



**XXII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPL/29  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - VII**

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

**TARIFAS DE USO DA REDE ELÉTRICA – REVISÕES METODOLÓGICAS E SUAS IMPLICAÇÕES NOS  
ACESSANTES À REDE ELÉTRICA**

**Valdson S. de Jesus (\*)  
Renan dos S. Antunes  
ELETROBRAS**

**Ariene P. Pavan  
Emanoelli Cipriani  
ELETROSUL**

**Sergio P. Romero  
Sergio Pinheiro  
CEPEL/CHESF**

**Luiza M. de S. Carijó  
Wladimir B. Assumpção  
FURNAS**

**RESUMO**

A tarifação de uso da rede elétrica tem sido aplicada aos usuários da rede elétrica desde 1999, quando a Resolução 281/99 estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, regulamentando a metodologia Nodal.

O objetivo deste artigo é identificar os impactos e suas consequências entre os agentes consumidores e geradores, em função de possíveis alterações na metodologia de cálculo da TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), implementadas em 2013.

**PALAVRAS-CHAVE**

Sistema de transmissão, Tarifa de uso, Rede Básica, Rede Unificada.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O Decreto nº 2.655/98 instituiu as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, sendo 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.

Neste novo ambiente, a TUST destinada a remunerar o serviço de transmissão prestado a cada acessante (consumidor ou gerador) 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 deveriam 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 induzissem os agentes a instalar novas fontes de geração em locais mais adequados para o sistema elétrico como um todo. Para este fim, através do Anexo da Resolução 281/99 foi estabelecida a Metodologia Nodal para cálculo da TUST, levando em consideração o ponto de conexão do acessante à Rede Básica.

A Lei nº 10.848/04, em seu artigo 9º, que alterou a redação do artigo 3º da Lei nº 9.427/96, atribuiu à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a competência de definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e b) utilizar sinal locacional visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

Em junho de 2004 foi realizada a AP (Audiência Pública) 019/04, indicando a necessidade de se proceder a algumas alterações na metodologia e nos critérios para simulação das tarifas de transmissão. A ANEEL homologou a REN (Resolução Normativa) 117/04, estabelecendo novo procedimento de cálculo das  $TUST_{RB}$  da Rede Básica, baseadas na metodologia nodal. O artigo 4º desta Resolução estabeleceu que as unidades geradoras tivessem suas  $TUST_{RB}$  fixadas anualmente da seguinte forma: as unidades cuja potência instalada não tivessem sido alterada em relação ao ciclo tarifário anterior teriam suas tarifas prévias reajustadas por um fator de atualização, calculado da forma descrita no art. 5º.

As novas unidades ou aquelas cuja potência instalada tivessem sido alterada em mais de 5% (redação dada pela REN 399/10) em relação ao ciclo tarifário anterior teriam suas tarifas calculadas de acordo com a sistemática descrita no artigo 2º. Essa forma de reajuste permaneceria em vigência até o cálculo das  $TUST_{RB}$  que estariam em vigor até 30 de junho de 2013. Esta mudança procurava minimizar a incerteza gerada pela oscilação das  $TUST_{RB}$  face ao crescimento da rede e à volatilidade do sinal locacional principalmente para os novos geradores.

Neste mesmo ano, a ANEEL criou na REN 067/04 a  $TUST_{FR}$ , que incorporava os custos de uso associados aos transformadores de fronteira (tensão primária igual ou maior que 230 kV) e às Demais Instalações de Transmissão compartilhadas entre as concessionárias de distribuição. Os encargos associados à  $TUST_{FR}$  passavam a serem pagos exclusivamente pelas concessionárias de distribuição que dele se beneficiam. Esta Resolução também atualizava os critérios para classificação, inclusão e exclusão de equipamentos de transmissão da rede básica.

Em 2007 foi aprovada a REN 267/07, alterando a sistemática de cálculo da  $TUST_{RB}$  para os novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia. Esta nova sistemática de cálculo das  $TUST_{RB}$  procurava evitar que os empreendedores embutissem a incerteza na tarifa de venda de energia onerando desnecessariamente os usuários do segmento consumo e não atendendo o interesse público de modicidade tarifária. No ano seguinte, a REN 320/08 estabeleceu os critérios para a classificação das Instalações compartilhadas de geração, que seria constituída das instalações destinadas ao acesso de dois ou mais geradores, em caráter compartilhado.

Em 2009 foi publicada a REN 349/09, estabelecendo os critérios para o cálculo locacional das tarifas de uso do sistema de distribuição aplicáveis às centrais geradoras –  $TUSD_G$  conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV. Definiu-se então uma nova classificação de rede: RU - instalações de transmissão e distribuição, na tensão de 138 kV ou 88 kV, incluindo transformadores de fronteira, DIT e instalações de propriedade das concessionárias ou permissionárias de distribuição. Assim, os geradores que se conectassem neste faixa de tensão teriam a partir de então, sinal locacional associado a sua tarifa final de uso da rede elétrica.

Já em 2010, foi publicada a REN 399/10, que regulamentou as novas condições de contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível e temporário, assim como as formas de cálculo dos encargos de uso. Esta Resolução também trouxe alterações nas regras de contratação do uso do sistema de transmissão e alterações das regras de cálculo da  $TUST_{RB}$  no horário fora de ponta, calculada com o custo total rateado de forma proporcional ao total de  $MUST$  contratado em cada horário, ponta e fora ponta.

Em 2012, a REN 523/12 estabeleceu as disposições relativas ao cálculo extraordinário das  $TUST_{RB}$ , conforme o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Este cálculo teria abrangência apenas no primeiro semestre de 2013.

Em função das premissas que definiram a REN 117/04, cuja vigência seria até Junho de 2013, a ANEEL colocou em Audiência Pública uma proposição de novo procedimento de cálculo para o segmento geração, com consequências para o segmento consumo, a partir dos seguintes fatos entre outros:

- a) o fim do mecanismo de estabilização previsto na REN 117/04; e
- b) a mitigação da precificação do risco associada ao custo de transmissão, alocada no preço da energia comercializada pelos geradores.

Estas revisões na forma e abrangência de pagamento do uso da rede elétrica tem resultado em impacto na previsão e definição de valores futuros deste tipo de encargo entre os usuários da Rede Básica.

## 2.0 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DA $TUST_{RB}$

### 2.1 Metodologia nodal

A metodologia nodal de cálculo da  $TUST_{RB}$  é a forma que a ANEEL utiliza para calcular a tarifa locacional estabelecida em Lei, para ratear a cobertura das receitas associadas a Rede Básica em termos de RAP devida aos agentes de transmissão. Atualmente o cálculo é realizado com periodicidade anual entre julho de um ano a junho

do ano seguinte, período conhecido como ciclo tarifário. A receita é estimada para o ciclo tarifário, baseando-se na topologia da rede existente ou prevista para entrada em operação até o final deste período.

Para determinação das  $TUST_{RB}$  são observadas as ofertas e as demandas de potência em cada um desses períodos, estabelecendo para o instante e para cada barra do sistema o custo da injeção e/ou retirada de uma unidade adicional de potência. Esses valores obtidos podem ser economicamente associados ao uso das redes, representando, portanto, sinais econômicos de sua utilização, o que propicia a busca da efficientização da mesma.

Algumas hipóteses simplificadoras são utilizadas na modelagem do problema, como rede ideal de custo mínimo e expansão através de rotas existentes, associadas a algumas características necessárias à construção da solução do problema modelado, como a barra de referência, proporção do rateio entre geração e carga, parcela selo, despacho do caso base.

Além dos aspectos citados, a metodologia vigente de cálculo da  $TUST_{RB}$  tem algumas modificações que propiciam a adequação da metodologia nodal às condições de nossa legislação e de nosso sistema elétrico. Essas modificações podem ser denominadas regulatórias e têm como finalidade evitar a volatilidade tarifária e possíveis distorções geradas pela metodologia. Dentre as modificações destacam-se os fatores de ponderação e a estabilização contratual da volatilidade tarifária da REN 117/04. A Figura 1 ilustra, de forma esquemática, a forma de rateio através da  $TUST_{RB}$  antes das modificações devidas à AP 040/13.

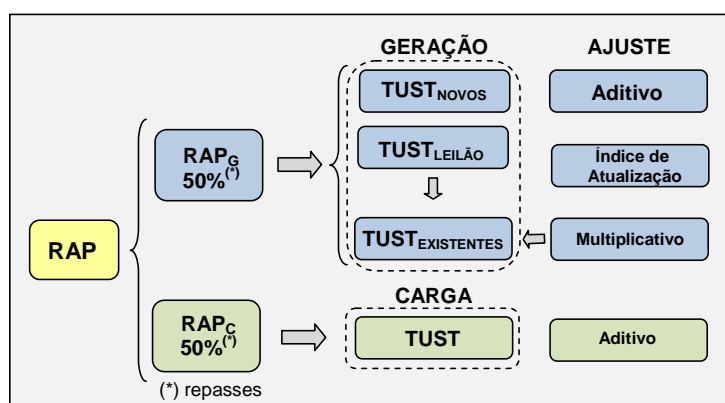


FIGURA 1 – Rateio da RAP através da  $TUST_{RB}$  antes da AP 040/13

A  $TUST_{RB}$  do segmento consumo é calculada em cada ciclo tarifário considerando os efeitos dos parâmetros estabelecidos para a  $TUST_{RB}$  do segmento geração, de forma a complementar a arrecadação dos recursos necessários para cobertura das receitas das concessionárias de transmissão. A  $TUST_{RB}$  do segmento de geração até o ciclo 2012-2013 foi realizada conforme o disposto na REN 117/04 e REN 267/07.

## 2.2 Critérios regulatórios analisados

São descritos a seguir, alguns critérios estabelecidos pelo regulador e aplicados na forma de cálculo da  $TUST_{RB}$ , podendo alterar os valores de  $TUST_{RB}$  calculados. Os critérios que influenciam o sinal locacional das  $TUST_{RB}$  e que são aqui analisados são apresentados a seguir. Alguns aspectos foram discutidos no âmbito da mudança das regras definidas na REN 117/04, que teve suas premissas alteradas com a AP 040/13.

### 2.2.1. Representação dos elos de corrente contínua

Na época da concepção do programa Nodal, não foi necessário representar elos de corrente contínua no fluxo de potência utilizado, que é linearizado, uma vez que o sistema de corrente contínua associado a usina de Itaipu não pertence a Rede Básica. Diferente dos sistemas em corrente alternada, em corrente contínua o fluxo é pré-determinado, não sendo consequência de uma metodologia de despacho, uma das bases da metodologia Nodal, que considera um despacho pré-definido dos geradores, de forma proporcional à potência contratada por submercados.

Ocorre que os fluxos de potência em instalações de corrente contínua são pré-determinados pelo operador do sistema. Assim, os valores das  $TUST_{RB}$  dos empreendimentos com sensibilidade positiva e negativa em relação a esta instalação passam a serem afetado pelo critério de determinação do fluxo de potência na instalação.

A entrada em operação do sistema de corrente contínua associado às usinas do Rio Madeira, pertencente à Rede Básica, resultou na necessidade do estabelecimento pela ANEEL de uma regra para representação desse sistema na base de dados do programa nodal.

Para o cálculo da  $TUST_{RB}$ , as instalações de corrente contínua são atualmente modeladas como circuitos de corrente alternada equivalentes, em termos de parâmetros elétricos, a fim de que o fluxo nos elos seja resultado da convergência de um fluxo de potência linearizado, como em todas as demais instalações de transmissão modeladas, sem, no entanto resultar em um controle do fluxo resultante consistente ou não.

A forma encontrada para contornar esta discrepância entre os fluxos obtidos com o programa Nodal e valores mais próximos do esperado durante a operação deste sistema, foi adequar a forma de representação dos elos de corrente contínua de forma a determinar explicitamente um fluxo passante nestes elos. Isto tenderia a aproximar o fluxo passante no elo de forma compatível à sua operação real. Esta implementação está sendo utilizada a partir do ciclo tarifário 2013-2014.

Assim, esta separação da rede elétrica seria feita de forma que 90% da capacidade total de geração das usinas do Rio Madeira utilizariam os bipólos de corrente contínua, enquanto os restantes 10% da capacidade de geração utilizam as conversoras back-to-back. Futuros sistemas em corrente contínua seriam tratados de forma ajustada a este princípio, se necessário.

### 2.2.2. Despacho proporcional

O critério no cálculo das  $TUST_{RB}$  e encargos de uso de transmissão é despachar, em cada submercado, todas as centrais geradoras de forma proporcional à sua capacidade instalada, até o atendimento da demanda contratada do respectivo submercado mais as perdas (balanço carga-geração). Esta premissa teve como objetivo minimizar a influência das linhas de interligação entre os submercados no sinal locacional das  $TUST_{RB}$ .

Quando da definição da metodologia nodal, as interligações não tinham como objetivo explícito suprir às demandas do sistema interligado. Atualmente as linhas de interligação têm como objetivo não só a troca energética como também propiciar o atendimento da demanda de outros submercados, não havendo diferença sob o ponto de vista do sistema de transmissão, de troncos dentro de um submercado e troncos de transmissão interligando submercados.

Apesar de alguns questionamentos sobre esta forma de despacho por submercados, a ANEEL manteve este procedimento, para evitar a introdução de mais subjetividade no cálculo do despacho e que provocaria variações expressivas sem um ganho em termos de rateio da RAP entre os agentes. Convém lembrar que a  $TUST_{RB}$  calculada tem vigência anual, e é de se esperar o uso de um despacho médio que reflita o comportamento esperado do sistema interligado como um todo ao longo do ano.

### 2.2.3. Fatores de ponderação

As tarifas nodais dependem da topologia da rede e do sentido do fluxo dominante em cada elemento da mesma. Portanto, em sistemas em que o sentido do fluxo nas linhas é bem definido, em destaque os sistemas radiais, os valores de  $TUST_{RB}$  independem dos despachos das usinas.

A dependência dos valores dos custos nodais em relação à matriz de sensibilidade e ao sentido do fluxo em cada elemento da Rede Básica faz com que estes custos nodais sejam função dos cenários de carga e despacho adotados na análise. Para levar em consideração possíveis cenários seria necessário uma quantidade expressiva de simulações, assim como a dependência de cenários energéticos. Tal dependência deve-se, principalmente, a circuitos que interligam bacias hidrográficas, cujo sentido dos fluxos não permanece constante ao longo do ano.

A forma encontrada pela ANEEL para mitigar a subjetividade da escolha dos cenários, que conduz a uma arbitrariedade no estabelecimento das tarifas, foi a atenuação da contribuição dos circuitos cujo sentido do fluxo varia significativamente na formação do custo nodal através da introdução de um fator de ponderação, variável conforme o carregamento do circuito, calculado a partir de uma rampa, com limite mínimo de 0% e máximo de 100%. Este procedimento permanece inalterado na revisão das premissas da REN 117/04, uma vez que a regra do despacho proporcional foi mantido.

### 2.2.4. Custos dos elementos da rede básica

Os custos de reposição das instalações de transmissão utilizados na base de dados desde 1999, foram estimados usando custos médios, em função de suas características básicas, tais como comprimento das linhas de transmissão, níveis de tensão das linhas e transformadores e potência nominal dos transformadores, a preços de dezembro de 1997. Como forma de aprimoramento do procedimento de cálculo da  $TUST_{RB}$ , a ANEEL atualizou os custos de reposição, utilizando os valores de custos padrão do Banco de Preços, com referência de preços de junho de 2012. Esta atualização tende a resultar numa melhor sinalização locacional no cálculo do uso da rede elétrica.

### 2.3 Horizonte de cálculo da $TUST_{RB}$

Um dos pontos a ser observado quando se analisa a questão tarifária da transmissão diz respeito ao horizonte utilizado para o estabelecimento das tarifas, que atualmente é de um ano, entre junho e julho do ano seguinte.

Este horizonte de cálculo é considerado curto, incompatível com a contratação de longo prazo da Lei nº 10.848/04 e causador de parte da volatilidade das tarifas. Assim, essa volatilidade da  $TUST_{RB}$  pode ser dividida em dois tipos: aquela associada ao método e aquela associada ao horizonte de cálculo. A primeira origina-se nas alterações da topologia da rede, das cargas e gerações. Assim, cada vez que um novo conjunto de  $TUST_{RB}$  é calculado, diferenças tarifárias são encontradas para um mesmo ponto de conexão.

Esse tipo de volatilidade é de difícil controle dado que as condições de crescimento da rede alteram a topologia que serve de base para o cálculo das tarifas. Já o segundo tipo de volatilidade é originado pelo desconhecimento do futuro e pode ser denominada incerteza de estabelecimento da  $TUST_{RB}$ . Seu efeito mais perverso é o de expor um investidor em geração a alterações tarifárias anuais, quando seu contrato de venda de energia é de longo prazo. Esse tipo de volatilidade tem tratamento diferente do primeiro. Para diminuir seus efeitos tornou-se necessário ampliar o tempo de observação para determinação das  $TUST_{RB}$ . Assim, para tratar essa incerteza de longo prazo foi necessário observar um período que supera 12 meses.

Como reação a essa incerteza de longo prazo da  $TUST_{RB}$ , os geradores aumentam o preço da energia ofertada. Isso ocorre porque essa volatilidade é percebida como um risco do negócio pelos investidores, que tendem a incorporar no preço da energia vendida o risco, adequando-se o cenário ao negócio pretendido. Evidentemente, riscos desnecessários para os geradores são remetidos no preço da energia comercializada e oneram os consumidores desnecessariamente, não atendendo o interesse público nem a necessidade de prestação do serviço adequado, haja vista a modicidade tarifária.

De forma a melhorar essa percepção de risco, a ANEEL estabeleceu para os geradores existentes, por meio da RN 117/04, um mecanismo de estabilização das tarifas no tempo. Com este mecanismo, as  $TUST_{RB}$  para os agentes de geração estariam fixadas até o ciclo tarifário 2012-2013, sendo ajustadas por um fator único que considera a necessidade de recuperação da receita requerida. Com esse mecanismo de estabilização, a ANEEL eliminou a volatilidade tarifária associada ao sinal locacional.

Entretanto, a  $TUST_{RB}$  a ser aplicada sofre alterações anuais pelo fator de atualização. O comportamento desse fator não é previsível para o segmento geração, uma vez que anualmente o mesmo é afetado pelo crescimento real da rede e pelo número de usuários. Logo, observa-se que o fator de atualização elimina a volatilidade locacional trazida pela metodologia de cálculo da  $TUST_{RB}$  por certo período de tempo, mas não a incerteza associada às variações dos encargos de uso da Rede Básica. Assim, verifica-se que independentemente das alterações metodológicas e da possível melhoria dos dados de entrada da metodologia locacional, incertezas maiores são trazidas ao problema, quando o horizonte do cálculo da  $TUST_{RB}$  fica limitado ao ciclo tarifário analisado.

No preço ofertado por um novo empreendimento de geração é necessário prever o custeio locacional da transmissão durante a vigência do contrato de venda de energia. Entretanto, como a  $TUST_{RB}$  não é conhecida a priori, os geradores tendem a adotar uma postura conservadora, analisando o cenário da transmissão associado às informações de planejamento de longo prazo do setor, precificando o mesmo e assumindo um risco suportável.

Os novos geradores definidos a partir de leilões de energia teriam o cálculo da  $TUST_{RB}$  calculado para um período de 10 anos. Assim, uma sequência de 10 tarifas eram estabelecidas pela ANEEL por empreendimento participante, de forma prévia à decisão por determinada geração hidráulica, eólica ou térmica.

Esta definição eliminava a incerteza tarifária, uma vez que a ANEEL passa a assumir a responsabilidade pelo cálculo da  $TUST_{RB}$  futura, evitando que o gerador a faça de forma conservadora. O conceito que embasa tal diretriz é o de que o sinal locacional para a geração só existe no momento da tomada da decisão, e não após o investimento iniciado. Ao custear a diferença entre o previsto e o realizado a cada ciclo tarifário por meio da  $TUST_{RB}$ , o regulador transfere aos consumidores o risco de custeio da transmissão, adequando o cálculo da  $TUST_{RB}$  à sistemática de leilões do modelo de contratação de longo prazo. Espera-se como resultado, a diminuição do custo final da energia para os consumidores, dada a redução do risco a ser precificado pelos geradores.

Desta forma, a metodologia visava a facilitar a tomada decisão dos novos empreendedores, estabelecendo junto ao edital de licitação uma sequência de  $TUST_{RB}$  que possibilitasse ao empreendedor saber o custo do sistema de transmissão por um longo prazo. Ficava preservado o cálculo de um único valor de  $TUST_{RB}$  por ponto de conexão de unidade geradora nova ou existente, bem como, uma única  $TUST_{RB}$  por ponto de suprimento de unidades consumidoras. Portanto, as propostas de aumento do horizonte de cálculo da  $TUST_{RB}$  do segmento geração eram consistentes, tinham simplicidade de execução e adaptavam o processo tarifário da transmissão ao modelo de contratação de longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro. A REN 267/07 alterou a sistemática de cálculo da  $TUST_{RB}$  para os novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia, seguindo esta sistemática.

## 2.4 Estabilização da $TUST_{RB}$

Com o fim da estabilização do sinal locacional para os geradores alcançados pela REN 117/04 em 30 de junho de 2013, a ANEEL propôs um novo mecanismo de cálculo de  $TUST_{RB}$  para os geradores na AP 040/13. O cálculo da  $TUST_{RB}$  seria definido para o período de outorga de cada gerador, calculando-se uma  $TUST_{RB}$  por ciclo tarifário no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, definindo um valor médio por empreendimento, a partir do ciclo tarifário 2013-2014.

Conforme entendimento da ANEEL, o cálculo de um valor médio de  $TUST_{RB}$ , ao invés de uma sequência, traz maior clareza e simplicidade ao empreendedor de geração quanto à consideração da tarifa no valor da energia. Adicionalmente, a compatibilização do período de vigência dessa  $TUST_{RB}$  com o período de outorga do gerador permite que o empreendedor, no âmbito da tomada de decisão sobre seu empreendimento, conheça o valor a ser pago pelo uso do sistema de transmissão. Dessa forma, o risco da indefinição e sua precificação no valor de comercialização da energia seriam eliminados.

## 2.5 Variações da $TUST_{RB}$ com a mudança de metodologia de cálculo

Buscando ter uma visualização das variações nos valores de  $TUST$  com a proposta sugerida na AP 040/13 nos segmentos geração e consumo, foram feitas simulações com o programa Nodal versão 5.0, agrupando em três conjuntos de resultados de  $TUST_{RB}$ , a partir de base de dados disponibilizada na AP 040/13. As ilustrações a seguir ilustram eletrogeograficamente, os valores de  $TUST_{RB}$  para o sistema interligado, em R\$/kW.mês, para os resultados descritos a seguir:

- Para as usinas no ciclo 2012-2013 considerando  $TUST_{RB}$  calculadas utilizando regra definida pela REN 177/04 e calculadas extraordinariamente na REN 1398/12 – Figura 2, assim como o valor médio de  $TUST_{RB}$  calculada para o ciclo decenal (tarifas de usinas), conforme referência [4] - Figura 3, excluindo usinas com  $TUST_{RB}$  estabilizadas pela REN 267/07.
- Para o segmento geração no ciclo 2012-2013, considerando  $TUST_{RB}$  calculadas utilizando regra definida pela REN 177/04 e calculadas extraordinariamente na REN 1398/12 – Figura 4, assim como o valor de  $TUST_{RB}$  calculada para o ciclo 2013-2014 (tarifas nodais), conforme referência [4] - Figura 5.
- Para o segmento consumo no ciclo 2012-2013, considerando  $TUST_{RB}$  calculadas utilizando regra definida pela REN 177/04 e calculadas extraordinariamente na REN 1398/12 – Figura 6, assim como o valor de  $TUST_{RB}$  calculada para o ciclo 2013-2014 (tarifas nodais), conforme referência [4] - Figura 7.

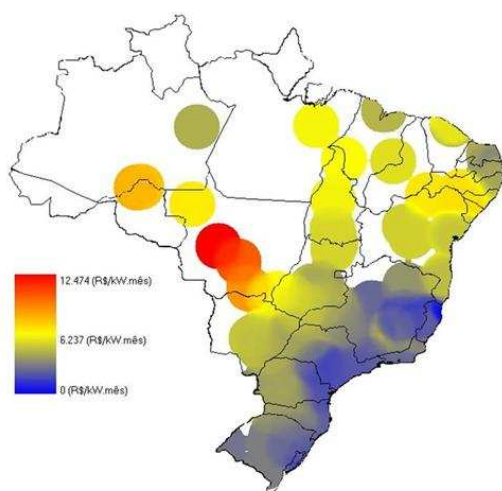


Figura 2 –  $TUST_{RB}$  por Usina, ciclo 2012-2013

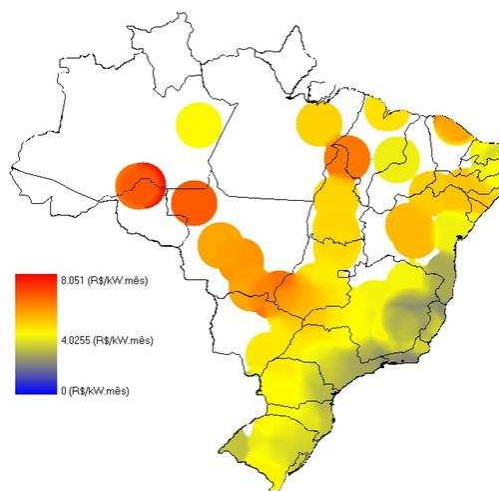


Figura 3 –  $TUST_{RB}$  por Usina, valor médio

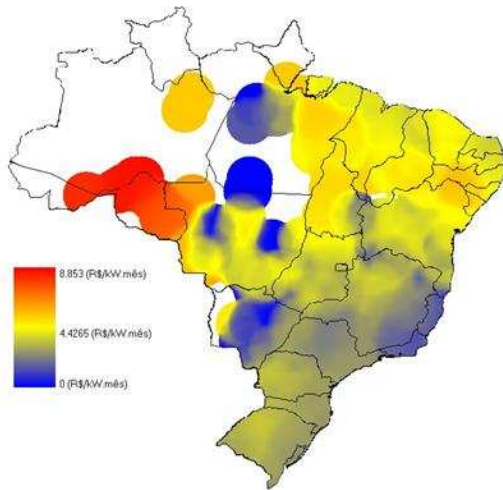


Figura 4 – TUST<sub>RB</sub> de geração, ciclo 2012-2013

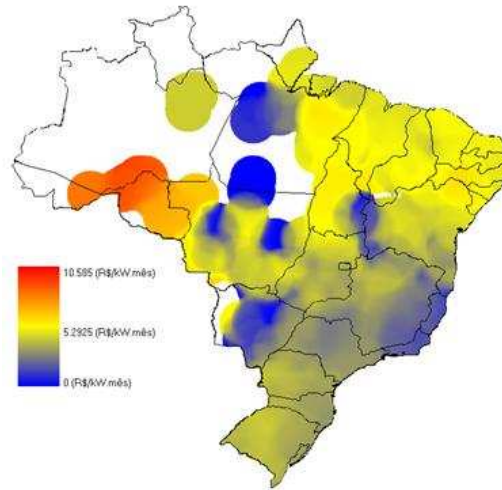


Figura 5 – TUST<sub>RB</sub> de geração, ciclo 2013-2014

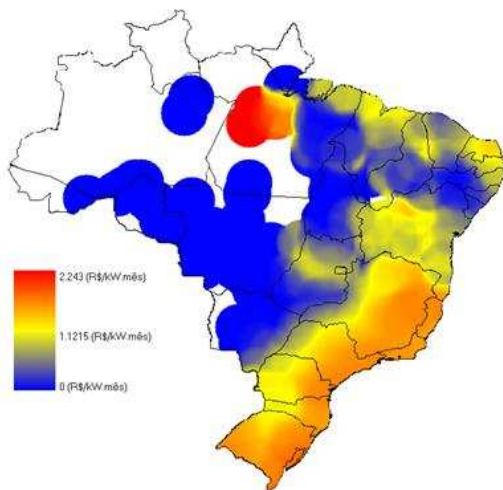


Figura 6 – TUST<sub>RB</sub> de demanda, ciclo 2012-2013

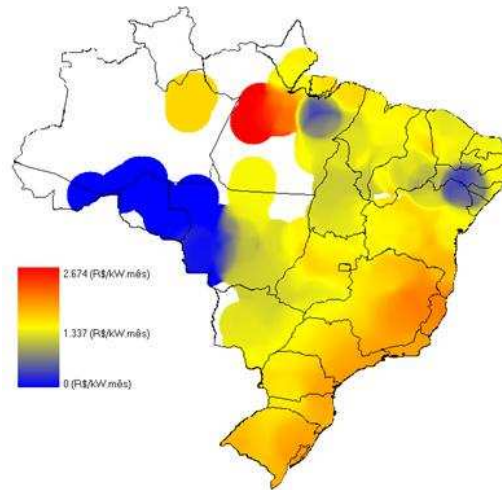


Figura 7 – TUST<sub>RB</sub> de demanda, ciclo 2013-2014

### 3.0 - CONCLUSÃO

A estrutura tarifária adotada para remunerar os investimentos na rede básica pago por todos os acessantes, geração e consumo, definido no final da década de 90, teve algumas adaptações ao longo do tempo que resultaram em impactos financeiros em todos estes acessantes, mas com um maior destaque no segmento geração, uma vez que estes agentes têm o preço do seu negócio definido seguindo regras de mercado e em ambiente competitivo.

Em relação ao segmento consumo, ao longo do tempo foi adotada uma parcela de tarifa de fronteira, em que o pagamento de encargos está associado ao uso exclusivo das transformações nestas fronteiras, alocando os custos associados a esta fronteira pelo agente de consumo que de fato utiliza estes equipamentos. Além disso, foi introduzida a tarifação de uso da rede básica e de fronteira, diferenciada nos dois patamares de carga: ponta e fora ponta. Das Figuras 4 a 7, constata-se que a maior variação no sinal locacional devido às mudanças propostas na AP 040/13 são para o segmento consumo.

Em relação aos usuários do segmento geração, a mudança mais recente foi a caducidade da REN 117/04, em que todos os geradores passam a ter um mesmo tratamento em termos de definição de suas participações no rateio das receitas a serem pagas aos agentes de transmissão e no horizonte de cálculo de suas tarifas de uso. A adoção de um prazo maior de definição dos valores regulados de TUST<sub>RB</sub> em Audiência Pública tem o objetivo de reduzir a volatilidade de uma abordagem marginal, assim como induzir a modicidade tarifária por reduzir o risco financeiro dos novos empreendimentos, assim como dos que já estão com outorga definida.

O impacto financeiro decorrente da nova forma de cálculo da  $TUST_{RB}$  proposto pela AP 040/13 é diferenciado entre os agentes de geração, em função das variações decorrentes do novo sinal locacional decorrente da extinção de regras definidas na REN 117/04. Estas variações são mais explícitas quando visualizadas as Figuras 2 e 3. Constata-se destas duas figuras que as  $TUST_{RB}$  tendem a se aproximar de um valor médio, reduzindo a diferença entre os menores e maiores valores, destacando que neste conjunto não são consideradas usinas com  $TUST_{RB}$  estabilizadas desde 2007.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Cadernos Temáticos ANEEL - Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição, ANEEL, 2005.
- (2) Convergência Tarifária - Remédio regulatório para o livre acesso, ANEEL, 2005.
- (3) Nota Técnica nº 091/2013 - SRT/ANEEL - Proposição de novo procedimento de cálculo para as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST.
- (4) Nota Técnica nº 092/2013 - SRT/ANEEL - Base de dados para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

#### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Valdson Simões de Jesus. Natural de Laranjeiras em 1962. Engenheiro Eletricista (UFPb, 1985), M.Sc. (UFPb, 1987), M.Phil. (Brunel University/UK, 1999), D.Sc. (UFCEG, 2005). Tem trabalhado nos últimos 26 anos na área de planejamento da expansão do sistema de transmissão, destacando aspectos técnicos, viabilidade econômica e confiabilidade.