

GPL/026

21 a 26 de Outubro de 2001  
Campinas - São Paulo - Brasil

## GRUPO VII

### PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

#### APLICAÇÃO DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS ÀS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Yuri S.B. Willmersdorf (\*)

COPPE/UFRJ

Djalma M. Falcão

COPPE/UFRJ

Carlos R.R. Dornellas

Duke Energy International, Brasil,  
COPPE/UFRJ

#### RESUMO

Nos horizontes de médio e longo prazo, pode-se avaliar o comportamento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUSTs) ao longo dos anos, considerando a evolução da topologia da Rede Básica e Complementar e o crescimento do mercado e da oferta de energia elétrica. Porém, é inerente aos estudos dessa natureza a presença de diversas variáveis de incerteza, tais como receitas anuais permitidas de transmissão, proporção de rateio dos encargos, fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras e consumidoras (a partir de dezembro de 2002), previsão do mercado de energia elétrica, etc., sendo portanto mais adequado o tratamento probabilístico dessas variáveis.

Aplicando-se técnicas probabilísticas baseadas nos fundamentos da simulação Monte Carlo, torna-se possível determinar as distribuições de probabilidade e os valores médios das TUSTs e de outras grandezas correlatas, fornecendo então subsídios indispensáveis para a tomada de decisão de investidores, face às incertezas quanto à localização de empreendimentos de geração, em função do pagamento das TUSTs.

O método proposto foi aplicado ao sistema teste "Reliability Test System" (RTS-IEEE) e os resultados são apresentados e discutidos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, Técnicas Probabilísticas

#### 1.0 – INTRODUÇÃO

Com o advento do novo modelo do setor elétrico brasileiro, a energia elétrica pôde ser tratada como um produto, separada comercialmente dos serviços de transmissão e distribuição (serviço de "transporte"). Portanto, o uso do sistema de transmissão tornou-se um serviço, surgindo a necessidade de cobrança de

tarifas de uso (TUSTs) para remunerar as empresas transmissoras, a fim de compensar os custos de investimento e operação, fornecendo sinais econômicos adequados para a expansão dos sistemas de transporte e a localização de empreendimentos de geração.

Considerando que há diversas variáveis de incerteza no cálculo das TUSTs, tais como receitas anuais permitidas de transmissão, proporção de rateio dos encargos, fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras e consumidoras (a partir de dezembro de 2002), previsão do mercado de energia elétrica, etc., a tomada de decisão por parte de investidores, no que tange à localização de empreendimentos de geração, torna-se extremamente difícil quando baseada em um único valor. Essa importante questão já tinha sido percebida e devidamente relatada por grupos de trabalho para cálculo e análise das TUSTs, atuantes nas instâncias de planejamento [1].

Motivado principalmente por essa razão, pretende-se avaliar as vantagens da Aplicação de Técnicas Probabilísticas às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, com o auxílio de um protótipo computacional [2]. Foi utilizado como sistema teste o "Reliability Test System" (RTS-IEEE) [3] e os resultados são apresentados e discutidos.

#### 2.0 – TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A metodologia em vigor [4] define as TUSTs de cada usuário, produtor ou consumidor, 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, em que as tarifas são definidas para cada par geração-carga, sendo portanto desnecessário relacionar a barra de

injeção à barra de retirada. As TUSTs se aplicam a geradores e consumidores livres fora dos Contratos Iniciais e às parcelas que venham a se liberar gradualmente a partir do ano 2003.

As TUSTs são compostas de duas parcelas, quais sejam: locacional e selo postal [5], [6] e [7].

A parcela locacional é função do custo anualizado unitário (custo anualizado dividido pela capacidade de carregamento) dos elementos de transmissão pertencentes à Rede Básica (“condomínio”), da sensibilidade desses elementos a uma injeção incremental de potência no ponto de conexão do usuário à rede elétrica e do carregamento percentual desses elementos.

$$\pi_j = \sum_{i=1}^n c_j \cdot \beta_{ij} \cdot fp_i$$

onde:

- $\pi_j$  = tarifa nodal (R\$/kW.mês) associada a cada barra j do sistema
- $n$  = número de elementos de transmissão
- $c_j$  = custo anualizado unitário de expansão do elemento j
- $\beta_{ij}$  = fator de sensibilidade do fluxo no elemento i com relação a uma injeção na barra j
- $fp_i$  = fator de ponderação dos  $\beta$  pelo fluxo de potência ativa no circuito i

$$\text{Obs.: } fp_i = \begin{cases} 0 & ; \quad r_i < r^{\min} \\ r_i & ; \quad r^{\min} \leq r_i \leq r^{\max} \\ 1 & ; \quad r_i > r^{\max} \end{cases} \quad r_i = \frac{|f_i|}{\bar{f}_i}$$

onde:

- $r_i$  = fator de carregamento do elemento i
- $r^{\min}$  = fator de carregamento mínimo
- $r^{\max}$  = fator de carregamento máximo
- $f_i$  = fluxo de potência ativa no elemento i
- $\bar{f}_i$  = capacidade de carregamento do elemento i

O custo anualizado unitário dos elementos de transmissão pertencentes à Rede Básica está estreitamente relacionado com o valor atribuído à receita anual permitida de transmissão, assim como a sensibilidade desses elementos a injeções incrementais de potência depende da topologia adotada (i.e., investimentos em transmissão). O carregamento percentual desses elementos determina o conhecido fator de ponderação, que tem por objetivo atenuar ou amplificar a parcela locacional das TUSTs. Elementos de transmissão pouco carregados, pouco contribuem para a parcela locacional das TUSTs e vice-versa. Como consequência, circuitos de interligação eletroenergética, usualmente pouco

carregados em despachos proporcionais às energias asseguradas, são remunerados de forma condominial através da parcela selo postal.

Devido às simplificações adotadas na metodologia nodal, as parcelas locacionais comumente não cobrem a receita anual permitida de transmissão. Então, torna-se necessário a determinação da parcela selo postal para cobertura total da receita. A parcela selo postal tem quase sempre valores diferentes para classe produção e consumo, entretanto tem valores iguais dentro da mesma classe.

### 3.0 - APLICAÇÃO DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS ÀS TUSTs

O método proposto consiste em sortear valores dentre intervalos pré-especificados para as diversas variáveis de incerteza (variáveis aleatórias – VAs) presentes na análise do comportamento das TUSTs em horizontes de médio e longo prazo, tais como receitas anuais permitidas de transmissão, proporção de rateio dos encargos, fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras e consumidoras (a partir de dezembro de 2002), previsão do mercado de energia elétrica, etc.

O processo de sorteios é baseado nos fundamentos da simulação Monte Carlo [8], correspondente à amostragem de eventos, i.e., “retratos” dos estados das VAs, em que rotinas de geração de números pseudo-aleatórios e distribuições uniformes são empregadas.

Diversos sorteios são realizados e, conseqüentemente, diversos valores de TUSTs são calculados, em que cada sorteio equivale a um novo estado das VAs.

Supondo-se um sistema com n componentes  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , VAs com distribuições conhecidas, um estado do sistema é uma realização do vetor  $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ . Seja  $f(x)$  a função análise de desempenho do sistema quando seu estado é  $x$ , sendo essa função também uma VA. Então, pode-se definir os seguintes índices [9]:

- Média de  $f(x)$

$$Me(f(x)) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f(x_i)$$

- Variância de  $f(x)$

$$Var(f(x)) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - Me(f(x)))^2$$

- Desvio Padrão de  $f(x)$

$$DP(f(x)) = \sqrt{Var(f(x))}$$

- Coeficiente de Variação de  $f(x)$

$$\beta = \frac{DP(f(x))}{Me(f(x))}$$

Como critério de convergência (ou parada) do processo de sorteios, utiliza-se o número máximo de sorteios a serem realizados ou o máximo coeficiente de variação das TUSTs. Caso o número máximo de sorteios seja atingido ou o coeficiente de variação seja menor ou igual à tolerância pré-especificada, o processo é interrompido. Tem-se, então, um conjunto de valores de TUSTs, obtidos a partir da aplicação de técnicas probabilísticas, que pode ser representado através de distribuições de probabilidade ou valores médios.

As distribuições de probabilidade e os valores médios das TUSTs podem ser comparados com o valor determinístico, que se refere ao método de cálculo convencional ora em vigor, apresentando, de imediato, vantagens, tais como probabilidade de um determinado valor de TUST pertencer a um intervalo de TUSTs pré-especificado, sensibilidade das TUSTs em relação às variáveis de incerteza, etc.

O algoritmo conceitual simplificado de aplicação de técnicas probabilísticas às TUSTs é apresentado na FIGURA 1.

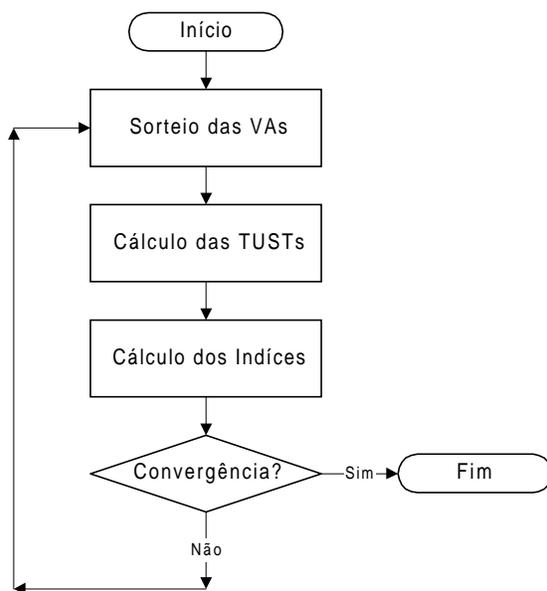


FIGURA 1 - Algoritmo conceitual simplificado

#### 4.0 – APLICAÇÃO EM SISTEMA TESTE

O método proposto foi aplicado ao sistema teste “Reliability Test System” (RTS-IEEE), utilizando-se um protótipo computacional desenvolvido para aplicação de técnicas probabilísticas às TUSTs.

O sistema RTS-IEEE original possui 24 barras, 38 circuitos e uma carga de 2 850 MW. Esse sistema teste provou ser útil e continua sendo amplamente utilizado por diversos pesquisadores.

#### 4.1 - Dados & Premissas

Foram mantidas diversas características originais do sistema RTS, tais como comprimento e impedância das linhas de transmissão, cenários de carga e geração. Entretanto, foram alterados os níveis de tensão do sistema para 230kV (área 1) e 345 kV (área 2), além das capacidades das linhas de transmissão e transformadores, afim de torná-los compatíveis com os critérios estabelecidos em [5]. Na ausência de custo de reposição relativo ao transformador 345.0-230.0 kV, foi adotado o custo referente ao transformador 230.0-138.0 kV.

No cálculo das TUSTs, foram adotados potência disponível igual à potência gerada na barra e redespacho proporcional aos fatores de participação baseados nas capacidades disponíveis das usinas.

Foi empregado na metodologia proposta o fluxo de potência linearizado sem perdas [10]. Em relação à representação das perdas no fluxo de potência linearizado, pode-se afirmar que causariam efeito (aumentariam) nos fluxos de potência e, por consequência, nos fatores de carregamento e ponderação, alterando as parcelas locais das TUSTs. Assim sendo, as TUSTs seriam alteradas, entretanto, não há como prever de antemão se seria para menos ou para mais.

Foram obedecidos os critérios de [11], Art. 1º, Parágrafo 4º, itens I, II e III, i.e., *rateio dos encargos na proporção* de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras, utilização dos percentuais de 30% e 60%, correspondentes aos *valores mínimo e máximo do fator de ponderação*, aplicáveis às unidades geradoras e percentuais de 40% e 80%, aplicáveis às unidades consumidoras.

No artigo 4º de [11], consta que os parâmetros citados anteriormente poderão ser revistos, anualmente, a partir de dezembro de 2002, observando uma variação máxima de 10% a cada revisão. Supondo que o estudo em questão esteja sendo feito para o ano 2003, pode-se considerar como variáveis de incerteza os fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras e consumidoras e a proporção de rateio dos encargos, além da receita anual permitida de transmissão e da previsão de mercado de energia elétrica, sendo que as últimas apresentam, por definição, um nível considerável de incerteza.

Assim sendo, foi considerado que:

- A receita anual permitida de transmissão pode variar em até 10% acima e abaixo de seu valor médio (R\$ 70.000,00);

- Os fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras podem variar entre 27% e 30%, para o limite mínimo, e 54% e 60%, para o limite máximo;
- Os fatores de ponderação aplicáveis às unidades consumidoras podem variar entre 36% e 40%, para o limite mínimo, e 72% e 80%, para o limite máximo;

Foram adotados esses limites de fatores de ponderação apostando-se em um aumento gradual da parcela locacional nas TUSTs.

- A proporção de rateio dos encargos para as unidades geradoras pode variar entre 45% e 55%;
- A proporção de rateio dos encargos para as unidades consumidoras pode variar entre 55% e 45%;

O critério vigente estabelece como proporção de rateio dos encargos 50-50%, envolvendo as unidades geradoras e consumidoras, entretanto nada impede que a médio e longo prazos esse critério possa ser alterado, apesar de haver uma tendência em conservar a proporção 50-50%, valores intuitivamente justos.

- O mercado de energia elétrica pode variar de acordo com diferentes cenários de carga, representando p.e., erros de previsão.

Assumiu-se a distribuição uniforme como modelo de representação para o sorteio dos valores da receita anual permitida de transmissão, dos fatores de ponderação e da proporção de rateio dos encargos, enquanto o mercado de energia elétrica foi considerado com 4 diferentes cenários de carga, cada qual com sua probabilidade de ocorrência, quais sejam:

- Cenário 1: Carga: 94,21%  
Probabilidade: 14,96%
- Cenário 2: Carga: 90,09%  
Probabilidade: 20,98%
- Cenário 3: Carga: 87,94%  
Probabilidade: 24,11%
- Cenário 4: Carga: 85,86%  
Probabilidade: 39,95%

#### 4.2 - Análise Determinística x Probabilística

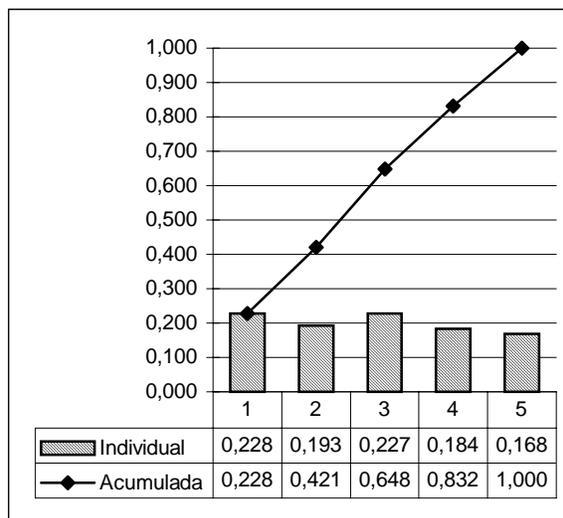
As distribuições de probabilidade e os valores médios das TUSTs, obtidas a partir da aplicação de técnicas probabilísticas, podem ser comparados com o valor determinístico, que por sua vez refere-se ao método de cálculo convencional ora em vigor.

Foram escolhidas a barra de geração 7 e a área 2 para se efetuar a comparação. O exercício computacional teve como critérios de convergência um coeficiente máximo de variação ( $\beta$ ) igual a 5% ou um número

máximo de sorteios igual a 1000. A seguir, as principais constatações resultantes das análises:

#### 4.2.1 - Tarifa nodal de geração da barra 7

<i>Estudo Determinístico:</i> 1,143 R\$/kW.mês	<i>Estudo Probabilístico:</i> 1,132 R\$/kW.mês (valor médio) $\beta = 6,8\%$
---	---



Int. 1	Int. 2	Int. 3	Int. 4	Int. 5
1,001	1,056	1,110	1,165	1,220
R\$/kW.mês				

FIGURA 2 - Distribuições de Probabilidade - Barra 7

Conforme as distribuições de probabilidade apresentadas na FIGURA 2, a probabilidade de ocorrência de um valor para a TUST no intervalo 1,110 – 1,165 R\$/kW.mês é igual a 22,7%. Vale lembrar que o valor da TUST obtida pelo método de cálculo convencional é igual a 1,143 R\$/kW.mês. Pode-se afirmar, com base na distribuição de probabilidade acumulada, que há uma probabilidade igual a 83,2% de que o valor da TUST seja menor que 1,220 R\$/kW.mês.

#### 4.2.2 - Tarifa zonal da área 2

<i>Estudo Determinístico:</i> 0,0672 R\$/kW.mês	<i>Estudo Probabilístico:</i> 0,0698 R\$/kW.mês (valor médio) $\beta = 1,8\%$
--	--

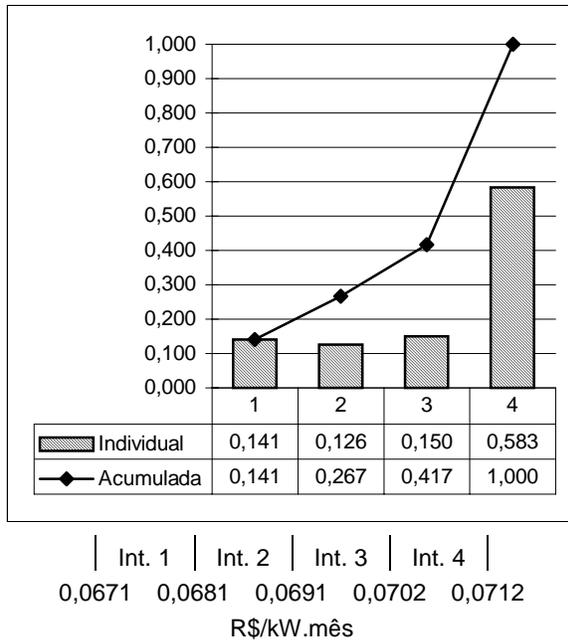


FIGURA 3 – Distribuições de Probabilidade - Área 2

As distribuições de probabilidade para a área 2 são apresentadas na FIGURA 3. Pode-se notar que há uma maior densidade dos valores das TUSTs no intervalo 0,0702 – 0,0712 R\$/kW.mês, com uma probabilidade de ocorrência igual a 58,3%. O valor da TUST determinado pelo método convencional encontra-se no intervalo com 14,1% de probabilidade de ocorrência.

Conforme observado, a análise probabilística apresenta, de imediato, vantagens, tais como probabilidade de um determinado valor de TUST pertencer a um intervalo de TUSTs pré-especificado, em vez de um único valor, fornecendo ao investidor maiores elementos para a sua tomada de decisão. Além disso, através das distribuições de probabilidade acumulada, pode-se determinar qual o limite superior mais provável de variação das TUSTs, face às variáveis de incerteza consideradas, fornecendo então ainda mais subsídios para a tomada de decisão dos investidores.

#### 4.3 - Análise Paramétrica das TUSTs

A análise paramétrica permite observar a influência de cada variável de incerteza no comportamento das TUSTs. Os exercícios consistem em aplicar técnicas probabilísticas a uma determinada variável de incerteza, mantendo-se constantes as demais. Em cada exercício, foram empregados como critérios de convergência o número máximo de sorteios igual a 1000 ou o coeficiente máximo de variação igual a 5%.

##### 4.3.1 - Influência da incerteza no mercado de energia elétrica nas TUSTs

Para as tarifas nodais de geração, foi obtido 3,1% como maior coeficiente de variação e para as tarifas zonais de carga, 4,6%.

A representação da incerteza no mercado ou na carga provoca alteração dos fluxos de potência nos elementos de transmissão, que por sua vez provocam alteração dos fatores de ponderação, função dos fatores de carregamento. A alteração dos fatores de ponderação de cada elemento causa efeito nas parcelas locacionais das TUSTs, fazendo com que as mesmas variem razoavelmente durante o processo de sorteios.

##### 4.3.2 - Influência da incerteza na Receita Anual Permitida de Transmissão nas TUSTs

Tanto para as tarifas nodais de geração, quanto para as tarifas zonais de carga foi obtido 5,8% como maior coeficiente de variação.

Conforme apresentado, a receita anual permitida de transmissão é considerada tanto na determinação da parcela locacional (cálculo do custo anualizado), quanto na determinação da parcela selo postal. Considerando que ambas as parcelas variam durante o processo de sorteios, os valores das TUSTs apresentam uma variação significativa.

Confrontando-se os valores máximos de coeficiente de variação obtidos dos exercícios de análise paramétrica, em que foram representadas como únicas variáveis de incerteza o mercado de energia elétrica e a receita anual permitida de transmissão, pode-se notar que esta exerceu maior influência na determinação das TUSTs que aquela.

## 5.0 - CONCLUSÕES & RECOMENDAÇÕES

Considerando que há diversas variáveis de incerteza no cálculo das TUSTs, tais como receitas anuais permitidas de transmissão, proporção de rateio dos encargos, fatores de ponderação aplicáveis às unidades geradoras e consumidoras (a partir de dezembro de 2002), previsão do mercado de energia elétrica, etc., a tomada de decisão por parte de investidores, no que tange à localização de empreendimentos de geração, torna-se extremamente difícil quando baseada em um único valor.

Foram discutidas as vantagens resultantes da Aplicação de Técnicas Probabilísticas às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, com o auxílio de um protótipo computacional. Foi utilizado como sistema teste o "Reliability Test System" (RTS-IEEE).

Conforme observado, a análise probabilística apresenta, de imediato, vantagens, tais como probabilidade de um determinado valor de TUST pertencer a um intervalo de TUSTs pré-especificado,

em vez de um único valor, fornecendo ao investidor maiores elementos para a sua tomada de decisão. Além disso, através das distribuições de probabilidade acumulada, pode-se determinar qual o limite superior mais provável de variação das TUSTs, face às variáveis de incerteza consideradas, fornecendo então ainda mais subsídios para a tomada de decisão dos investidores.

O protótipo computacional desenvolvido é um primeiro passo para a aplicação de técnicas probabilísticas às TUSTs. Implementações mais detalhadas, que contemplem fluxo de potência linearizado com perdas, redespacho proporcional às energias asseguradas das usinas, distribuição normal como modelo de representação para o sorteio das variáveis de incerteza, etc. são necessárias para que os resultados se tornem ainda mais confiáveis.

Embora o sistema teste utilizado tenha dimensões reduzidas, pode-se concluir que o método proposto apresentou resultados bastante encorajadores, sendo recomendado para horizontes de estudo de médio e longo prazo. Entretanto, testes com sistemas de dimensão real são necessários para a consolidação dessa metodologia proposta. A provável lentidão do processo de sorteios, quando aplicado a um sistema teste de dimensão real, pode ser superada pela aplicação de técnicas de processamento paralelo, considerando que a metodologia é naturalmente paralelizável.

## 6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) GTTT/CCPE, Relatório do Grupo de Cálculo de Tarifas de Uso de Transmissão – ciclo 1999/2008, Rio de Janeiro, Dezembro 1999.

(2) WILLMERSDORF, YURI SÁ BARRETTO, Aplicação de Técnicas Probabilísticas às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Projeto Final do Curso de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, Dezembro 2000.

(3) IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", IEEE PAS, Vol-98, No. 6, Nov/Dec. 1979, pp 2047-2054.

(4) ANEEL, Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999.

(5) ANEEL, Metodologia para cálculo das tarifas nodais.

(6) Pérez-Arriaga, et alli, "Marginal Pricing of Transmission Services: an Analysis of Cost Recovery", IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, USA, July 1994.

---

(7) CIGRÉ Task Force 38.04.03 (X.Vieira Filho, coordenador), Methods and Tools for Transmission Costs, relatório preliminar, Outubro 1996.

(8) CEPEL, Sistema Computacional para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração-Transmissão de Grande Porte – Programa NH2 – Manual de Metodologia, Rio de Janeiro, Abril 1999.

(9) PEEBLES, PEYTON Z., JR., Probability, Random Variables and Random Signal Principles, Mc Graw Hill, 3<sup>rd</sup> ed., USA, 1993.

(10) MONTICELLI, ALCIR JOSÉ, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Edgard Blücher Ltda., São Paulo, 1983.

(11) ANEEL, Resolução nº 282, de 01 de outubro de 1999.