas variantes regulamentadas ou mesmo as que dizem respeito a metodologia de cálculo propriamente dita, o programa apresenta alto grau de engessamento, não sendo possível se fazer análises como, por exemplo, dos valores regionais de fluxo de potência ou da parcela Selo aplicada à tarifa. Além disso, é difícil a manipulação dos dados de entrada, como composição da rede, valores de por equipamentos, conexão de novas demandas, entre outros.

O programa também apresenta um defeito em relação à opção de conexão de novos empreendimentos de geração, chamada de “Montagem de arquivo espelho”, em que é inserido no arquivo referente as usinas, um valor dez vezes menor que o valor especificado no campo relativo a potência da nova usina, sendo necessária a multiplicação por dez, dos valores inseridos nesta opção do programa para a realização das simulações efetuadas neste trabalho.

Muitos outros estudos poderiam ser realizados para a análise desta metodologia, mas seriam necessários maiores recursos do programa, não disponíveis.

10. CONCLUSÃO

Este trabalho permitiu ter-se um melhor entendimento da metodologia adotada de tarifação da transmissão de energia no Brasil através do estudo da composição destes custos, das metodologias existentes de tarifação e de experiências internacionais que serviram como modelo, estudo do atual modelo e da regulamentação vigente e manipulação do programa Nodal da ANEEL pela simulação de casos para verificar a variação das tarifas pela entrada de novos empreendimentos, e o impacto do fator de ponderação na $TUST_{RB}$.

Através do estudo das metodologias existentes para cálculo da tarifa, conclui-se que a metodologia adotada no Brasil é uma das mais eficientes entre as existentes e que se baseia em metodologias de divisão dos custos proporcionalmente ao uso que cada um faz, que torna o sistema mais eficaz e confiável.

O estudo das experiências internacionais permite concluir que no Brasil as regras para o cálculo destas tarifas ainda não estão completamente maduras, mas apresentam-se em ampla discussão pelo setor e com maior disponibilidade de informações à sociedade e aos agentes, com a disponibilização a todos da metodologia, bem como do programa usado para tal.

A regulamentação da tarifa ainda não está concluída, mas caminha no sentido de se transformar numa metodologia extremamente eficaz e que poderá se tornar referência para outros países que possuam um setor energético descentralizado e com geração de energia baseada em hidrelétricas, ou fontes de energia periódicas, ou com necessidade de localização distantes dos centros de consumo, como eólicas.

Verifica-se que a ferramenta disponibilizada para o cálculo das tarifas não permite estudos mais profundos sobre estas variações, pois não permite alteração de parâmetros fundamentais, acesso a memorial de cálculos e conhecimento do montante da parcela Selo adicionada na tarifa, o que dificulta propor alterações dos dados da rede, das cargas e da geração. Para uma ampla análise de sensibilidade seria importante uma reformulação da ferramenta, visando a melhor utilização desta por seus usuários e possibilitando maior flexibilidade e possivelmente, o planejamento de novos empreendimentos.

11. REFERÊNCIAS

- [1] SAUER I. L. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Instituto de Eletrotécnica da USP. 1º versão, São Paulo, 2002.
- [2] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 18 mar. 2005.
- [3] TAKAHATA, D. Custos de Transporte de Energia Elétrica – Análise de Metodologias. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Escola Politécnica da USP. São Paulo, 1997.
- [4] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos. Nota técnica 003/1999-SRT. Brasília, 1999. Disponível em <www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Metodologia_completa.pdf>.
- [5] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nodal Versão 3.3 – Programa de simulação de tarifas de uso do sistema elétrico TUST_{RB} e TUST_{FR} – Manual do Usuário, Brasília, 2004. Disponível em <www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual_Nodal_V33.pdf>.
- [6] NATIONAL GRID <<http://www.nationalgrid.com/uk/>>. Acesso em: 1 jun. 2005.
- [7] ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELETRICIDAD <<http://www.enre.gov.ar/>>. Acesso em: 1 de jun. 2005.
- [8] RAMOS, Dorel Soares. Levantamento da Experiência Internacional em Tarifação de Transmissão. GT de Tarifas de Transmissão do Ministério de Minas e Energia. São Paulo, Julho/2000.
- [9] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. <www.ons.org.br/ons/>. Acesso em: 17 mar. 2005.
- [10] KIRCHENER, C. A. R. Malogro no setor elétrico: Retrospecto do processo de mercantilização da economia a partir dos anos 90. SP, edições SEESP, 2005.
- [11] MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Modelo Institucional do Setor Elétrico – Março/2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 18 mar. 2005.

ANEXO

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TARIFAS E ENCARGOS NODAIS

Introdução

A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos.

Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, através de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários.

Custos unitários e capacidades de transporte

Para a determinação das tarifas e encargos nodais utilizam-se custos unitários para cada elemento do sistema. Estes custos se determinam a partir dos custos de reposição, operação e manutenção típicos dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

Para a obtenção dos custos unitários utiliza-se valores de capacidade de transporte das linhas de transmissão ou distribuição padronizados por nível de tensão. Para os transformadores são consideradas suas potência nominais.

Encargos e tarifas nodais

Denomina-se encargo de uso ao valor obtido do produto da tarifa pelo montante contratado ou verificado.

Para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição, determinam-se, inicialmente, as tarifas nodais, mediante a solução do modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atende ao mercado representado.

A solução analítica do modelo é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema.

Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de carga linear. Cada sensibilidade tem a forma:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

Fórmula 1

Onde:

β_{Lb} é o fluxo incremental resultante na linha L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b.

F_L é o fluxo de potência na linha L.

I_b é a potência injetada ou retirada na barra b.

Através destes coeficientes determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{LINHAS} \beta_{Lb} \cdot Cust_L \cdot Carr_L$$

Fórmula 2

Onde:

π_b é a tarifa nodal da barra b

β_{Lb} é a sensibilidade da linha L em relação à barra b

$Cust_L$ é o custo unitário da linha L

$Carr_L$ é o fator de carregamento da linha L

A formulação matemática completa é descrita no documento Metodologia para cálculo de tarifas nodais integrante do processo que estabelece a Resolução de condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

O documento de metodologia e o programa para cálculo de tarifas nodais, estão disponíveis, mediante solicitação, na ANEEL.

(Fls. 13 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Anexo 1 - Escolha da Barra de Referência

Será demonstrado a seguir que a TARIFA NODAL DE CARGA AJUSTADA À RECEITA não varia ao se variar o barramento de referência.

Seja a tarifa nodal de carga do barramento (i) antes do ajuste:

$$\pi_i^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr}) c_l f p_l$$

onde:

π_i^C - tarifa nodal de carga do barramento (i) antes do ajuste;

β_{li} - fator de sensibilidade do ramo l com relação ao barramento (i);

β_{lr} - fator de sensibilidade do ramo l com relação ao barramento de referência (r);

n - número de ramos do sistema;

c_l - custo unitário do ramo l;

$f p_l$ - fator de ponderação dos fatores de sensibilidade pelo fluxo de potência ativa no ramo l.

Por simplicidade e visto que não alterará a análise a seguir será adotado:

$$c_l f p_l = 1.0$$

A receita (R_i) proveniente do barramento (i) devido a carga d_i será dado por:

$$R_i = \pi_i^C d_i$$

A receita total (R) referente ao Sistema Elétrico será:

$$R = \sum_{j=1}^m R_j = \sum_{j=1}^m \pi_j^C d_j$$

onde m é o número de barramentos do sistema.

Se a receita permitida (RC) for superior a receita total R, deve ser compensada:

$$R_{compensada} = RC - R = RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^C d_j$$

(Fls. 14 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Esta receita a ser compensada deve ser dividida pelo montante de carga do sistema, resultando em um valor Δc a ser acrescentado a todos barramentos igualmente, como um selo:

$$\Delta c = \frac{R_{compensada}}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j}$$

Logo:

$$\pi_i = \pi_i^c + \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j}$$

onde π_i é a tarifa nodal de carga do barramento (i) ajustada à receita.

$$\begin{aligned} \pi_i &= \pi_i^c + \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{\pi_i^c \sum_{j=1}^m d_j + RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \\ &= \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\pi_i^c \sum_{j=1}^m d_j - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m \pi_i^c d_j - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \\ &= \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m (\pi_i^c - \pi_j^c) d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} \end{aligned}$$

Desenvolvendo a expressão acima tem-se:

(Fls. 15 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$\pi_i^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr})$$

Tem-se ainda:

$$\pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{lj} - \beta_{lr})$$

e ainda:

$$\pi_i^C - \pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr}) - \sum_{l=1}^n (\beta_{lj} - \beta_{lr}) = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lj})$$

Conforme já demonstrado, a diferença entre dois fatores de sensibilidade para o mesmo ramo e barramentos diferentes é a mesma independente do barramento de referência escolhido, só dependendo das admitâncias da rede. Com isso, tem-se:

$$\pi_i^C - \pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lj}) = \text{constante} = K_{ij}^{\text{rede}}$$

Logo:

$$\pi_i = \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m K_{ij}^{\text{rede}} d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC + \sum_{j=1}^m K_{ij}^{\text{rede}} d_j}{\text{CARGA TOTAL DO SISTEMA}}$$

Como todos os valores apresentados na expressão acima são valores constantes, para qualquer barramento de referência escolhido, pode-se concluir que a TARIFA NODAL DE CARGA DE QUALQUER BARRAMENTO AJUSTADO À RECEITA também é constante, independente do barramento escolhido como referência:

$$\pi_i = \text{CONSTANTE} \forall_{ref}$$

Roteiro para entrada de novas cargas no sistema.

(Programa Nodal versão 3.3)

1. Selecionar a barra onde a carga ira se conectar pelo numero apresentado no arquivo com extensão “.DC” na área DBAR.
2. Entrar com o nome do caso a ser simulado na linha referente à área TITU do arquivo .DC com um máximo de 80 caracteres.
3. Entrar com o valor da carga em MW na linha referente à barra selecionada no lugar dos caracteres 56 ao 60 para carga na ponta e 61 ao 65 para a carga fora da ponta (valor não utilizado) e colocar o numero 97 no lugar dos caracteres 75 e 76, caso estejam em branco, para diferenciação desta barra.
Obs.: se já tiver algum numero no lugar do valor da potencia, some a carga a ser adicionada ao valor da já existente, e no lugar dos caracteres 75 e 76 não alterar os dados.
4. Salvar o arquivo editado com nome diferente do utilizado como base. (cuidado com o limite máximo de 115 caracteres para o nome do arquivo contando a partir do diretório raiz. Ex: C:\dados\CASO1\CASO1.DC contem 23 caracteres).
5. Incluir uma linha, comando <CTRL> + <ENTER>, no arquivo de entrada com extensão .TED na linha superior a linha “ 98 CONSUMIDOR LIVRE” com o nome da carga a ser conectada.
Ex: “ 97 CONECTADA”. Lembrar sempre se respeitar a tabulação dos arquivos. Salvar este arquivo com o mesmo nome do arquivo .DC. EX: CASO1.TED.
6. Salvar os demais arquivos de entrada, com extensão .TRA, .USI, .RCO e .NBD, com o mesmo nome do arquivo .DC.