



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

Versão 1.0  
XXX.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO -VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**GERADORES CONECTADOS EM TENSÃO DE 88/138 KV: PROPOSTAS DE ADEQUAÇÃO DOS INCENTIVOS ECONÔMICOS EM FRONTEIRAS COM A REDE BÁSICA VIA SINAL LOCACIONAL NAS TARIFAS DE USO DE REDE.**

**Bruno Franco Soares (\*)  
Universidade de São Paulo**

**Dorel Soares Ramos  
Universidade de São Paulo**

**RESUMO**

A metodologia de cálculo das tarifas de uso, aplicadas aos geradores conectados às redes de distribuição até o ciclo tarifário 2008/2009, ocasionava distorções na sinalização econômica e na competitividade entre estes agentes, não incentivando a otimização do uso racional das redes de transporte de energia.

Nessa perspectiva, este artigo apresenta duas propostas de cálculo de tarifas para ressarcir o uso das redes de distribuição ou demais instalações de transmissão (DITs) em níveis de tensão de 88/138 kV, buscando eliminar as distorções tarifárias e sinalizar aos novos agentes as conexões mais adequadas para otimizar a operação e expansão dos sistemas elétricos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Tarifas de Transmissão e Distribuição para Geradores, Rede Unificada, Metodologia Nodal.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Segundo a legislação brasileira em vigor, o acesso dos agentes de geração ao sistema elétrico interligado é permitido tanto através das redes de transmissão, quanto através das redes de distribuição. A remuneração do uso do sistema de transporte de energia é dada pelas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST e, adicionalmente, pelas tarifas de uso dos sistemas de distribuição – TUSD.

O cálculo da TUST é realizado aplicando-se uma metodologia que busca considerar a influência de cada agente conectado aos sistemas de transmissão sobre os custos de expansão de rede, representados pelo Custo Marginal de Longo Prazo, através de estimativas dos custos impostos à rede durante os horários de ponta. Esta metodologia é denominada Metodologia Nodal (1) e está descrita no anexo da Resolução Aneel n° 281 de 1° de outubro de 1999.

A TUSD, no entanto, é determinada para o segmento consumo através de metodologia baseada em Custos Marginais de Expansão de Capacidade de redes. Da forma como está definida atualmente, a TUSD é uma tarifa do tipo “selo postal”, ou seja, tem um único valor unitário (R\$ / kW . mês) por nível de tensão e por empresa. Anteriormente à publicação da Resolução Normativa ANEEL n° 349/2009 (2), resultado da Audiência Pública 26/2008, as TUSD aplicadas aos agentes de geração (TUSDg) eram determinadas pelo menor valor de TUSD aplicada ao segmento consumo de empresas de distribuição em tensão igual ou superior a 69 kV e, caso contrário, estabelecidas pelo órgão regulador (ANEEL) por valores médios regionais

A forma como a TUSDg estava estabelecida ocasionou distorções em relação aos valores das tarifas entre as

empresas de distribuição e, também, em relação às empresas de transmissão (TUST). Algumas destas distorções podem incentivar os agentes de geração a migrar, da rede à qual estão originalmente conectados, para redes de menor tarifa. Além disso, um valor único tarifário aplicado a qualquer ponto de uma rede de distribuição não incentiva os agentes a buscar uma conexão que optimize a operação e expansão dos sistemas elétricos. Com base nestes aspectos, este trabalho apresenta duas propostas de cálculo de tarifas para o ressarcimento do uso das redes de distribuição ou demais instalações de transmissão (DITs) em níveis de tensão de 88 e 138 kV.

As propostas visam eliminar as distorções tarifárias que podem incentivar os agentes de geração já conectados a mudarem de rede em busca de menores tarifas, bem como sinalizar aos novos agentes de geração os pontos de conexão mais adequados para otimizar a operação e expansão dos sistemas elétricos.

## 2.0 - PROPOSTA 1: METODOLOGIA LOCACIONAL APLICADA A REDES DE 138KV E 88KV DO ESTADO DE SÃO PAULO

Esta proposta considera o impacto de cada agente de geração conforme sua localização nestas redes (sinal locacional) de forma similar à aplicada ao cálculo da TUST, com segregação dos ambientes tarifários em transmissão e distribuição. O ambiente de transmissão, composto pela Rede Básica, é remunerado pela TUST e, por sua vez, o ambiente de distribuição, formado pelas redes de distribuição, instalações de fronteira com a Rede Básica e DITs, é remunerado pela TUSDg e TUSD. A composição de redes de distribuição, DITs e instalações de fronteira com rede básica em nível de tensão de 138 kV e 88 kV foi denominada de Rede Unificada. A metodologia Nodal foi utilizada para calcular as TUSDg com algumas extensões de escopo e conceito, de modo a abranger o conceito de Rede Unificada (RU).

Para avaliar a primeira proposta foi realizado um estudo de caso das redes de distribuição e DITs do estado de São Paulo. Foram coletados dados das redes de 88 e 138 kV junto a 12 empresas de distribuição e uma empresa de transmissão. Com os dados obtidos foi possível realizar simulações com programa computacional Nodal adaptado para o cálculo das TUSDg a partir da metodologia em cotejo e comparar com as tarifas vigentes.

### 2.1 Premissas da Proposta 1

Esta proposta segrega os ambientes tarifários em dois ambientes distintos: Transmissão e Distribuição. Os elementos que compõem o ambiente de transmissão são as linhas de transmissão e demais componentes de rede em nível de tensão igual ou superior a 230 kV, com remuneração de uso deste sistema através da TUST. Por outro lado, a composição do ambiente de distribuição incorpora redes de distribuição, instalações de fronteira com a Rede Básica e DIT nos níveis de tensão de 88 e 138 kV, sendo este ambiente remunerado pela TUSD e TUSDg. Denominou-se o ambiente de distribuição como Rede Unificada – RU. A Figura 1 a seguir apresenta um exemplo de RU.

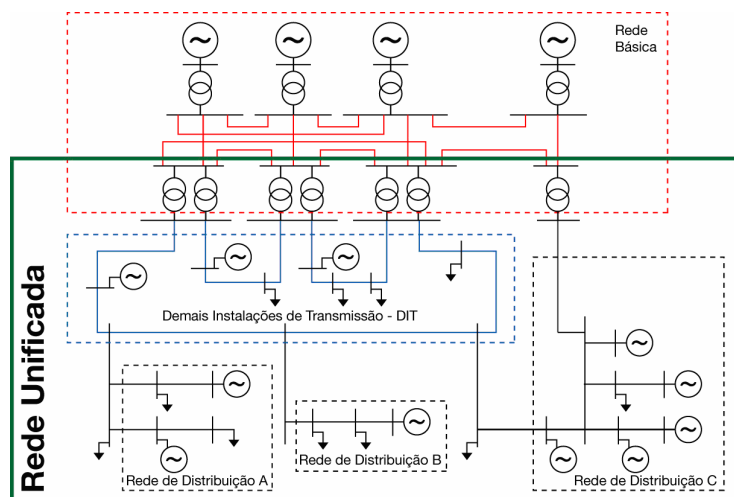


Figura 1 - Ambientes Tarifários: Rede Básica (Transmissão) e Rede Unificada (Distribuição).

Para definir adequadamente a parcela da receita a ser recuperada pelos geradores presentes na RU foi necessário estabelecer os conceitos de carga fictícia e geração fictícia. A carga fictícia corresponde à representação dos fluxos de potência originários da RU e injetados na Rede Básica devido ao excesso de geração em relação à carga, por meio da fronteira entre estas redes. Analogamente, a geração fictícia representa os fluxos

de potência equivalentes injetados pela Rede Básica e que chegam à RU pela fronteira para suprir o déficit de geração em relação à carga. A Figura 2 apresenta graficamente estes conceitos.

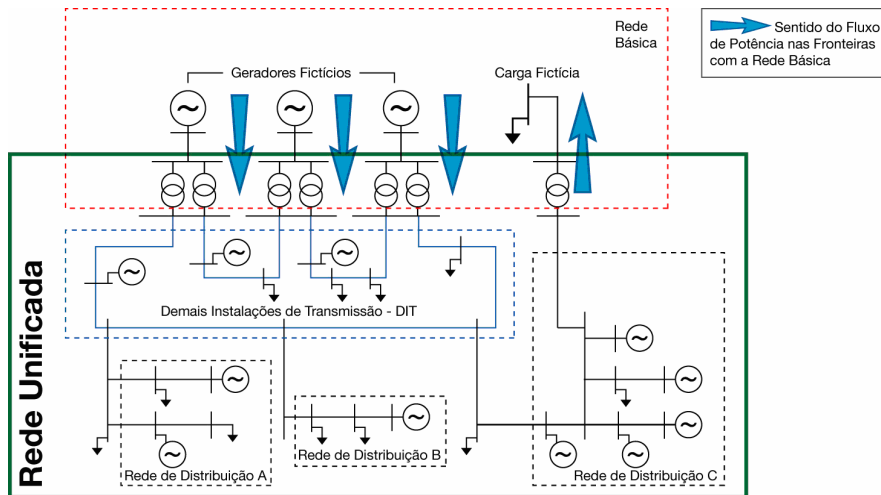


Figura 2 - Representação gráfica dos conceitos de Gerador Fictício e Carga Fictícia.

A receita da RU a ser recuperada pela metodologia proposta foi obtida aplicando-se uma taxa de 17% ao ano sobre o valor novo de reposição dos elementos componentes das redes em 138/88 kV (subestações, linhas de transmissão, transformadores, conexões, etc.). A definição da receita a partir dos custos de reposição dos ativos foi adotada como alternativa para padronizar as receitas das empresas que formam a RU, já que não foram disponibilizados os índices de depreciação por ativo das empresas. Ademais, espera-se que os preços relativos expressos pelas tarifas sejam mais consistentes com os sinais de longo prazo.

A definição da parcela da receita a ser recuperada pelos geradores da RU utiliza os conceitos previamente estabelecidos de gerador fictício e carga fictícia – Figura 2. A participação dos geradores conectados à RU fica definida em função da equação de equilíbrio carga e geração, com 50% para carga e 50% para geração, da seguinte forma:

$$\sum \text{Geradores Reais (MW)} + \sum \text{Geradores Fictícios (MW)} = \sum \text{Cargas Reais (MW)} + \sum \text{Cargas Fictícias (MW)}$$

$$\sum \text{Geradores Reais (MW)} + \sum \text{Geradores Fictícios (MW)} = \text{Total rede unificada (MW)}$$

Resultando a equação 1 abaixo:

$$\text{Geradores Reais (\%)} = \frac{\sum \text{Geradores Reais (MW)} + \sum \text{Cargas Fictícias (MW)}}{\text{Total rede unificada (MW)}} \times 100$$

A metodologia Nodal é utilizada para o cálculo da TUSDg e, de acordo com esta metodologia, as tarifas são compostas por duas parcelas, nodal e selo, como apresentado pela equação a seguir:

$$TUSDg_{D/DIT} = \pi_{nodal} + \pi_{selo} \quad [R\$/kW.mês]$$

Onde:

$TUSDg_{D/DIT}$  – TUSDg calculada para uma rede de distribuição D ou para DIT pertencente a empresa de transmissão

$\pi_{nodal}$  – parcela locacional da tarifa

$\pi_{selo}$  – parcela selo da tarifa

O cálculo da parcela locacional ( $\pi_{nodal}$ ) é realizado levando em consideração influência exercida por cada agente sobre os elementos da RU e conseqüentemente sobre seus custos, conforme apresentado no anexo da resolução ANEEL nº 281/1999 (1). Já a parcela selo ( $\pi_{selo}$ ) é a mesma para todos os pontos da rede, sendo calculada a partir de um rateio simples, proporcional à demanda ou geração, do montante que não se consegue recuperar a partir

da soma das parcelas nodais. Para o caso dos geradores conectados a esta RU a parcela locacional e a parcela selo são calculadas segundo as equações:

$$\pi_{nodal}^i = \sum_{j=1}^{NL} (\beta_{ji} * c_j * fp_j) [R\$/kWano]$$

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

Sendo:

$\pi_{nodal}^i$  – tarifa nodal de geração da barra  $i$   
 $NL$  – Número de circuitos da rede considerada  
 $\beta_{ji}$  – fator de sensibilidade da barra  $i$  em relação a barra  $j$ .  
 $c_j$  – custo unitário do circuito  $j$   
 $fp_j$  – fator de ponderação para o circuito  $j$

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

A TUSDg total referente a uma barra "i" pertencente a RU é composta pela soma das tarifas parciais, ou seja, da parcela referente à empresa de transmissão para ressarcimento da DIT e da soma das parcelas referentes às empresas de distribuição, como apresentado na equação abaixo:

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

Onde:

$TUSD_{g_i}$  - Tarifa de uso dos sistemas de distribuição para geradores conectados à barra "i" localizada na rede unificada em análise.

$TUSD_{g_{D_i}}$  - Parcela da TUSDg de geradores conectados à barra "i", correspondente ao rateio da participação dos geradores na receita regulatória da  $j$ -ésima distribuidora associada à rede unificada em análise.

$TUSD_{g_{DIT-i}}$  - Parcela da TUSDg de geradores conectados à barra "i", correspondente ao rateio da participação dos geradores na receita regulatória da DIT da rede unificada em análise.

Complementarmente, foram incorporados à metodologia limites superior e inferior em torno dos valores de TUSDg, com o objetivo de abranger o conceito de convergência tarifária, ou seja, a variação entre as tarifas de uso torna indiferente a posição do agente quanto à conexão. A convergência tarifária garante que a tarifa incentive os agentes na busca do uso eficiente das redes básica, rede unificada e redes de distribuição (em níveis de tensão menores ou iguais a 69 kV). Os limites das TUSDg superior ( $TUSDg_{(138kV \text{ Máxima})}$ ) e inferior ( $TUSDg_{(138kV \text{ Mínima})}$ ) foram calculados, de modo a não incentivar aos geradores a migração entre redes, através das equações:

$$TUSDg_{(138kV \text{ Máxima})} = TUST_{(menor \text{ valor na fronteira com rede unificada})} + Investimento_{(230kV)}$$

$$TUSDg_{(138kV \text{ Mínima})} = Investimento_{(69kV)}$$

O valor  $Investimento_{(230 \text{ kV})}$  foi determinado para uma usina de 100 MW através de custos modulares da Eletrobrás de 2004 aplicados a investimentos de conexão ao nível de tensão de 230 kV (Rede Básica), atualizados a partir de uma taxa de 17% a.a. e atualizados para 2008 pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. (1,19). O valor de  $Investimento_{(69 \text{ kV})}$  foi obtido de maneira análoga, mas levando em consideração uma usina de 50 MW e os custos padrões aplicados à investimentos de conexão em 69 kV. A  $TUST_{(menor \text{ valor na fronteira com rede unificada})}$  foi obtida pelo menor valor de tarifa do ciclo tarifário 2008-2009 de usina conectada ao nível de tensão de 230 kV (UHE Jurimir).

Os valores intermediários utilizados no cálculo dos limites superior e inferior, bem como os limites tarifários encontrados se apresentam na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Limites Tarifários da TUSDg.

Limite Tarifário	Investimento <sub>(230 kV)</sub>	TUST <sub>(menor valor na fronteira com rede unificada)</sub>	Investimento <sub>(69 kV)</sub>	Total
TUSDg <sub>(138kV Máxima)</sub>	4,381 R\$/kW.mês	1,143 R\$/kW.mês	-	5,524 R\$/kW.mês
TUSDg <sub>(138kV Mínima)</sub>	-	-	1,57 R\$/kW.mês	1,57 R\$/kW.mês

## 2.2 Resultados

Realizou-se uma simulação com uma RU definida por redes de distribuição e DIT do Estado de São Paulo, com dados de redes de 88 e 138 kV de 12 empresas de distribuição e uma empresa de transmissão de energia elétrica. Calculou-se as TUSDg com o software Nodal modificado de acordo com a metodologia proposta.

As TUSDg vigentes, durante o ciclo tarifário das distribuidoras 2008-2009, que compõem o caso simulado estão apresentadas a seguir pela Tabela 2, e servirão de critério de comparação com os valores obtidos pela simulação.

Tabela 2. TUSDg para o ciclo tarifário 2008-2009.

Distribuidora	TUSDg- R\$/kW.mês	Distribuidora	TUSDg- R\$/kW.mês	Distribuidora	TUSDg- R\$/kW.mês
Caiuá	1,77	CPFL	1,69	CSPE	2,62
Jaguari	1,56	Bandeirante	2,16	Nacional	2,40
EEVP	1,94	Eletropaulo	2,57	Santa Cruz	2,67
Bragantina	1,93	Piratininga	2,19	Elektro	4,20

Também foram levantados os valores de TUST das usinas despachadas centralmente pelo ONS (3) e somadas às respectivas TUSDg para obter as tarifas de uso vigentes destes agentes. As TUSDg resultantes da simulação e as tarifas vigentes para o ciclo 2008-2009 para as usinas conectadas à RU simulada estão apresentadas na Figura 3.

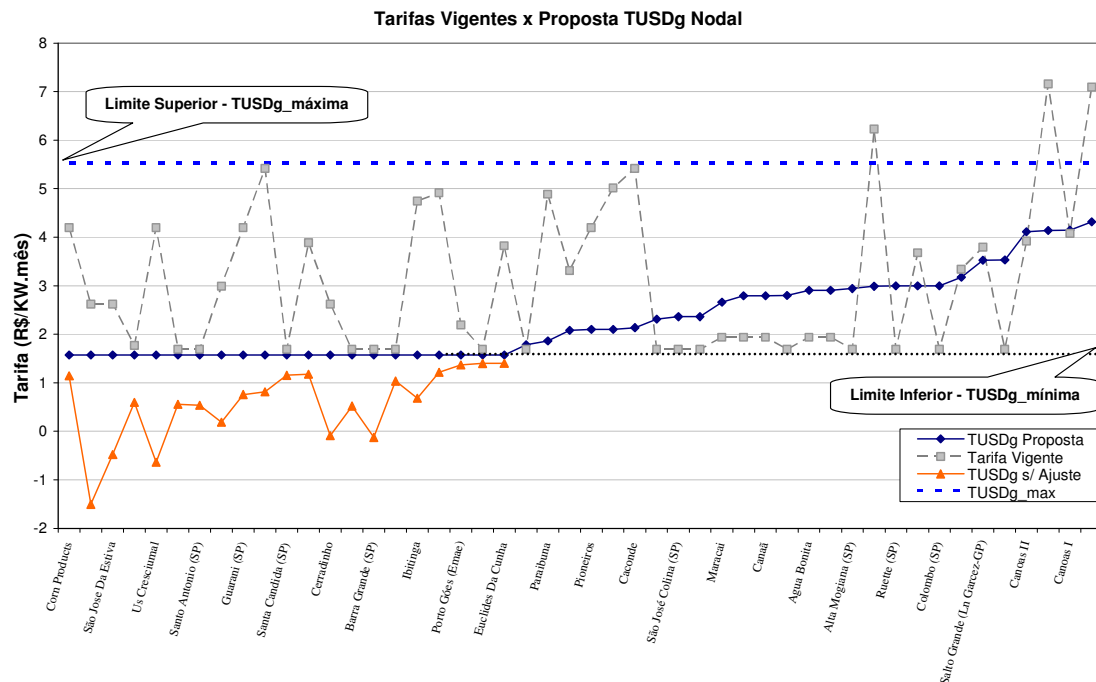


Figura 3 - Comparação entre as Tarifas Vigentes e TUSDg da Proposta 1.

As tarifas resultantes da proposta 1 (Figura 3) foram ajustadas para não ultrapassar o limite inferior estabelecido (TUSDg<sub>(138kV Mínima)</sub>) e dispostas em ordem crescente. O gráfico também apresenta os valores de TUSDg não ajustados e os limites superior e inferior. As tarifas vigentes apresentadas pela Figura 3 não apresentam continuidade quando comparadas com as TUSDg ordenadas. Isto ocorre, pois os valores das tarifas vigentes dependem da rede de distribuição nas quais as usinas estão conectadas (Tabela 2), sendo um valor único por empresa Distribuidora. Cabe lembrar que algumas usinas são despachadas centralmente pelo órgão operador, sendo que, por isso mesmo, as tarifas vigentes são compostas pela TUSDg e TUST.

### 3.0 - PROPOSTA 2: INCLUSÃO DAS REDES DE 138KV E 88KV NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

A segunda proposta consiste em incluir os elementos de rede de nível de tensão de 88 ou 138 kV, das empresas de distribuição e transmissão, bem como os agentes de geração conectados a estas redes no cálculo das tarifas de uso da Rede Básica (TUST). Esta proposta foi avaliada a partir de uma simulação com o aplicativo Nodal, considerando os dados disponibilizados pela ANEEL durante a Audiência Pública 26/2008 que trata da alteração de metodologia de cálculo da TUSDg. Nesta proposta a parcela de remuneração das redes pelos agentes de geração (50%) é feita pela TUST.

#### 3.1 Premissas da Proposta 2

Durante a Audiência Pública 26/2008 (AP026), referente ao aprimoramento da metodologia de cálculo da TUSDg de centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 88 kV e 138 kV, a ANEEL disponibilizou as informações sobre as redes de distribuição, as instalações de fronteira com a Rede Básica e DITs, nestes níveis de tensão. Também foi fornecido um software (Aplicativo Nodal versão 4.0) para realizar o cálculo das TUSDg empregando a metodologia proposta pela AP026.

Similarmente à proposta anterior, as informações de 31 empresas de distribuição e 17 empresas de transmissão que possuem elementos de rede em nível de tensão de 138 ou 88 kV foram agrupadas, segundo critérios técnicos, em 26 RUs. Por exemplo, as empresas do Estado de São Paulo, que na proposta 1 haviam sido agrupadas em apenas uma RU, foram segregadas em 6 RUs.

A proposta de metodologia apresentada durante a AP026 inseriu outra parcela para compor a TUSDg total, relativa ao fluxo de exportação para a rede básica – TUSDg<sub>T</sub>. Esta parcela é aplicada aos geradores presentes em RUs nas quais há déficit de carga em relação a geração, ocorrendo exportação de energia da RU para a Rede Básica por meio das fronteiras. As RUs com excesso de geração em relação à carga, ou seja, com cargas fictícias em suas fronteiras como definido anteriormente (Figura 2), foram denominadas de RUs Exportadoras. A parcela TUSDg<sub>T</sub> busca capturar o impacto destes geradores na Rede Básica. Com os dados fornecidos foi possível calcular as TUSDg preliminares das usinas presentes nas RUs definidas pela ANEEL (5).

Para execução da proposta 2 foram utilizados os dados fornecidos durante a AP026 adaptando-se os arquivos de entrada de modo que os elementos componentes das 26 Redes Unificadas fossem interpretados pelo programa Nodal como componentes da Rede Básica durante o cálculo da TUST. Estas modificações garantem que as tarifas calculadas não possuam distorções devido as segregação de ambientes tarifários e receitas distintas. Os valores preliminares referentes à remuneração dos ativos das RUs apresentados na AP026 estão dispostos na Tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - Valores dos ativos de 88/138 kV das Redes Unificadas por Empresa de Distribuição e Transmissão

Empresa	Receita dos Ativos (1.000R\$)	Empresa	Receita dos Ativos (1.000R\$)	Empresa	Receita dos Ativos (1.000R\$)
Aes-Sul	3173,81	Cenf	199,88	Eletropaulo	17885,73
Ampla	50866,52	Cesa	2378,48	Eletrosul	54946,91
Bandeirante	9367,74	Cflcl	21710,51	Elfsm	2048,11
Bragantina	2334,37	Chesf	6540,65	Enersul	102290,3
Caiua	4678,54	Cje	1192,14	Escelsa	71096,83
Ceb	18955,5	Coelba	51115,83	Furnas	133833,3
Ceee-Gt	17265,86	Copel	122055,6	Light Energia	124321,2
Cellesc	53727,56	Copel-T	19498,34	Light	1662,25
Celg	44338,04	Cpee	712,74	Londrina	578,44
Celg Gt	4783,07	Cpfl- Paul.	176000	Cnee	1207,85
Celpa	12703,3	Cpfl-Pirat.	26332,35	PSTE	325,3
Celtins	66549,66	Cspe	1248,76	Rge	1465,36
Cemat	137209,7	Cteep	345219,2	Snte	705,15
Cemig	260944,1	Edevp	2707,07	Stc	3279,92
Cemig Gt	40603,63	Elektro	34053,06	Tocantins En.	1133,85
Cemig Itaj.	8426,31	Eletronorte	14948,36	Transirape	2171,42

O custo anualizado total destes ativos é R\$ 2.080.792.600, entretanto o valor anual recuperado pelos geradores conectados às RUs é de R\$ 348.243.500, 16,74% do custo total, devido ao critério de participação destes geradores na remuneração das redes conforme explicitado na primeira proposta.

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

Cabe ressaltar que tanto os valores de tarifas apresentados pela AP026 quanto o cálculo da TUST desta proposta não consideraram o mecanismo de estabilização previsto pela Resolução ANEEL 117/2004 (4) de modo a evitar distorções por aspectos externos à metodologia.

### 3.2 Resultados

Realizou-se uma simulação com o software Nodal fornecido durante a AP026 a partir dos dados modificados conforme descrito anteriormente. As TUSDg preliminares apresentadas durante a audiência pública e as TUST obtidas com a simulação da metodologia proposta para os geradores conectados as redes de 88 e 138 KV estão apresentadas pela Figura 4 abaixo.

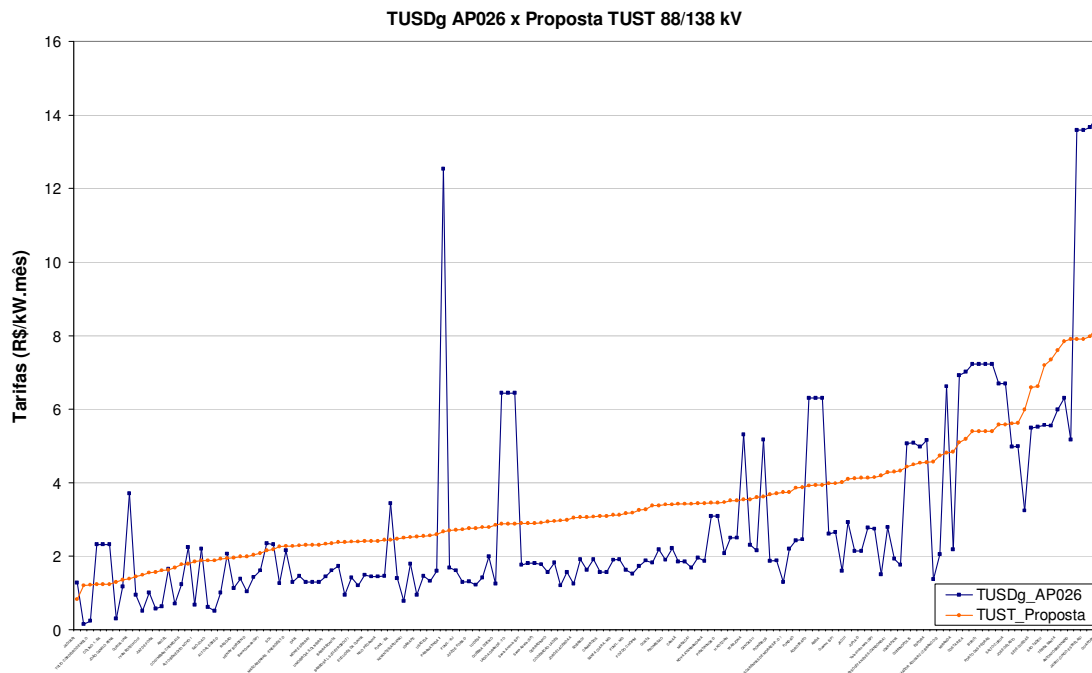


Figura 4 - Comparação entre as TUSDg apresentadas durante a AP026 e TUST da Proposta 2.

Assim como na proposta 1, as tarifas obtidas com a simulação numérica da segunda proposta foram arranjadas em ordem crescente. Observou-se que o valor médio das tarifas se elevou de 2,43 R\$/kW.mês (TUSDg) para 3,51 R\$/kW.mês (TUST Proposta). Entretanto, como se pode verificar na Figura 4, há casos em que a TUSDg da AP026 supera muito o valor calculado com a proposta 2, em especial as tarifas das usinas integrantes das RUs Exportadoras.

### 4.0 - CONCLUSÕES

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

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

Com base nestes aspectos, este trabalho apresentou duas propostas de cálculo de tarifas para o ressarcimento do uso das redes de distribuição ou demais instalações de transmissão (DITs) em níveis de tensão de 88 e 138 kV. Os resultados da proposta 1 ilustram a ausência de relação entre a metodologia de cálculo das tarifas vigentes e o sinal locacional dos geradores conectados à RU do Estado de São Paulo, devido à base conceitual completamente distinta entre tais metodologias. A ausência de uma parcela locacional na composição da tarifa pode desestimular os agentes a buscar uma conexão que otimize a operação e expansão dos sistemas elétricos, de modo a minimizar os custos com ampliações e utilização dos sistemas de transporte de energia.

Outro ponto pretendido pela proposta 1 é atingir a convergência tarifária nas regiões de fronteira entre os ambientes tarifários de transmissão e distribuição.

Neste sentido, a definição dos limites superior (TUSDg<sub>(138kV Máxima)</sub>) e inferior (TUSDg<sub>(138kV Mínima)</sub>) para a TUSDg pode contribuir para que não haja incentivo à migração entre redes, tanto da rede unificada para rede básica quanto para as redes de 69 kV. Dentre os resultados da proposta 1 nenhuma das tarifas simuladas ultrapassou o limite superior definido. Ademais, constatou-se que em ambas as propostas os maiores valores observados foram inferiores aos valores máximos em relação à metodologia confrontada, ou seja, na primeira proposta a maior tarifa observada foi de 4,139 R\$/kW.mês para a UTE Três Lagoas e a maior tarifa vigente foi a da UHE Jupuí no valor de 7,161 R\$/kW.mês – composta por TUSDg + TUST. No caso da segunda proposta a maior TUSDg (AP026) foi 13,693 R\$/kW.mês para UHE Guaporé, conectada a uma RU Exportadora, enquanto que a maior TUST resultante da simulação foi de 8,25 para a mesma usina.

Os resultados da proposta 2, obtidos com a inclusão das redes de 88 e 138 kV no cálculo da TUST, causaram uma elevação da tarifa média das usinas conectadas às RUs. Este fato é justificado pela participação dos geradores na remuneração dos ativos da Rede Básica e não apenas na remuneração dos ativos da RU em que estão conectados. Analogamente, uma análise complementar dos resultados da simulação permite observar o mesmo efeito sobre a tarifa média das usinas localizadas na Rede Básica, visto que estas usinas passaram a remunerar também os elementos das RUs.

A segregação dos ambientes tarifários, realizada segundo critérios normativos e definindo-se de um gerador das RUs participa da remuneração da Rede Básica em função do fato da sua área de localização ser exportadora ou importadora, pode causar distorções no que diz respeito às tarifas de uso. Por remunerar diferentes redes e recuperar diferentes receitas, as tarifas podem possuir valores discrepantes ainda que se apliquem metodologias similares ou complementares. Na Figura 4 observam-se algumas TUSDg apresentadas durante a Audiência Pública 26/2008 demasiadamente elevadas devido ao critério estabelecido para RUs Exportadoras. Outro fato verificado, é que boa parte dos valores preliminares de TUSDg da AP026 são baixos e podem incentivar a migração de usinas da Rede Básica para as Redes Unificadas.

Há usinas que possuem conexão tanto na Rede Unificada, quanto na Rede Básica e, nestes casos, espera-se que a diferença entre TUST e TUSDg seja pequena, pois o modelo interpreta cada uma dessas conexões como usinas diferentes com conexões próximas entre si. A Tabela 4 apresenta uma comparação entre a TUSDg e TUST apresentadas durante a AP026 de usinas que possuem conexão com uma RU e com a Rede Básica (RB), além das TUST obtidas com a simulação da proposta 2.

Tabela 4 – Tarifas das usinas conectadas a Redes Unificadas e Rede Básica.

Usina	TUSDg (RU)	TUST (RB)	Dif. %	TUST P2 (RU)	TUST P2 (RB)	Dif. %
Alto Alegre	1,014	1,529	-51%	1,933	3,177	-64%
Cachoeira Dourada	4,973	4,418	11%	4,532	4,747	-5%
Henry Borden	1,037	2,078	-100%	1,991	2,639	-33%
Juiz de Fora	1,316	0,575	56%	2,756	1,563	43%
Jupia	2,138	3,686	-72%	4,130	4,031	2%
Mascarenhas-Energest	2,160	2,149	1%	2,278	2,278	0%
Mascarenhas de Moraes	1,290	3,442	-167%	3,734	3,825	-2%
Nova Piratininga	3,088	2,546	18%	3,458	3,040	12%
Piratininga	3,088	2,546	18%	3,458	3,040	12%

As diferenças percentuais são elevadas quando se compara a TUSDg e TUST fornecidas pela AP026, e nota-se que estas diferenças diminuem quando eliminam-se os efeitos trazidos com a segregação dos ambientes tarifários. Este fato poder ser observado comparando as tarifas obtidas com a simulação da proposta 2 (P2) dispostas à direita da Tabela 4.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Resolução n° 281/1999, de 1 de outubro de 1999. Brasil.
- (2) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Resolução n° 349/1999, de 13 de janeiro de 2009. Brasil.
- (3) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Resolução n° 671/2008, de 10 de outubro de 2005. Brasil.
- (4) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Resolução n° 117/2004, de 3 de dezembro de 2004. Brasil.
- (5) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Nota Técnica n° 86/2008-SRD/SRT/ANEEL, de 14 de abril de 2008. Brasil.
- (6) ANEEL<sup>(\*)</sup>. Nota Técnica n° 01/2009-SRD/SRT/SRE ANEEL, de 08 de janeiro de 2009. Brasil.

(\*) – Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.