



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

BR/GPL/28
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

TARIFA DE USO DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO ÁREA DE INFLUÊNCIA

J W Marangon Lima*
UNIFEI

Joyce M de Faria
UNIFEI

Luana M M Lima
MC&E

Mabel S Morais
MC&E

RESUMO

As metodologias de cálculo das tarifas de transmissão buscam alocar todo ou parte dos custos existentes ou de novos custos da transmissão aos usuários da rede. O Brasil adotou a metodologia nodal para determinar as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST). Este artigo apresenta o método da área de influência (AI) para o cálculo destas tarifas cujo objetivo é fazer com que os agentes arquem apenas com os custos dos elementos da rede que são influenciados por suas injeções. A metodologia proposta é testada para o sistema IEEE 24 barras e para o sistema interligado nacional (SIN).

PALAVRAS-CHAVE

Tarifa de Uso da Transmissão, Área de Influência, Tarifa Nodal.

1.0 - INTRODUÇÃO

A atividade de transmissão de energia elétrica apresenta características inerentes de um monopólio natural. Com objetivo de determinar uma forma de precificação pela prestação do serviço de transmissão, várias metodologias têm sido propostas. Em linhas gerais, estas metodologias buscam alocar e/ou atribuir todo ou parte dos custos existentes ou de novos custos da transmissão aos usuários da rede.

A tarifa nodal adotada para a rede brasileira tem como característica o rateio de uma receita estabelecida pelo órgão regulador cujo fator de distribuição é derivado dos “pseudos” custos marginais de longo prazo [1]. Na definição destes custos marginais é que normalmente encontram-se as diferenças básicas entre os métodos de alocação da receita. Além disto, muitas vezes a alocação não é completa, pois é necessário adicionar uma componente à tarifa para fazer a reconciliação de receita. No caso da TUST brasileira, esta reconciliação é feita utilizando um rateio proporcional ao montante da carga transportada que não incorpora o efeito da localização conhecido como selo postal.

Após uma análise de várias metodologias de rateio existentes [2], este artigo apresenta o método da área de influência (AI) que é baseado em uma solução de fluxo de potência nos ramos da rede e questões como até onde a potência gerada por um gerador caminha na rede ou o quanto um gerador ou uma carga fazem uso de uma linha de transmissão são respondidas através da observação destes fluxos. O objetivo deste método é fazer com que os agentes arquem com os custos de uso apenas dos elementos cujos fluxos são influenciados por suas injeções ou retiradas de potência.

Quando um elemento da rede pertence a mais de uma área de influência, é necessário incorporar o conceito de

(*) Av BPS, n° 1303 – 2º andar - Bloco Reitoria – CEP 37.500-904 Itajubá, MG, – Brasil
Tel: (+55 35) 36291771 – Fax: (+55 35) 36291365 – Email: marangon@unifei.edu.br

responsabilidade de potência (RP), que pode ser total ou parcial, para dividir os custos da linha entre os agentes. Esta divisão do custo pode ser total onde o custo total da linha é repartido entre os agentes que usam o elemento ou pode ser parcial onde apenas o custo relativo ao fluxo líquido é rateado. Neste último caso, que se assemelha à formulação nodal implementada pela ANEEL, há a necessidade de um ajuste de receita onde para ser coerente com a metodologia vigente, utiliza-se o método do selo postal.

Este artigo está organizado em seis seções. A seção II apresenta a regulamentação dos serviços de transmissão no Brasil. A seção III apresenta a metodologia proposta para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão. A seção IV apresenta os resultados obtidos com a metodologia proposta para o caso base de 24 barras do IEEE e compara os resultados com a metodologia nodal vigente. A seção V apresenta os principais resultados obtidos para o sistema interligado nacional (SIN). E, finalmente, a seção VI apresenta as conclusões do artigo.

2.0 - REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

A tarifa de transmissão baseia-se, entre outras coisas, na receita permitida das empresas de transmissão definida pela ANEEL. No entanto, somente farão jus à receita permitida dos serviços de transmissão, aquelas instalações que compõem a Rede Básica (RB). De acordo com a REN 067/2004 integram a RB as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV.

Os encargos associados ao uso dos serviços de transmissão foram explicitados pela REN 281/1999, que estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os encargos ou Receita Anual Permitida (RAP) devem ser estabelecidos observando: (a) as receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL; (b) a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL; e (c) a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior. A RAP é paga por todos os usuários do sistema na proporção de 50% para geradores e 50% para consumidores.

Com a REN 281/1999 foi estabelecido que o rateio da RAP entre os usuários da Rede Básica seria baseado na metodologia nodal utilizada na Inglaterra, que procura refletir a variação do custo de expansão resultante de um aumento na capacidade de geração de cada barra, denominada $TUST_{RB}$. A equação (1) apresenta a $TUST_{RB}$ sem ajuste, ou seja, a parcela locacional para geração de uma barra i qualquer do sistema.

$$\pi_i^{g'} = \sum_{j=1}^{N_l} (\beta_{ji} \times c_j \times fp_j) \quad (1)$$

Onde:

$\pi_i^{g'}$ = $TUST_{RB}$ sem ajuste para geração na barra;

N_l = Número total de circuitos da Rede Básica;

β_{ji} = Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu na barra i ;

c_j = Custo unitário do circuito;

fp_j = Fator de ponderação sobre a utilização do circuito j .

O fator de ponderação foi um fator exógeno à metodologia original, que foi incorporado pela ANEEL e, de acordo com a REN 117/2004, varia entre 0 (zero) e 1 (um) dependendo do carregamento do circuito. A $TUST_{RB}$ sem ajuste para carga na barra i corresponde ao negativo do que foi estabelecido para geração, ou seja, $\pi_i^{c'} = -\pi_i^{g'}$.

Dado que as tarifas $\pi_i^{g'}$ e $\pi_i^{c'}$ não recuperam a totalidade dos custos da rede de transmissão, é necessária a presença de uma parcela complementar de ajuste, denominada parcela selo. A parcela selo da geração é dada pela razão entre a parcela da RAP de geração que não foi coberta pela tarifa sem ajuste e a capacidade instalada total do sistema. Analogamente, a parcela selo da carga é dada pela razão entre a parcela da RAP de carga que não foi coberta pela tarifa sem ajuste e a demanda total do sistema.

Devido às regras de composição da Rede Básica fixadas pela REN 067/2004, foi criada uma outra parcela da $TUST$, a $TUST_{FR}$, que regulamenta o uso das instalações de transformação necessárias para rebaixar as altas tensões da transmissão (≥ 230 kV) para as tensões de distribuição e das Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

Outras inovações no cálculo das tarifas foram traduzidas pela REN 349/2009 que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg

conectadas no nível de tensão 138 kV ou 88 kV. Mais recentemente, a REN 399/2010 introduziu um sinal econômico para TUST Fora de Ponta, com início a partir do ciclo 2011-2012.

Este artigo propõe uma nova metodologia de cálculo da $TUST_{RB}$ para carga e geração.

3.0 - METODOLOGIA DA ÁREA DE INFLUÊNCIA

A área de influência de um gerador é definida como o conjunto de barras que são alcançadas pela potência produzida por este gerador. A potência de um gerador alcança uma determinada barra se for possível encontrar um caminho através da rede que vai do gerador até a barra para o qual a direção é consistente com a direção do fluxo de potência calculado [3]. Analogamente, a área de influência de uma carga é o conjunto de barras de geração real ou fictícia que produzem a potência necessária para o atendimento de determinada carga localizada em um determinado barramento.

Considere um exemplo com o sistema de 6 barras apresentado na Figura 1. As setas indicam o sentido do fluxo de potência nas linhas. Seguindo o caminho dos fluxos através da rede a partir do gerador A, observa-se que a área de influência do gerador A compreende todas as barras do sistema. A área de influência do gerador B inclui somente as barras 3, 4, 5 e 6, com os respectivos elementos conectando as barras. O gerador C limita-se apenas à barra 6. Neste caso, o gerador supre apenas a carga conectada à barra não fazendo uso dos elementos da rede.

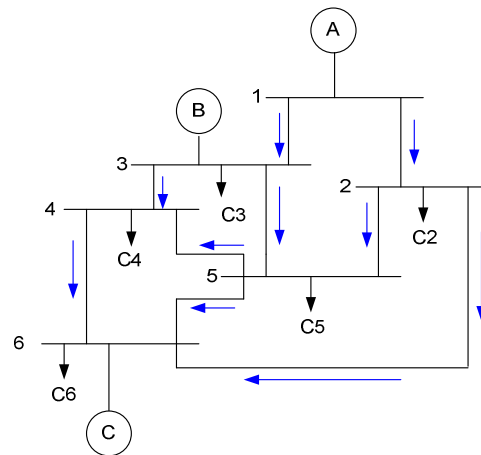


FIGURA 1 - Sistema de 6 barras com três geradores, A, B e C, e cinco cargas, C2, C3, C4, C5 e C6

Similarmente, pode-se identificar a área de influência de uma carga como sendo o conjunto de barras utilizadas no suprimento da mesma. Observa-se que a área de influência da carga C6 compreende todas as barras do sistema. Já a área de influência da carga C5 inclui somente as barras 1, 2, 3 e 5. A área de influência da carga C4 inclui as barras 1, 2, 3, 4 e 5. A carga C3 limita-se apenas às barras 1 e 3. E a carga C2 limita-se às barras 1 e 2.

Como pode ser observado, pode existir uma significativa sobreposição de áreas de influência em uma rede. Portanto, para que cada carga ou gerador pague pelo custo do elemento de sua área de influência na proporção do seu uso, calcula-se a Responsabilidade de Potência (RP) de cada elemento, ou seja, a proporção em que cada carga ou gerador é responsável pelo fluxo naquele elemento.

3.1 Cálculo da Responsabilidade de Potência

Para determinar a Responsabilidade de Potência de cada elemento da rede, primeiramente, calcula-se o fluxo de potência total com todos os geradores e todas as cargas do sistema representadas com as demandas máximas independentes do horário.

No cálculo da variação de fluxo causado por um gerador específico, realizam-se duas simulações: uma com o gerador presente e outra sem o gerador. Para a simulação sem o gerador, o equivalente à sua capacidade é retirado das cargas pertencentes à sua área de influência. A diferença entre o fluxo total em uma linha sem o gerador e o fluxo total com o gerador, representa apenas a contribuição do mesmo para o fluxo nesta linha. Consideram-se apenas os valores absolutos do fluxo.

Da mesma forma no cálculo da RP de uma carga, ao retirar da rede a carga em estudo, o equivalente à sua demanda é retirado das unidades geradoras pertencentes à sua área de influência.

Tendo calculado a contribuição de um gerador ou de uma carga para o fluxo em cada elemento da rede, a Responsabilidade de Potência poderá então ser calculada. Para que haja a recuperação total da Receita Anual Permitida, calcula-se a RP “total” de um gerador e de uma carga, conforme (2) e (3) respectivamente.

$$RP_i^U = \frac{|Fluxo_i^U|}{\sum_{j=1}^{NU} |Fluxo_i^j|} \quad (2)$$

Onde:

RP_i^U : Responsabilidade de potência de um gerador U no ativo i;

$Fluxo_i^U$: Fluxo de potência no ativo i devido ao gerador U;

NU : Número de geradores pertencentes à área de influência do gerador U.

$$RP_i^C = \frac{|Fluxo_i^C|}{\sum_{j=1}^{NC} |Fluxo_i^j|} \quad (3)$$

Onde:

RP_i^C : Responsabilidade de potência da carga C no ativo i;

$Fluxo_i^C$: Fluxo de potência no ativo i devido à carga C;

NC : Número de cargas pertencentes à área de influência da carga C.

3.2 Cálculo da Tarifa de Transmissão para Gerador e Carga pela RP total

A tarifa pela Área de Influência da unidade geradora U é então calculada pela relação do encargo dado por (4), pela sua respectiva capacidade.

$$Encargo_U = \sum_{i \in \Omega_{NLU}} Cl_i * RP_i^U \quad (4)$$

Onde:

$Encargo_U$: Encargo do gerador U em R\$/ano;

Cl_i : Custo total do elemento i;

Ω_{NLU} : Conjunto de linhas da rede unificada pertencentes à área de influência do gerador U.

A tarifa pela Área de Influência da carga C é então calculada pela relação do encargo dado por (5), pela sua respectiva demanda.

$$Encargo_C = \sum_{i \in \Omega_{NLC}} Cl_i * RP_i^C \quad (5)$$

Onde:

$Encargo_C$: Encargo para a carga C em R\$/ano;

Ω_{NLC} : Conjunto de linhas da rede pertencentes à área de influência da carga C.

As tarifas são dadas pela relação dos encargos e respectivas capacidades do gerador e demanda na barra.

3.3 Cálculo da Tarifa de Transmissão para Gerador e Carga pela RP parcial

No item anterior foi apresentado o cálculo da responsabilidade de potência total, onde os encargos resultantes recuperam a totalidade da receita anual permitida de cada elemento da rede. No entanto, o cálculo das tarifas do gerador ou da carga pode ser feito de modo a não se recuperar toda a receita permitida. No caso particular da metodologia Nodal utilizada pela ANEEL, apenas a parcela relativa à capacidade realmente utilizada do sistema é considerada para o cálculo da parcela locacional. Para comparação com a metodologia Nodal, foi utilizado o mesmo princípio no cálculo da RP utilizando a área de influência que denominamos de RP “parcial”.

As Equações (6) e (7) mostram o cálculo dos encargos da geração e da carga respectivamente para este caso.

$$Encargo_U = \sum_{i \in \Omega_{NLU}} Cl_i * RP_i^U * \frac{|FluxoTotal_i|}{Cap_i} \quad (6)$$

$$Encargo_C = \sum_{i \in \Omega_{NLC}} Cl_i * RP_i^C * \frac{|FluxoTotal_i|}{Cap_i} \quad (7)$$

Onde:

$FluxoTotal_i$: fluxo do caso base no elemento i;

Cap_i : capacidade do elemento i.

As tarifas são dadas pela relação dos encargos e respectivas capacidade instalada do gerador e demanda na barra. A receita que não é recuperada é então rateada via selo postal, conforme (8) e (9). A tarifa total é a soma da tarifa sem ajuste e da parcela selo. Se algum gerador ou carga não fazem uso da rede, eles pagarão apenas a parcela selo, ou seja, pagarão pela disponibilidade da rede.

$$SELO_U = \frac{RAP - Encargo_U}{g_t} \quad (8)$$

$$SELO_C = \frac{RAP - Encargo_C}{d_t} \quad (9)$$

Onde:

g_t : geração total da rede;

d_t : demanda total da rede.

O método da RP parcial deverá fornecer o mesmo encargo parcial total e o mesmo valor da parcela selo do método nodal desde que não se considere o fator de ponderação e se utilize o ajuste proposto por [4] para eliminar a dependência da barra de referência. Porém, as tarifas individuais de cada barra do sistema são diferentes dado que as tarifas correspondentes à parcela locacional são diferentes.

4.0 - CASO EXEMPLO

A metodologia proposta foi testada primeiramente para o IEEE Reliability Test System de 24 barras [7] mostrado na Figura 2. O sistema possui 38 circuitos, 10 unidades geradoras e 17 consumidores. A capacidade total instalada é de 3405 MW e a demanda total é 2850 MW. Considera-se que a Receita Anual Permitida do sistema é de R\$ 1.000.000,00 por ano e todos os 38 circuitos, incluindo os transformadores, têm o mesmo custo de R\$ 26.315,79 por ano.

A Tabela 1 mostra o percentual de uso de cada gerador no sistema considerando a responsabilidade de potência de cada um calculada conforme (2). Esses percentuais foram calculados somando os RP's de todos os circuitos pertencentes à área de influência do gerador e dividindo por 38 que é o número de circuitos da rede. Como o custo dos circuitos é o mesmo, o percentual de uso deverá ser proporcional aos encargos, ou seja, os geradores que usam mais a rede devem pagar mais.

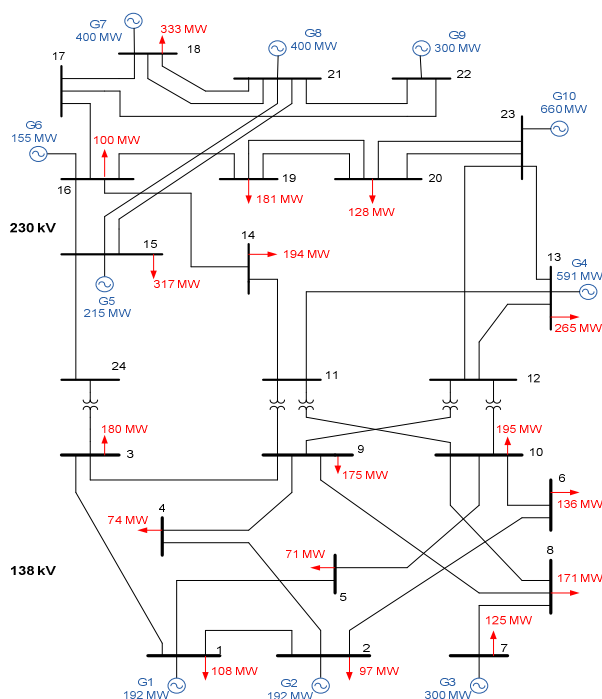


FIGURA 2 - IEEE Reliability System de 24 barras

Tabela 1 - Percentual de Uso do Sistema para cada Gerador do Sistema

G1	3.2%	G6	3.7%
G2	0.7%	G7	7.5%
G3	2.6%	G8	16.5%
G4	14.9%	G9	17.7%
G5	4.7%	G10	28.5%

A Figura 3 apresenta uma comparação entre os encargos anuais de cada gerador para três métodos: método da área de influência com RP total, método da área de influência com RP parcial e método nodal ANEEL.

Observa-se que os resultados do método AI com RP parcial e metodologia nodal são próximos já que os dois métodos possuem a mesma filosofia de recuperar o custo da parcela utilizada da rede pela parcela locacional e o custo da disponibilidade da rede pela parcela selo. Caso se considere na metodologia nodal o ajuste que torna a parcela locacional independente da barra referência [4], os métodos apresentam a mesma parcela selo. Apenas a distribuição do encargo pela parcela utilizada da rede é diferente. O método AI com RP parcial não produz tarifas negativas mesmo para as tarifas não ajustadas o que representa uma forma mais justa de eliminar o payback dos geradores que não é aceito pelo ANEEL.

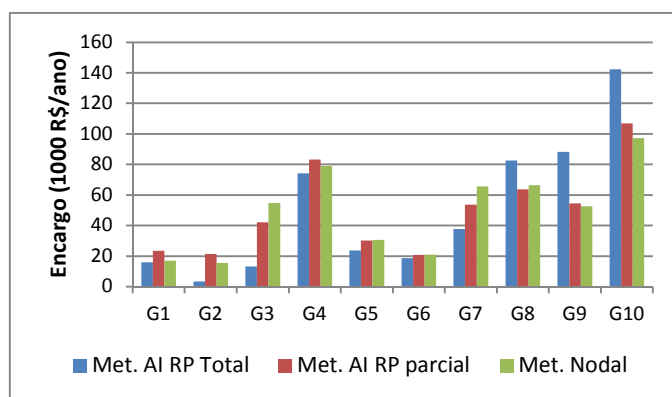


FIGURA 3 - Comparação de encargos de uso do sistema para a metodologia da área de influência com RP total e RP parcial e metodologia nodal ANEEL

Já as diferenças entre os encargos produzidos pelo método AI com RP total e método nodal são maiores. Observa-se que geradores G3 e G7 são beneficiados pelo método AI com RP total enquanto os geradores G8, G9 e G10

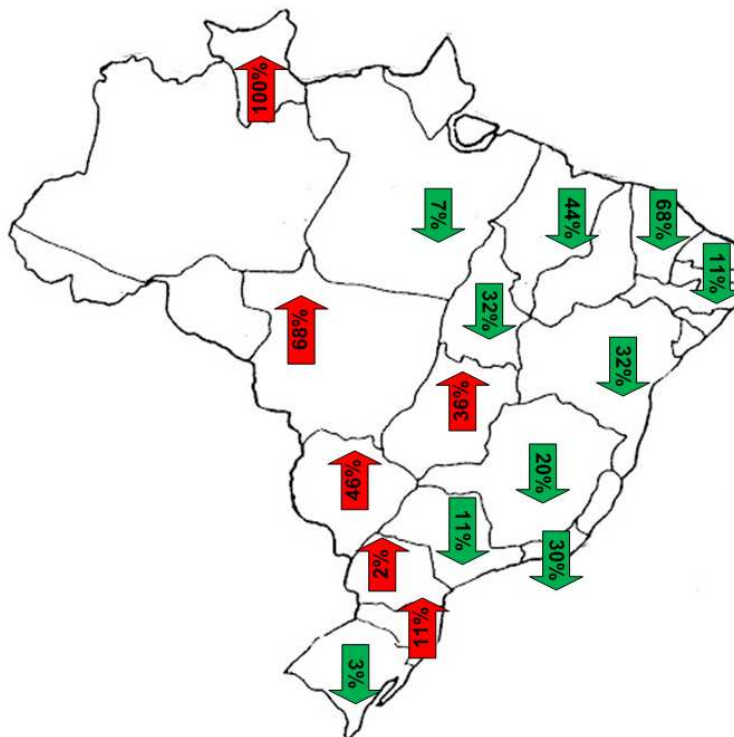
são beneficiados pelo método nodal.

Os geradores G7, G8 e G9 estão localizados em barras próximas e têm, portanto, encargos similares com a metodologia nodal. De acordo com a Tabela I, o percentual de uso da rede do G7 é menor do que de G8 e G9. Isso porque G7 tem capacidade instalada de 400 MW e está localizado na barra 18 que possui uma carga de 333 MW, portanto parte de sua geração é absorvida por essa carga. O método da RP consegue capturar isso resultando em um encargo menor para G7 quando comparado ao encargo de G8 e G9.

5.0 - RESULTADOS PARA O SIN

A metodologia proposta foi testada para o sistema interligado nacional (SIN). A Figura 3 apresenta uma comparação entre as tarifas de transmissão quando calculadas pelo método da AI com RP total e das tarifas nodais vigentes de acordo com a REN 1173/2011 apenas para as centrais geradores localizadas na rede básica. Para os dois métodos foi calculada uma média aritmética da TUST por estado. As setas vermelhas sinalizam um aumento nas tarifas com intensidade variando de 2 a 100% e as verdes uma diminuição na tarifa de geração que pode variar de 3 a 68%.

Observa-se que o método proposto acaba diminuindo as tarifas dos geradores na região Sudeste e alguns na região Nordeste que estão próximos dos grandes centros de carga e aumenta a tarifa dos geradores no Centro-Oeste. Este resultado é coerente com o que se deseja em termos de sinais locais, mas cabe ressaltar que o método RP total não olha apenas a localização do agente, mas também o quanto o agente usa o sistema. Portanto, os geradores com capacidade instalada elevada terão suas tarifas aumentadas independente de sua localização. Algo similar ao que aconteceu com os geradores G7, G8 e G9 no caso exemplo apresentado na seção anterior.



a área de influência com RP total, foi feita uma comparação com o sinal locacional emitido antes da adição da parcela selo para a metodologia nodal e AI. Isto foi possível incorporando o conceito de RP parcial que separa a receita rateada de forma locacional com a rateada através do selo postal. A metodologia só muda na definição da tarifa não ajustada, sendo o resto do cálculo o mesmo que o programa Nodal da ANEEL utiliza.

Um sistema simples de 24 barras foi utilizado para exemplificar as diferenças básicas das metodologias propostas com a metodologia nodal da ANEEL. Observa-se que a metodologia proposta apresenta resultados mais coerentes que a metodologia da ANEEL no que se refere ao posicionamento dos agentes na rede e consequentemente no valor a ser atribuído pelo uso da rede.

Quando a metodologia proposta é aplicada à rede básica que representa o sistema de transmissão no Brasil, verifica-se que a metodologia nodal atual poderia ser melhorada através da visão da área de influência.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao apoio da Petrobrás para a realização deste trabalho consubstanciado pelo projeto de P&D ANEEL *Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão*, gerenciado pelo Engo. Cléber Onofre Inácio.

8.0 - REFERÊNCIAS

- (1) Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N.º 281, de 01 de Outubro de 1999, “Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica”. www.aneel.gov.br.
- (2) José W. Marangon Lima (1996). Allocation of transmission fixed charges: an overview. Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418.
- (3) D. Kirschen, R. Allan, G. Strbac, “Contributions to Individual Generators to Loads and Flows”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997.
- (4) J.C.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimarães, R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, XXI SNPTEE – Outubro de 2011, Florianópolis, SC.
- (5) Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N.º. 117 de 3 de dezembro de 2004, “Altera a sistemática de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST” – www.aneel.gov.br
- (6) Agência Nacional de Energia Elétrica -. Nodal Versão 4.4. Manual do Usuário. Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico: TUSTRB, TUSTFR e TUSDg. Brasília. www.aneel.gov.br
- (7) IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov.Dec./1979 , “IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM”.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

José W. M. Lima possui graduação em Engenharia Elétrica pelo Instituto Militar de Engenharia (1979), graduação em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1980), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1990) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1994). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), pesquisador 1C do CNPq. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Transmissão da Energia Elétrica, Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: reestruturação do setor elétrico, mercado de energia elétrica, tarifação da transmissão e distribuição, operação de sistemas elétricos e confiabilidade composta.

Joyce Michelle de Faria possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (2011). É mestranda no curso de Engenharia Elétrica pela UNIFEI e engenheira na CPFL.

Mabel S. Morais possui graduação em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (1987), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1990) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2005). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Transmissão da Energia Elétrica, Distribuição da Energia Elétrica, Regulação econômica, atuando principalmente nos seguintes temas: elétrica e ensino.

Luana M. M. Lima possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2005), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2007) e doutorado em pesquisa operacional e engenharia de produção pela University of Texas at Austin (2011). Tem experiência na área de Sistemas Elétricos de Potência, com ênfase em Transmissão da Energia Elétrica, Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: tarifas de distribuição, tarifas de transmissão e mercado de energia elétrica. Possui experiência na área de Geração de Energia Elétrica e Séries Temporais com ênfase em previsão de afluências.