



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL - 27
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – HISTÓRICO DE ANÁLISES

**Valdson Simões de Jesus* - CHESF
José Cleber Teixeira - CEMIG**

RESUMO

O Decreto nº 2.655/98 instituiu as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição e que as tarifas correspondentes deveriam assegurar tratamento não discriminatório aos usuários, estimular novos investimentos na expansão dos sistemas, induzir a utilização racional dos sistemas e minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos. Dentro deste novo ambiente, a **Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST**, destinada a remunerar o serviço de transmissão prestado a cada acessante, passou a ter um papel relevante na definição da atratividade de cada projeto e na escolha do investidor diante das possíveis alternativas de conexão de seu empreendimento à rede elétrica.

Os custos relacionados a esses serviços deviam ser distribuídos de forma a compensar os custos de investimento, manutenção e operação das empresas de transmissão e ao mesmo tempo fornecer sinais econômicos eficientes, que induzisse os agentes a instalar novas fontes de geração em locais mais adequados para o sistema elétrico como um todo. Para este fim foi desenvolvida a Metodologia Nodal, levando em consideração o ponto de conexão do acessante à Rede Básica.

Este artigo apresenta uma visualização da evolução das várias propostas de implementações para esta metodologia e seus desdobramentos entre os agentes do setor elétrico, enfocando os pontos de destaque em cada uma das abordagens contempladas nesta discussão.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento, Tarifa Nodal, Sistema de Transmissão, Expansão.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Lei nº 9.074/95 garantiu o livre acesso à toda a rede de transmissão e de distribuição das concessionárias. O art. 8º do Decreto nº 1.717/95, regulamentou o art. 17 desta Lei, determinando que a Eletrobrás, com base em proposta elaborada pelo GCPS e GCOI apresentasse ao órgão regulador da época (DNAEE), uma relação das instalações de transmissão que deveriam formar esta Rede. O DNAEE publicou então a Portaria 244 em junho de 1996, definindo pela primeira vez as instalações existentes que integraram a Rede Básica.

O Decreto 1009/93 tinha criado o SINTREL (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica). Este acordo institucional, segundo a portaria DNAEE 337/94, deveria contemplar, dentre outros, uma metodologia com os seguintes parâmetros: localização da geração e da carga e percursos de transação bilateral; transação firme ou interruptível; transação durante a máxima utilização do sistema ou fora deste período e transação de curta, média e longa duração. O modelo matemático deveria também considerar o rateio dos custos entre os consumidores nativos e os acessantes no que diz respeito à utilização dos sistemas. Esta metodologia baseava-se na simulação do uso compartilhado da rede de transmissão, atribuindo-se ao agente acessante custos proporcionais à

*Rua Delmiro Gouveia, 333 – Sala D203 – Bongi - CEP 50761-901 - Recife - PE - BRASIL
Tel.: (081) 3229-2439 - Fax: (081) 3229-2471 - e-mail: valdsons@chesf.gov.br

intensidade e forma de utilização das instalações de transmissão, destinados à cobertura dos custos fixos e custos vinculados às perdas, para a cobertura dos custos variáveis de operação.

Em meados de 1996 foram contratados como consultores, o consórcio liderado pela consultora Coopers&Lybrand para um estudo global e profundo que servisse de base para proposta de reforma em longo prazo. Ocorreram também discussões paralelas, sob coordenação da Secretaria de Energia do MME, com ampla participação dos setores interessados, sobre os temas propostos pelos consultores. Caberia dar início, no âmbito do MME, o detalhamento e a conseqüente implementação das recomendações.

No ano de 1997, o Ministério de Minas e Energia, no âmbito do “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – **RE-SEB**”, recomendou que fosse feita a segmentação da rede elétrica em dois sistemas distintos: o de Transmissão e o de Distribuição, considerando a diferenciação nas características das instalações integrantes desta rede. Tal classificação se deu para fins de estabelecimento de regras para cada sistema que levassem em conta suas especificidades e para a identificação da responsabilidade dos agentes em relação a cada rede, no que concerne à sua operação, manutenção, expansão e, inclusive, à remuneração das instalações.

O critério utilizado para a segmentação da rede baseou-se no nível de tensão das instalações integrantes, sendo classificadas como de transmissão aquelas que apresentassem tensão nominal igual ou superior a 230 kV e como de distribuição as demais instalações da rede elétrica, excetuando-se as instalações das centrais geradoras.

No sistema de transmissão, as instalações com um caráter mais sistêmico e que não fossem de uso exclusivo foram consideradas como integrantes de uma **Rede Básica**, cujos propósitos maiores são o escoamento da produção das centrais geradoras até os grandes centros de carga, bem como promover interligações entre regiões, possibilitando a otimização da produção energética do país através da exploração da diversidade hidrológica das bacias regionais. No caso brasileiro, ela é uma rede com características condominiais, isto é, seus múltiplos proprietários vêm procurando atuar de forma coordenada e cooperativa tanto no planejamento quanto na operação da mesma.

Em julho de 1998 a ANEEL - novo agente regulador, tendo em vista a necessidade de revisar a composição da Rede Básica estabelecida pela Portaria DNAEE nº 244/96 de forma a adequá-la à reestruturação do setor elétrico, decorrente da Lei nº 9.648/98 e do Decreto nº 2.655/98, publicou a Resolução 245/98, definindo como rede Básica a malha constituída por todas as linhas de transmissão em tensões de 230kV ou superior e subestações que continham equipamentos em tensão de 230kV ou superior. Posteriormente esta resolução foi substituída pela Resolução 433/00, excluindo os transformadores com tensão inferior a 230kV. A Resolução 489/02 permitiu novas formas para implementação destes transformadores. Finalmente, a Resolução 067/04 incluiu estes transformadores como instalações de Rede Básica, mas tendo seus custos atribuídos aos usuários que destes fazem uso.

Visto que um dos objetivos fundamentais na cobrança de encargos de transmissão é o incentivo aos investimentos eficientes em geração e transmissão, bem como a excelência operacional, foi recomendada a adoção de encargos separados para o uso do sistema de transmissão e para as instalações de conexão. Com isto, expurgaram-se do sistema de precificação da Rede Básica aqueles ativos cuja necessidade de implantação tenha se dado por causa de um usuário específico.

A cobertura dos custos associados às instalações integrantes da Rede Básica, por seu caráter sistêmico e influência inter-regional, é feita através do rateio dos mesmos entre todos os usuários desta rede, sujeitos ao pagamento de encargos baseados nas TUST, estabelecidas pela ANEEL, em conformidade com o disposto na Resolução 281/99.

A adoção da metodologia nodal no Brasil, teve sua idealização proposta no ambiente do Projeto RE-SEB. Nesse contexto, a ANEEL implantou a metodologia de tarifação nodal, estabelecida pelas resoluções 281/99 e 282/99. Por ela, as tarifas eram calculadas anualmente, tomando por base a configuração do sistema de transmissão na condição de carga máxima esperada para o período tarifário de vigência (de 01 de julho de cada ano até 30 de junho do ano seguinte).

2.0 - TARIFA NODAL

O método de Precificação Associada ao Investimento recomendada no âmbito do Projeto RE-SEB, foi o ponto de partida para o desenvolvimento da metodologia escolhida pela ANEEL para o estabelecimento das tarifas de uso da Rede Básica hoje praticadas.

Nesta metodologia, estabelecida pela Resolução 281/99, os encargos de uso da transmissão de cada usuário, gerador ou consumidor, são definidos em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente de eventuais contratos bilaterais entre geração e carga. Essas tarifas são denominadas nodais, em contraposição às metodologias ponto-a-ponto utilizado no SINTREL, em que é necessário relacionar a barra de injeção à barra de retirada.

No cálculo de tarifas nodais, procura-se refletir a variação do custo de expansão do sistema de transmissão devido à presença de cada usuário, tratando-se, portanto, de uma aproximação dos custos marginais de longo prazo da transmissão. A aplicação desta metodologia é feita em duas fases distintas, descritas a seguir.

2.1 Fase 1 – Determinação dos custos nodais

Durante esta fase são calculadas as tarifas para cada nó (barra) do sistema, considerando a variação nos fluxos em cada elemento da Rede Básica quando da injeção não simultânea de 1 kW nesta barra e sua retirada em uma barra de referência previamente estabelecida. Matematicamente os custos são determinados pela expressão a seguir:

$$\pi_i = \frac{1}{12} \sum_J^{n_{RB}} \beta_{i,J} \times c_j \times CF_j$$

sendo:

- π_i - tarifa nodal (R\$/kW mês);
- n_{RB} - número de elementos da Rede Básica;
- $\beta_{i,j}$ - variação no fluxo do j-ésimo elemento da Rede Básica decorrente da injeção de 1 kW na barra i;
- c_j - custo anual unitário do j-ésimo elemento da Rede Básica – valores padrão de reposição por capacidade padrão (R\$/kW);
- CF_j - fator de carregamento, com valor entre 0 e 1 para cada circuito, em função do grau de carregamento do mesmo em relação a sua capacidade padrão.

O custo nodal π_i obtido através da formulação acima é uma aproximação do custo marginal de longo prazo (CMLP) associado ao referido nó e reflete o investimento futuro que seria necessário para repor a capacidade utilizada. Esta abordagem apresenta uma vantagem em relação ao processo tradicional de cálculo dos CMLP, uma vez que ela pressupõe que a rede irá expandir sua capacidade com a mesma topologia e, assim sendo, independe de previsões quanto ao plano de obras futuro.

Como característica marcante do custo nodal, destaca-se a sinalização locacional refletida na magnitude e no sinal dos π_i . Estes custos tendem a ser elevados para cargas localizadas junto a centros de carga e reduzidos (ou até negativos) para gerações localizadas junto a centros de carga. A recíproca pode ser verificada, ou seja, custos elevados para geradores localizados em regiões fortemente exportadoras e reduzidos para as cargas ali conectadas.

2.2 Fase 2 – Ajuste do nível tarifário

Em se aplicando os custos determinados na fase anterior como tarifas de uso da Rede Básica, não há garantias de que estará assegurada a recuperação da receita necessária para a cobertura dos custos da Rede Básica existente, definida pela Receita Anual Permitida - RAP. Para se assegurar a cobertura da receita necessária, é aplicada uma parcela aditiva (selo) aos custos acima calculados. Os valores de tarifas se aplicados para os usuários (cargas e gerações, respectivamente) após a aplicação deste ajuste asseguram a recuperação total da receita anual permitida.

A Figura 1 ilustra de forma esquemática, esta metodologia.

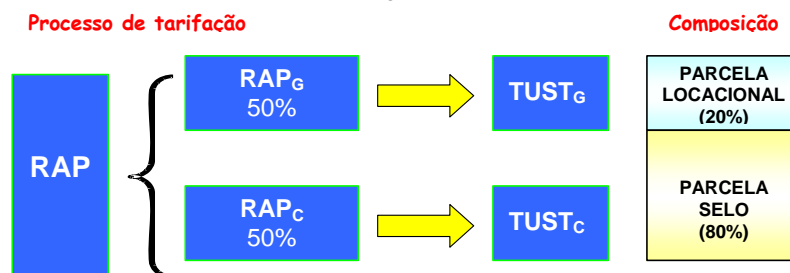


FIGURA 1

3.0 - REVITALIZACAO DO SETOR ELÉTRICO

3.1 Discussões abordadas pelo Comitê de revitalização do Setor Elétrico

A revisão da metodologia de cálculo das TUST foi proposta pela então Câmara de Gestão da Crise de Energia - GCE, como um dos 33 temas abordados pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Este Comitê foi criado pela Resolução 018/01 desta Câmara, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo. Esta revisão foi o tema 9 da relação dos 33, cujo grupo de estudos deste tema 9 foi coordenado pela ANEEL. Foi constatado na época que:

- Qualquer alteração nas premissas do cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão, para aumentar a sinalização locacional, implica em aumentar a volatilidade das tarifas num determinado período, pois representam um “trade-off” característico da metodologia.
- Algumas adaptações poderiam ser implementadas para resultar em uma sinalização mais coerente com os custos da rede elétrica: anualização explícita dos custos de reposição, uso das capacidades contratadas nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – **CPST**, e alteração dos valores dos fatores de carregamento estabelecidos pela ANEEL.
- Constatou-se também a importância de analisar a sinalização econômica da tarifa de uso do sistema de transmissão em conjunto com a sinalização das perdas elétricas, por se entender que seriam sinais complementares: o primeiro relacionado à demanda e o segundo à energia, evitando assim a aplicação de sinais desnecessariamente intensos.
- As alternativas para tratamento da confiabilidade seriam, em ordem crescente de simplificação:
 1. Adoção de modelos probabilísticos de confiabilidade, conforme proposta do planejamento da expansão. Esta alternativa não foi considerada para fins de aplicação imediata, uma vez que a metodologia ainda não estava operacionalizada.
 2. Adoção de um critério de confiabilidade determinístico (N-1 ou N-2). Esta alternativa permite refletir, ainda que de forma inexata, a diferença de confiabilidade entre as diferentes áreas. Entretanto, as tarifas seriam mais elevadas nas áreas com menor confiabilidade.
 3. Adoção de fatores de confiabilidade, a serem aplicados sobre a capacidade da rede dimensionada para condições normais de operação. Nessa hipótese, poderia ser adotado um único fator de confiabilidade para todo o sistema ou fatores diferenciados por área, tipo de equipamento e nível de tensão. Se fosse adotado um único fator de confiabilidade para todo o sistema, as tarifas nodais não refletiriam a diferença de confiabilidade entre as diferentes áreas, deixando de indicar os custos de investimento, diferenciados, necessários para atender ao crescimento da demanda em cada ponto do sistema. Fatores diferenciados por área passaria pelo julgamento subjetivo do planejador. Assim, essa alternativa seria mais difícil de implementar que um critério de confiabilidade determinístico que, por ser independente de subjetividade, seria menos sujeito a questionamentos.

O fator de confiabilidade amplifica de forma homogênea a parcela de sinal locacional de todas as tarifas nodais. Desta forma, seria acrescentada quantidade ao sinal locacional, mas não qualidade, pois as diferenças regionais não seriam consideradas.

- A utilização de fatores multiplicativos antes do cálculo da parcela de selo amplificava os sinais locais, e podia levar a discrepâncias espaciais exageradamente grandes. Além disso, os valores obtidos após a multiplicação teriam um nível de ampliação que dependeria da barra de referência utilizada, o que não seria uma característica desejável. Uma maneira de minimizar esta característica seria aplicar o fator de ajuste multiplicativo após definir uma barra de referência fictícia de modo a se obter um determinado percentual da remuneração esperada.
- Em relação à capacidade das linhas de transmissão, a mudança do valor padrão para os constantes nos CPST não introduziria maiores mudanças nos valores obtidos. Convinha, portanto, verificar o ganho obtido com a utilização de valores mais realistas e constantes em contratos, em detrimento da melhor reprodutibilidade de capacidades das linhas existentes ou futuras, quando consideradas as capacidades padrão.

3.2 Discussões abordadas no âmbito do CGSE

Em 30 de junho de 2002, foi extinta a GCE e criada a Câmara de Gestão do Setor Elétrico - **CGSE**, que passou a ser integrante do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. A CGSE, dentre outras atribuições, estava encarregada de finalizar o trabalho de Revitalização do Modelo.

Paralelamente aos estudos deste Grupo, o Ministério de Minas e Energia, como coordenador do CCPE, estruturou uma reavaliação do assunto, com o objetivo de analisar os aspectos específicos de planejamento da expansão do sistema, com a preocupação essencial da manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda, função esta assumida pelo Governo. O grupo formado concluiu seus trabalhos praticamente ao mesmo tempo do GT-9, propondo uma nova abordagem a ser utilizada na metodologia nodal, para o cálculo da TUST.

Com a convergência dos 33 temas para seis grupos mais abrangentes, definidos no âmbito da CGSE, para a finalização dos trabalhos do Comitê de Revitalização, os relatórios dos dois grupos acima mencionados foram incorporados pelo GT-6, que discutiu temas relacionados com a expansão da transmissão, com o propósito de encaminhamento das soluções propostas para os problemas identificados. Estas soluções foram indicadas no Relatório de Progresso 4, que consolidava as ações e propostas de todos os seis grupos formados pela CGSE.

As principais diretrizes das mudanças propostas por este grupo, e reportadas no item 6.1 do referido Relatório, referente à revisão das tarifas de transmissão, foram:

- A tarifa a ser adotada para as novas usinas térmicas seria determinada através do cálculo dos custos nodais, sem ajuste e sem a aplicação do fator de carregamento.

Diferentemente da metodologia definida pela Resolução 281/99, todas as barras de carga de um submercado seriam tomadas como referência, ou seja, 1 kW injetado em determinada barra não seria retirado em apenas uma barra, mas em todas as barras de carga do submercado, ponderado por sua carga em relação à carga total do submercado. Como consequência, o encargo total a ser arrecadado das cargas com as tarifas obtidas seria nulo, por submercado.

Seriam estabelecidas tarifas de uso para cada nova usina a ser instalada no ciclo tarifário em análise, a partir da aplicação da formulação proposta. Para tanto, considerava-se, como custo anual de cada ativo, o seu valor de reposição anualizado por uma taxa de retorno e vida útil definidas pela ANEEL. Desta forma as tarifas seriam numericamente iguais aos custos marginais de longo prazo, calculados para cada nó.

As usinas térmicas, depois de celebrados os contratos cabíveis, teriam suas tarifas estabelecidas quando de sua entrada em operação e congeladas (a menos de atualizações monetárias de acordo com regras definidas pela ANEEL) durante o período de vigência contratual ou outro prazo, a ser definido pela ANEEL. Ampliações seriam tratadas como uma nova usina para efeito de tarifação, estando sujeitas à tarifa nodal de uso do sistema de transmissão vigente quando da ampliação. Da mesma forma, cada nova usina teria sua tarifa calculada para a configuração existente na data de sua implantação.

Os geradores térmicos existentes quando do início da utilização da nova metodologia teriam suas tarifas de uso fixadas em relação aos valores publicados pela ANEEL vigentes à época. Da mesma forma que os novos geradores térmicos, essas tarifas seriam congeladas durante o período contratual do empreendimento ou prazo definido pela ANEEL.

- O total a ser arrecadado com os geradores hidráulicos seria:

$$E^H = RAP - E^T$$

onde E^T são os encargos devidos aos geradores térmicos. A tarifa a ser adotada para as usinas hidráulicas seria única, caracterizando um selo.

$$T^H = \frac{E^H}{\sum_h^{nb_H} P_h^H}$$

em que nb_H é o total de geradores hidráulicos e P_h^H é a capacidade instalada de geração hidráulica na barra "h". As usinas hidráulicas teriam uma tarifa selo, que variaria em cada ciclo tarifário, de forma a assegurar a recuperação da receita anual necessária à Rede Básica.

O fluxograma ilustrado na Figura 2 apresenta, de forma simplificada, um esboço do processo proposto.

A proposta de Resolução 014/2002 do CNPE seguiu recomendação contida no Relatório de Progresso 4 do Comitê de Revitalização, na seção específica sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão.

As recomendações desta resolução foram acatadas e promulgadas pelo Decreto 4.562/02, que definia que a ANEEL deveria revisar a sistemática de cálculo das TUST definida na Resolução 281/99, observando, entre outras, as seguintes diretrizes: estabelecimento de tarifas com sinal locacional pleno para empreendimentos não participantes do MRE, com valor fixo durante todo o período da concessão/autorização, e tarifas médias (selo) para os participantes do MRE, sem valor fixado de um ciclo tarifário para outro; alteração dos percentuais de atribuição de responsabilidade de pagamento dos encargos de transmissão para 80% para os geradores e 20% para a classe consumo e criação de tarifa de transmissão adicional para geradores cujo custo de integração a rede fosse maior que a média.

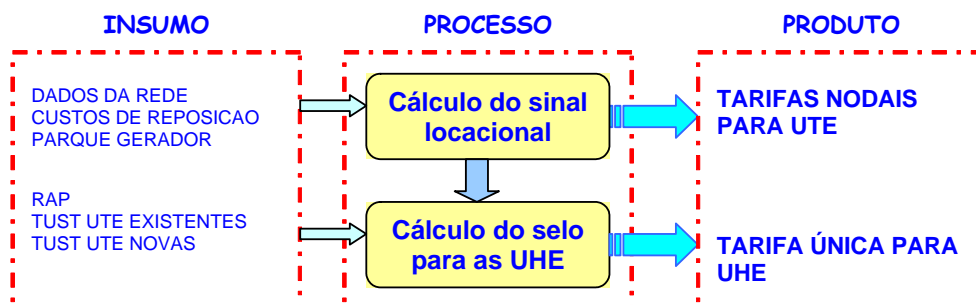


FIGURA 2

A Figura 3 ilustra de forma esquemática, a metodologia proposta pelo Decreto 4.562.

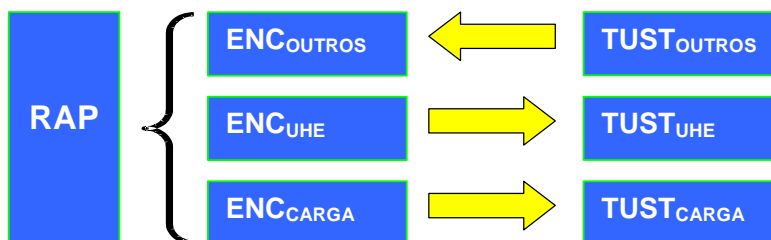


FIGURA 3

Entretanto, a ANEEL emitiu e encaminhou ao MME por meio do Ofício nº 276/2003, os resultados obtidos com a aplicação das diretrizes regulamentadas pelo Decreto 4.562/02 e constantes da Nota Técnica 015/03, como seqüência nas providências de sua competência. Alguns destes questionamentos são resumidos por:

- 1) Em relação ao estabelecimento de tarifa locacional plena, com valores fixados, para geradores não participantes do MRE e tarifa “selo” com reavaliação anual, para os participantes do MRE, a ANEEL sugeriu que o período para consideração do valor fixado poderia ser o referente ao prazo necessário para o retorno de investimento pelo empreendedor, ou seja, 10 a 12 anos.
- 2) Quanto a alteração de percentuais no rateio dos custos entre geradores e carga, de 50%/50% para 80%/20%, a ANEEL argumentou que este era um claro incentivo aos geradores térmicos, via aumento dos encargos para geradores hidráulicos. O GT-6 recomendou estes percentuais por entender que estes índices seriam suficientes para preservar os diferenciais de custos entre transmissão e distribuição para a carga, no acesso à rede, evitando, além disso, problemas que poderiam surgir na questão das ultrapassagens da demanda contratada pelos consumidores, caso a TUST desse segmento fosse por demais reduzida.
- 3) A ANEEL também argumentou que, enquanto órgão regulador, não era de sua competência definir a política tarifária para o setor e, ademais, entendia que o detalhamento para o processo de transição dependia de diretrizes do MME, não sendo, portanto objeto de Resolução ANEEL, o que levava à necessidade de o MME, com o suporte do CNPE, tratar esta questão por meio de Decreto ou Portaria.

O Poder executivo então publicou o Decreto 4.713/03, revogando o art. 4º do Decreto 4.562/02, que estabeleceu normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica, assim como tarifação e preço de energia elétrica; dispôs sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; definiu valores normativos; estabeleceu a redução do número de submercados e diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das TUST.

4.0 - NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

O artigo 9º da Lei 10.848/04, deu nova redação ao art. 3º da Lei nº 9.427/96, dispondo sobre a comercialização de energia elétrica e, entre outros, indicou a necessidade de utilização de sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

Visando atender o disposto na alínea b do inciso XVIII do art. 9º da Lei. 10.848/04, a ANEEL propôs três alterações nas premissas utilizadas na metodologia em uso desde a publicação das Resoluções ANEEL 281/99 e 282/99:

- a. Adotar os fatores de carregamento para cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão a partir de uma rampa variando de zero a um, para carregamentos nas linhas e transformadores variando entre zero e cem por cento da capacidade de cada elemento, respectivamente. Estes fatores seriam utilizados tanto para as unidades consumidoras quanto para as unidades geradoras;
- b. Substituir a parcela de selo adotado na forma de cálculo da tarifa de uso final vigente, por duas parcelas: uma aditiva e outra multiplicativa; e,
- c. Adotar como energia assegurada para as usinas térmicas, um valor de referência de contratos “take-or-pay” de 70%. Ou seja, as usinas térmicas não seriam consideradas despachadas em 100%, mas neste menor valor, procurando refletir situações mais realistas em termos de despachos proporcionais. As interligações internacionais seriam tratadas como agentes térmicos, na definição de sua energia assegurada. As usinas hidráulicas continuariam sendo despachadas proporcionalmente à sua energia assegurada.

Na seqüência, a ANEEL, convocou então a Audiência Pública 019/04 para expor sua proposta de regulamentação para atender a esta Lei, alterando a sistemática de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão,

atendendo ao disposto no inciso XVIII, art. 3º, da Lei 9.427/96, incluído pelo art. 9º da Lei nº 10.848/04. Nessa Audiência, foram encaminhadas sugestões de diversos agentes do setor elétrico.

Mas o Decreto nº 5.163/04, em seu art. 66, estabeleceu que cabe ao Ministério de Minas e Energia a definição de metodologia locacional para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST, visando a sua estabilidade. A ANEEL então resolveu publicar as tarifas para o ciclo tarifário 2004/2005 na Resolução Normativa nº 71/04, seguindo as premissas contidas na Resolução 281/99.

5.0 - AJUSTES NA METODOLOGIA

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradores Térmicos impetrou Mandado de Segurança Coletivo contra a ANEEL, arguindo a ilegalidade da Resolução Normativa nº 71/2004, por não ter sido considerado o novo critério locacional definido pela Lei nº 10.848/04. A sentença nº 740-B/2004, expedida pela 6ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, de 5 de outubro de 2004, concedeu a segurança ao mandado e determinou a edição de novo ato regulamentar, de forma a contemplar os parâmetros definidos no inciso XVIII, art. 3º, da Lei nº 9.427/96, com a redação dada pela Lei nº 10.848/04.

A ANEEL então, publicou a Resolução Normativa nº 117/04, revogando a Resolução nº 282/99, introduzindo alterações em relação à metodologia vigente. As tarifas de uso do sistema de transmissão serão calculadas em conformidade com metodologia disposta no anexo da Resolução nº 281/99, considerando os seguintes parâmetros e critérios:

- rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de cinquenta por cento para as unidades geradoras e cinquenta por cento para as unidades consumidoras;
- limite mínimo de zero por cento e máximo de cem por cento para utilização nos fatores de carregamento dos carregamentos nas linhas de transmissão e transformadores do Sistema Interligado Nacional – SIN, para cálculo das tarifas aplicáveis aos segmentos geração e consumo;
- o despacho de todas as usinas geradoras considerado de forma proporcional às suas potências instaladas; e
- utilização das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, para as linhas de transmissão e transformadores de potência integrantes da Rede Básica.

Outra mudança na sistemática tem a ver com a revisão das tarifas, que até então eram calculadas para cada ciclo tarifário, sem levar em consideração os valores praticados no ciclo anterior. Assim, as unidades geradoras terão suas tarifas de uso do sistema de transmissão definidas anualmente, da seguinte forma:

- as novas unidades ou aquelas cujo montante de uso do sistema de transmissão contratado tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, terão suas tarifas calculadas de acordo com a sistemática já descrita; e
- As unidades cujo montante de uso do sistema de transmissão contratado não tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, terão suas tarifas prévias reajustadas por um fator de atualização multiplicativo, de forma a obter a parcela de 50% da RAP devida aos geradores.

Esta forma de reajuste permanecerá em vigência até o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão que entrarão em vigor a partir de 1º de julho de 2012. A Figura 4 ilustra de forma esquemática, a metodologia definida pela Resolução 117/04.

6.0 - CONCLUSÕES

A Tabela 1 a seguir apresenta um resumo das premissas das metodologias abordados em três momentos: O vigente até o ciclo tarifário 2003/2004 ,definido pela Resolução 281/99; a abordagem proposta no âmbito do CGSE, definido pelo Decreto 4.562/02, e as vigentes atualmente.

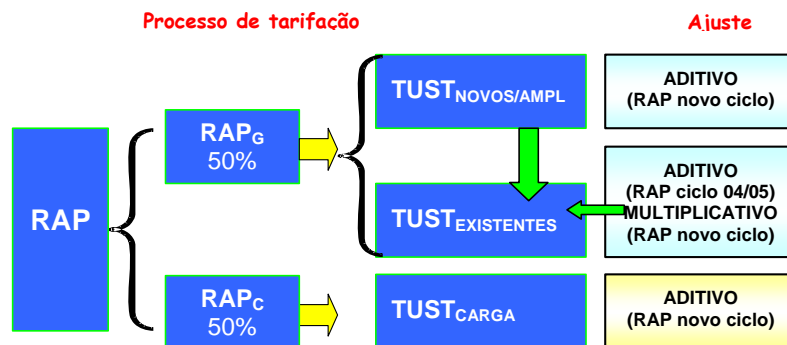


FIGURA 4

TABELA 1

AGENTE	RESOLUÇÃO 281/99	DECRETO 4.562/02	RESOLUÇÃO 177/04
Geradores hidráulicos	Tarifa nodal com ajuste aditivo	Tarifa selo baseada em 80% da RAP	Nodal com ajuste aditivo para os novos e também com parcela multiplicativa para os existentes
	Tarifas recalculadas anualmente	Tarifas recalculadas anualmente	Nodal calculada para os novos e reajustada para os existentes através da parcela multiplicativa
Cargas	Tarifa zonal para as cargas	Tarifa selo baseada em 20% da RAP	Tarifas por ponto de conexão
	Tarifas recalculadas anualmente	Tarifas recalculadas anualmente	Tarifas recalculadas anualmente
Geradores térmicos, eólicos e agentes exportadores e importadores	Tarifa nodal com ajuste aditivo	Tarifa nodal sem ajuste	Nodal com ajuste aditivo para os novos e também com parcela multiplicativa para os existentes
	Tarifas recalculadas anualmente	Tarifas fixas pelo período de autorização	Nodal calculada para os novos e reajustada para os existentes através da parcela multiplicativa

Constata-se que as alterações na forma de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão tiveram como foco a parcela de ajuste incorporada ao sinal locacional, assim como em relação à volatilidade de ciclos tarifários. Ao se alterar os fatores de ponderação no cálculo das tarifas e no despacho das usinas, últimas mudanças introduzidas neste cálculo, altera-se substancialmente a parcela de selo decorrente da aplicação das premissas constantes na Resolução 281/99. As regiões que têm sistemas menos malhados tendem a ter tarifas de uso por parte dos geradores mais elevadas, em decorrência da alteração nestas duas premissas.

A aplicação de um fator multiplicativo para as tarifas dos geradores existentes de um ciclo tarifário para outro não refletirá o uso do sistema expandido devido a estes geradores, uma vez que o reforço no sistema de transmissão de determinada região poderá resultar em maiores encargos para os geradores que já tenham tarifas elevadas, independentemente se os reforços tiverem sido realizados em outra região que não as de sua área de abrangência.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Relatório GCOI/GCPS, "Metodologia para valoração dos custos das transações de transmissão", Eletrobrás, março de 1995
- (2) Relatório de Progresso – GT-09 do Comitê de Revitalização – Tarifas de uso do sistema de transmissão, ANEEL, maio de 2002.
- (3) Nota Técnica –Tarifação de uso do sistema de transmissão, CCPE/MME, julho de 2002.
- (4) Relatório Final - Expansão da Transmissão GT6, MME, Câmara de Gestão do Setor Elétrico, outubro de 2002.
- (5) Relatório de Progresso Nº 4 Ano 2002 – MME, Câmara de Gestão do Setor Elétrico, novembro de 2002.
- (6) Nota Técnica nº 003/2003-SRT/ANEEL, Brasília/DF, 29 de janeiro de 2003.
- (7) Nota Técnica nº 028/2003-SRT/ANEEL, Brasília/DF, 20 de outubro de 2003.
- (8) Nota Técnica nº 030/2004-SRT/ANEEL, Brasília/DF, 01 de dezembro de 2004.