



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

BR/GPL/27  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília – DF

**GRUPO - VII**

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

**PRECIFICAÇÃO NODAL DO USO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO  
MÚLTIPLOS DESPACHOS E A IDENTIFICAÇÃO DE ZONAS TARIFÁRIAS**

**João Guilherme de C. Costa (\*)**  
UNIFEI

**Armando M. Leite da Silva**  
UNIFEI

**Luís H. Lopes Lima**  
UFJF

**Zulmar S. Machado Jr**  
UNIFEI

**Carlos Rubens R. Dornellas**  
Diferencial Energia

**João Carlos de O. Mello**  
Thymos Energia Consultoria

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para alocação de custos de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica estabelecidos em área única ou compostos pela interligação de múltiplos subsistemas. Inicialmente, o método proposto permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, referente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, relativa à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Uma técnica de decomposição de tarifas nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método em mercados interligados. A partir da decomposição de tarifas, é possível calcular a responsabilidade de cada participante sobre o custo de uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método viabiliza a alocação, via selo, dos custos referentes aos circuitos de interligação e/ou de grande importância sistêmica. Após a apresentação da formulação matemática, propõe-se um procedimento para a consideração de múltiplos pontos de operação (despachos) no cálculo das tarifas nodais e sugere-se um algoritmo para a determinação de tarifas zonais, i.e., aplicáveis a todos os geradores ou cargas de uma mesma região. Os desenvolvimentos realizados são descritos detalhadamente e ilustrados por aplicações numéricas com o Sistema Interligado Nacional, considerando-se o ciclo tarifário 2007/2008.

**PALAVRAS-CHAVE**

Alocação de custos de transmissão, mercados de energia elétrica, sistemas interligados, tarifa de transmissão.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

De acordo com [1], as metodologias de alocação de custos de transmissão podem ser divididas em três grupos: métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais. No primeiro grupo, são encontrados métodos que alocam o custo total de um sistema de transmissão entre os seus usuários, com base em proporções de potências de ponta ou energias transmitidas. Pertencem a este grupo a técnica *pro rata* (selo postal) [2, 3] e métodos baseados no princípio da divisão proporcional [4]-[7]. As metodologias incrementais calculam a diferença entre os custos na presença e na ausência de uma transação bilateral, procurando determinar sua responsabilidade sobre os custos de um sistema de transmissão. A modelagem permite considerar custos de longo ou curto prazo, tendo em vista a inclusão ou não dos investimentos em reforços e a expansão da rede. Os métodos marginais avaliam a variação no custo da transmissão provocada pela variação marginal da injeção de potência ativa em uma barra. O crescente interesse por métodos marginais tem se justificado por sua capacidade de promover uma alocação compatível com o uso eficiente da rede. Os sinais econômicos fornecidos pelas tarifas marginais [8] têm justificado a aplicação de tais métodos em vários países [9].

Existem ainda métodos que não se enquadram exatamente em nenhum dos grupos de [1]. O método  $Z_{bus}$  [10, 11], por exemplo, relaciona, através da matriz de impedância nodal, as injeções de corrente nas barras aos fluxos de potência ativa nos circuitos, cujos custos são atribuídos aos responsáveis pelas correntes. O método EBE [12]-[15], admite que cada gerador produz uma fração predefinida da potência de cada carga. O fluxo e o custo de cada

(\*) Universidade Federal de Itajubá, Avenida BPS, n° 1303 – CEP 37.500-903, Itajubá, MG – Brasil  
Tel: (+55 35) 3629-1281 – Fax: (+55 35) 3629-1365 – Email: costa@unifei.edu.br

circuito são expressos como a soma de responsabilidades de cada transação bilateral equivalente, posteriormente alocadas entre os responsáveis por sua formação. Há ainda metodologias de alocação de custos e determinação de fatores de perdas de sistemas de transmissão baseadas na Teoria dos Jogos Cooperativos [16, 17].

A base matemática da metodologia proposta foi inicialmente desenvolvida em [18] e [19] visando à alocação dos custos da transmissão a partir da análise marginal de uma única condição de geração/carga previamente acordada entre os participantes do mercado. Contudo, a necessidade de se quantificar mais apropriadamente a utilização do sistema de transmissão por geradores e cargas motivou o desenvolvimento de um método [20] capaz de refletir, em uma única tarifa, os vários cenários de uso da rede considerados durante o planejamento da expansão da transmissão, e que, portanto, definiram a configuração atual do sistema. Com este tipo de tarifa, torna-se possível alocar o custo da transmissão de forma mais aderente à sua utilização ao longo do ano, sobretudo, considerando sistemas interligados como o brasileiro, onde ocorrerem inversões de fluxos em função das condições hidrológicas.

Depois de calculadas todas as tarifas nodais (contemplando múltiplos despachos, critérios de alocação de custos, eliminação de alocações negativas [20], etc.), as barras do sistema podem ser convenientemente agrupadas em regiões (diferenciadas para geradores e cargas) denominadas zonas tarifárias, para as quais são determinadas tarifas médias aplicáveis a todos os seus participantes, simplificando e uniformizando o processo de alocação de custos. Neste trabalho, a determinação das zonas tarifárias é feita exclusivamente com base na similaridade entre tarifas nodais, o que garante a manutenção da sinalização locacional.

Aplicações numéricas com o Sistema Interligado Nacional (SIN) são realizadas para a ilustração da metodologia e procedimentos propostos. Para isso, utilizou-se um programa escrito em C++, desenvolvido em [21].

## 2.0 - CÁLCULO DE TARIFAS NODAIS

### 2.1 Formulação Matemática – Mercado Único

A tarifa inicial [18, 19], de uma barra  $i$  representa a soma dos custos de uso de todos os  $nl$  circuitos de um sistema de  $nb$  barras, provocados pela injeção de 1 MW na barra  $i$ . Na condição de mercado único, as tarifas iniciais de todas as barras, representadas em um vetor  $1 \times nb$ , podem ser calculadas por

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (1)$$

onde  $CT$  é o vetor  $1 \times nl$  com os custos dos circuitos, a serem recuperados por ano, em R\$;  $DT$  é a matriz diagonal  $nl \times nl$ , cujo termo  $j-j$  é inverso da capacidade do circuito  $j$  em MW, e;  $\beta$  é a matriz  $nl \times nb$  com as sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras [22].

A aplicação direta das tarifas iniciais sobre as injeções de potência implica na recuperação do custo da parcela utilizada do sistema de transmissão,  $CTU$ . Este custo equivale à soma dos produtos entre o custo unitário de cada circuito e seu fluxo de potência calculado no ponto de operação considerado para tarifação. Matematicamente,

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i P_i = CTU \quad (2)$$

onde  $P$  é o vetor  $1 \times nb$  com as injeções de potência ativa em MW. As tarifas iniciais permitem alocar o  $CTU$  entre todos os participantes. No entanto, algumas correções [18] devem ser efetuadas, para que:

- As tarifas de transmissão calculadas sejam independentes da escolha da barra de referência considerada no estudo de fluxo de potência e no cálculo da matriz  $\beta$  [22], conferindo transparência ao método;
- Os custos de transmissão sejam alocados em uma proporção predefinida [9] entre os segmentos de geração e consumo, e.g., 50% para cada classe, como no Brasil [22], e;
- O custo referente à parcela não utilizada da transmissão também seja alocado entre geração e carga na mesma proporção. A existência desta capacidade excedente se deve a investimentos em reforços e ampliações da rede para o atendimento de solicitações de carga/geração previstos para um horizonte futuro. O  $CTN$  representa, então, o montante a ser pago de forma complementar pelos participantes, visando à remuneração da capacidade ainda disponível no sistema de transmissão. Matematicamente, o  $CTN$  pode ser calculado por

$$CTN = CTT - CTU \quad (3)$$

onde  $CTT$  é o custo total da transmissão, que é conhecido previamente, devendo ser alocado a cada ano.

A adição de uma parcela constante  $m$  às tarifas iniciais de todas as barras é suficiente para satisfazer aos requisitos *i* e *ii* acima. Para que o  $CTU$  seja dividido meio a meio entre geração e carga, o ajuste  $m$  [18] é dado por:

$$m = \frac{-\pi \times (PG + PC)}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (4)$$

onde  $PG$  e  $PC$  são vetores de dimensão  $nb \times 1$  com a geração e a carga em cada barra do sistema. Este ajuste corresponde à substituição de uma referência física por uma referência *virtual*, distribuída entre todas as barras do sistema. O desenvolvimento de (4) mostra que o ajuste  $m$  corresponde à média das tarifas iniciais das barras, ponderadas pelos montantes totais de geração e carga nas mesmas. Com isso, a referência virtual se aproxima da região com o maior volume de geração e carga total. Uma vez corrigidas, as tarifas passam a recuperar o  $CTU$  na

proporção desejada entre geração e carga, independentemente de qual tenha sido a referência inicialmente escolhida [19, 20]. Os vetores de tarifas corrigidas referentes ao *CTU* para geração e carga podem ser escritos como:

$$\pi_G^{CTU} = \pi + \pi_0 \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTU} = -(\pi + \pi_0) \quad (5)$$

onde  $\pi_0$  é um vetor de dimensão  $1 \times nb$  com todos os elementos iguais à constante  $m$ , determinada por (4). As tarifas nodais referentes ao *CTU* refletem o posicionamento elétrico dos geradores e cargas no sistema de transmissão, indicando sua maior ou menor proximidade em relação aos centros de consumo e geração, e, por isto, são também chamadas de tarifas *locacionais*. A princípio, cada barra apresenta uma tarifa locacional diferente.

Para se completar o processo de tarifação (satisfazendo ao requisito *iii*) é necessário alocar o *CTN*. Uma forma simples para se realizar esta tarefa consiste na aplicação da técnica *pro rata* ou selo postal. Neste caso, para garantir a proporção 50:50% estabelecida inicialmente, metade do *CTN* deve ser rateada entre os geradores e a outra metade entre as cargas, utilizando-se, para isso, a proporção de seus montantes de geração e carga. Assim, as tarifas dos geradores e cargas devem ser acrescidas, respectivamente, das seguintes parcelas [18]:

$$k_G = \frac{CTN/2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad \text{e} \quad k_C = \frac{CTN/2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad (6)$$

Finalmente, os seguintes vetores de tarifas (aplicáveis aos valores de geração e carga) recuperam o *CTT*:

$$\pi_G^{CTT} = \pi_G^{CTU} + \pi_G^{CTN} \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTT} = \pi_C^{CTU} + \pi_C^{CTN} \quad (7)$$

onde  $\pi_G^{CTN}$  e  $\pi_C^{CTN}$  são vetores de dimensão  $1 \times nb$ , cujos elementos são todos iguais a  $k_G$  e  $k_C$ , respectivamente.

A tarifa de qualquer barra possui uma parcela locacional, responsável pela alocação do *CTU* e uma parcela selo, que garante a remuneração do *CTN*. Por ter origem incremental, a parcela locacional (diferenciada por barra) pode ser positiva ou negativa, enquanto a parcela selo (idêntica em todas as barras) é sempre positiva. Assim, a depender da magnitude da parcela selo, tarifas finais negativas poderão ser encontradas. Usualmente, geradores instalados em centros de consumo e cargas em áreas de geração reduzem o uso da transmissão, estando “bem posicionados” na rede. Embora esta sinalização esteja correta, a obtenção de receita a partir do uso da rede é uma questão a ser analisada com cuidado, pois faz com que a soma dos pagamentos supere o custo total da transmissão.

Um procedimento capaz de eliminar alocações negativas [18]-[20] consiste na redistribuição do montante total alocado negativamente através de *pro rata* entre os participantes que tiveram encargos positivos. Assim, participantes que inicialmente obtiveram encargos negativos tornam-se isentos, enquanto os que efetivamente pagaram pela transmissão obtêm uma redução em seus encargos iniciais. Este procedimento é iterativo e pode ser aplicado aos geradores e/ou cargas, antes ou depois do rateio do *CTN*, de acordo com as regras do mercado em questão.

## 2.2 Generalização para Mercados Interligados

Em um mercado composto pela interligação de  $n$  subsistemas, o *CTU* pode ser expresso pela soma dos valores de *CTU* de cada área. Assim, o vetor de tarifas iniciais pode ser escrito como a soma de  $n$  vetores de tarifas iniciais, cada qual referente ao *CTU* de um subsistema. Matematicamente:

$$\pi = \pi^{Sub_1} + \dots + \pi^{Sub_k} + \dots + \pi^{Sub_n} \quad (8)$$

onde  $\pi^{Sub_k}$  é o vetor de dimensão  $1 \times nb$  com as sensibilidades (i.e., tarifas iniciais) do custo da parcela utilizada da rede do subsistema  $k$  em relação às injeções de potência das  $nb$  barras do sistema, calculado por

$$\pi^{Sub_k} = CT^{Sub_k} \times DT \times \beta \quad (9)$$

Em (9),  $CT^{Sub_k}$  é o vetor de dimensão  $1 \times nl$  contendo apenas os custos dos circuitos pertencentes ao subsistema  $k$ , sendo os demais feitos iguais a zero. Neste caso, pode-se mostrar [20] que a aplicação direta das tarifas decompostas resulta no *CTU* de cada subsistema e a soma dos  $n$  vetores de tarifas decompostas resulta no vetor de tarifas iniciais do mercado único, garantindo a consistência do modelo proposto. No mercado único, a dependência das tarifas em relação à escolha da barra de referência é eliminada com a adição de um ajuste  $m$  às tarifas iniciais. Em sistemas interligados, o mesmo problema é resolvido com a adição de  $n$  ajustes, cada qual, às tarifas referentes a um subsistema. O ajuste aplicável às tarifas relativas ao subsistema  $k$  é:

$$m^{Sub_k} = \frac{-\pi^{Sub_k} \times (PG + PC)}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad (10)$$

Este ajuste garante que o *CTU* do subsistema  $k$  seja dividido meio a meio entre todos os geradores e cargas do sistema. Assim, o *CTU* do subsistema  $k$  pode ser alocado com base nos seguintes vetores de tarifas:

$$\pi_G^{CTU, Sub_k} = \pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k} \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTU, Sub_k} = -(\pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k}) \quad (11)$$

A alocação do *CTN* de cada subsistema pode ser feita com base em qualquer critério com embasamento técnico e econômico acordado entre os participantes. Ao se optar pelo *pro rata*, como ilustrado na formulação para mercado único, as seguintes constantes deverão ser adicionadas às tarifas decompostas de todas as barras:

$$k_G^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad e \quad k_C^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (12)$$

Finalmente, os seguintes vetores de tarifas recuperam o *CTT* de cada subsistema:

$$\pi_G^{CTT, Sub_k} = \pi_G^{CTU, Sub_k} + \pi_G^{CTN, Sub_k} \quad e \quad \pi_C^{CTT, Sub_k} = \pi_C^{CTU, Sub_k} + \pi_C^{CTN, Sub_k} \quad (13)$$

onde  $\pi_G^{CTN}$  e  $\pi_C^{CTN}$  são vetores de dimensão  $1 \times nb$ , cujos elementos são calculados por (12).

A linearidade das equações envolvidas garante que a soma dos vetores de tarifas referentes aos  $n$  subsistemas resulte no próprio vetor de tarifas finais do mercado único, o que permite concluir que a especificação de subsistemas não influencia as tarifas finais das barras. A decomposição permite conhecer a responsabilidade de cada participante sobre os custos da rede de cada subsistema, enquanto os resultados do mercado único são preservados.

### 2.3 Critérios de Alocação de Custos

A técnica de decomposição de tarifa pode ainda ser associada a alguns critérios de alocação de custos [20], tornando o método bastante flexível e capaz de se adequar às regras do mercado em que este venha a ser aplicado. A seguir, são descritas as características de um critério de alocação de custos analisado em [21], que tem como objetivo o atendimento de necessidades específicas do sistema brasileiro. O referido critério caracteriza-se por:

- Atribuição do *CTU* de cada subsistema de acordo com as tarifas locais decompostas;
- Alocação do *CTN* de cada subsistema entre todos os agentes na proporção da geração instalada e carga pico;
- Rateio dos custos referentes aos circuitos de interligação na proporção da geração instalada e da carga pico.

O tratamento diferenciado dado às linhas e transformadores de interligação se deve à importância estratégica desses circuitos para a interligação energética entre os parques de geração. Por se tratar de elementos que beneficiam a todos os agentes, este critério elimina o sinal locacional do rateio dos custos destes circuitos.

### 2.4 Consideração de Perdas na Transmissão

Os desenvolvimentos anteriores consideraram o modelo de fluxo de potência DC, onde geração e carga totais do sistema são idênticas. No entanto, em redes de grande porte, o montante total de perdas na transmissão faz com que o despacho considerado em uma análise de fluxo DC tradicional se distancie muito do real. Uma forma eficaz para se aprimorar o modelo DC consiste na representação das perdas em cada circuito (estimadas por uma análise de fluxo DC ou calculadas previamente com o modelo AC) como cargas fictícias em suas barras terminais [23]. Matematicamente, as cargas fictícias são organizadas separadamente das originais, em um vetor *PFIC* de dimensão  $nb \times 1$ . Para que estas não sejam responsabilizadas por custos de transmissão, as tarifas de carga (referentes ao *CTU* do mercado único ou ao *CTU* do subsistema  $k$ ) devem ser acrescidas das seguintes constantes [20]:

$$\delta_C = \frac{\pi_C^{CTU} \times PFIC}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad e \quad \delta_C^{Sub_k} = \frac{\pi_C^{CTU, Sub_k} \times PFIC}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (14)$$

### 2.5 Aplicação Numérica

Devido à grande extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico do Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta uma grande variedade de níveis de tensão. A Rede Básica compreende circuitos de 230 a 750 kV, com as funções de [24]: transmitir a energia gerada para os centros de carga; interligar regiões com características hidrológicas heterogêneas para aumentar a eficiência no uso da água, e; promover a integração energética entre os diversos elementos do sistema e países vizinhos, melhorando a estabilidade e a confiabilidade.

Tabela 1 – Geração e Carga por Região

Região	Capacidade Instalada (MW)	Carga (MW)	Percentual (Geração + Carga)
N	8358,00	3897,01	7,94 %
NE	12.695,20	9769,99	14,56 %
SE/CO	51.828,00	40.166,38	59,61 %
S	14.995,70	12.629,26	17,90 %
Total	87.876,90	66.462,64	100,00 %

O SIN é dividido em 4 subsistemas: Sul (S), que engloba os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná; Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO), com Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul; Norte (N), com os estados do Pará, Tocantins e Maranhão, e; Nordes-

te (NE), que reúne Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. A Tabela 1 apresenta os totais de geração instalada e carga das regiões no horizonte 2007/2008. No Brasil, assim como em outros países que adotaram a metodologia Nodal para a alocação dos custos de transmissão, a divisão em 50:50% foi estabelecida pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica [22]. As aplicações numéricas apresentadas neste trabalho consideram o ciclo tarifário 2007/2008, onde a Receita Anual Permitida (equivalente ao *CTT*, na notação utilizada neste trabalho) é de R\$ 7.204.090.273,65.

A Tabela 2 apresenta tarifas nodais de alguns geradores e cargas. Nesta aplicação, utilizou-se o critério de alocação de custos descrito na Seção 2.3. A eliminação de alocações negativas foi feita para geradores e cargas após o rateio do *CTN*, mas antes do rateio do custo das interligações, que é de R\$ 321.805.200,00 (aproximadamente 4,5% do *CTT*). No ponto de operação considerado, foram admitidos os valores de carga-pico em todas as barras, enquanto os geradores foram despachados proporcionalmente às suas capacidades até o suprimento da carga total somada às perdas na transmissão. Este procedimento [21] é denominado “Despacho Proporcional Brasil”.

Tabela 2 – Tarifas de Transmissão – Despacho Proporcional Brasil

Região	Usina	Tarifa (R\$/kWxmês)	Barra de Carga	Tarifa (R\$/kWxmês)
N	UHE Lajeado	6,6418	Utinga-069	0,2017
	UHE Tucuruí	8,5199	Miracema-138	0,2017
NE	UHE Sobradinho	8,1189	Fortaleza-069	0,2017
	UTE Boa Esperança	6,3189	Jardim-230	0,2017
SE/CO	UHE Emborcação	3,1803	Baixada-345	5,9372
	UHE Ilha Solteira	2,0695	Anhanguera-138	2,7350
S	UHE Itaipu	0,9263	Cascavel-138	4,0179
	UHE Salto Osório	2,6489	Blumenau-138	6,6328

No caso dos geradores, as tarifas representam a soma dos encargos relativos ao *CTU* (30,0%), *CTN* (65,5%) e interligações (4,5%), dividida por sua capacidade máxima. Esta padronização foi necessária, pois as tarifas referentes ao *CTU* são aplicáveis aos valores de potência gerada no ponto de operação, enquanto as tarifas referentes ao *CTN* e interligações são aplicáveis às capacidades instaladas (como usado no critério de alocação de custos).

A Tabela 2 mostra que as tarifas dos geradores tendem a ser mais elevadas nas regiões N e NE. Este resultado pode ser explicado, em parte, pela localização da referência virtual (ajuste *m*) que, no SIN, se aproxima das regiões S e SE/CO, onde se encontra 17,90 + 59,61 = 77,51% do total de geração instalada e carga do sistema. Com isso, as tarifas locais apresentam menor magnitude em barras situadas nessas duas regiões. Outro aspecto determinante para o valor (e o sinal) das tarifas é a condição de despacho especificada. A Fig. 1a ilustra os intercâmbios de potência entre regiões, considerando-se o Despacho Proporcional Brasil. Observe que as regiões N e NE, juntas, exportam mais de 2 GW para as regiões SE/CO e S. Assim, a sinalização locacional obtida incentiva, com tarifas mais baixas, a inclusão de geradores nas regiões SE/CO e S, e cargas nas regiões N e NE.

Nesta aplicação, as tarifas de muitas cargas do N e NE resultaram em valores negativos. Com a aplicação do procedimento de eliminação de alocações negativas [20] após o rateio do *CTN*, várias cargas ficaram isentas do pagamento do *CTU/CTN*. Assim, a tarifa de 0,2017 R\$/kWxmês, apresentada em quase todas as barras de carga das regiões N e NE, corresponde ao pagamento das interligações, feito por selo no final do processo.

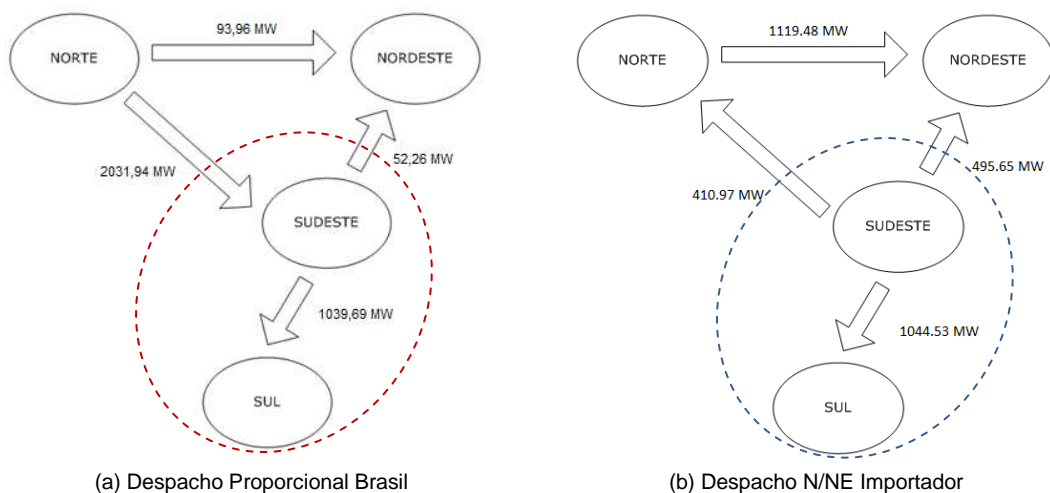
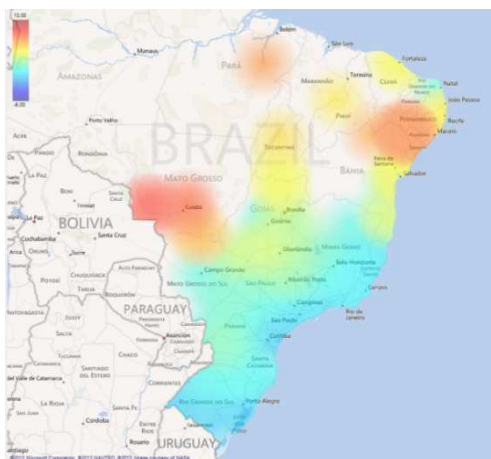


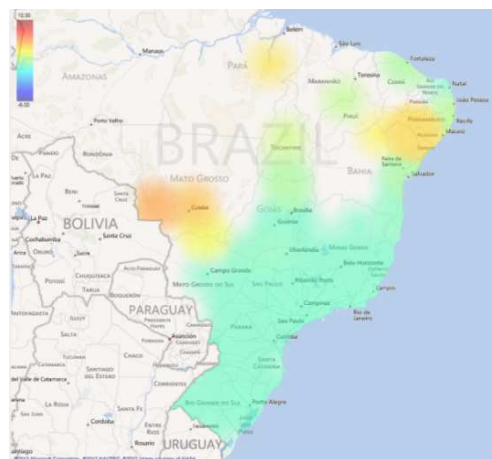
Figura 1 – Intercâmbios entre Regiões do SIN.

A Fig. 2a ilustra a disposição das tarifas aplicáveis aos geradores, considerando-se a eliminação de alocações negativas após o rateio do *CTN*. A Fig. 2b ilustra, na mesma escala de cores, a disposição obtida com a eliminação de alocações negativas antes do rateio do *CTN*. Neste último caso, não se permite que encargos locais nega-

tivos provenientes do bom posicionamento de alguns agentes sejam usados no abatimento da parcela selo. Consequentemente, a Fig. 2b apresenta uma menor amplitude tarifária.



(a) Eliminação de Alloc. Neg. após o Rateio do CTN



(b) Eliminação de Alloc. Neg. antes do Rateio do CTN

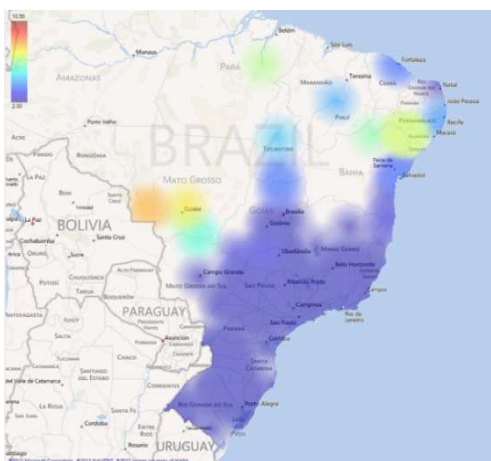
Figura 2 – Tarifas dos Geradores (Desp. Proporcional Brasil): Escala [-6,0 (azul escuro) a 13,0 (vermelho escuro)] R\$/kWxmês.

### 3.0 - CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLOS DESPACHOS

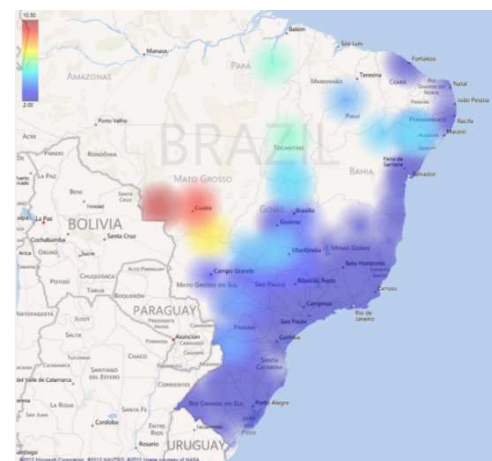
A metodologia apresentada anteriormente para um único ponto de operação pode ser generalizada para a consideração de múltiplos pontos de operação, com base no seguinte procedimento:

- 1) Identificar condições de operação utilizadas no planejamento da expansão da transmissão, que tenham sido determinantes para a configuração atual da rede. Se desejado, atribuir um peso a cada condição;
- 2) Para cada condição, aplicar a metodologia proposta juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos referentes ao CTU, CTN e interligações;
- 3) Para cada participante, calcular a média ponderada (com base nos pesos estabelecidos no Passo 1) dos encargos relativos ao CTU, CTN e interligações, obtidos em todas as condições analisadas;
- 4) Calcular a tarifa média de cada gerador e carga como a relação entre o encargo médio obtido no Passo 3 e um valor de referencial de potência, e.g., capacidade instalada de geração e pico de carga;

Com este procedimento calcula-se uma tarifa média para cada participante, levando em conta a diversidade do uso da rede ao longo do ano, enquanto a alocação do CTN e dos custos das interligações continua sendo feita por selo.



(a) Caso 1: Despacho Proporcional Brasil



(b) Caso 2: Despacho Norte/Nordeste Importador

Figura 3 – Tarifas dos Geradores: Escala [2,0 (azul escuro) a 10,5 (vermelho escuro)] R\$/kWxmês.

A Fig. 1b ilustra os intercâmbios entre regiões obtidos com um novo despacho, denominado “Norte/Nordeste Importador”, em que foram transferidos aproximadamente 3 GW de geração das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso (N e NE) para Itaipu (S e SE/CO). As Fig. 3a e 3b apresentam, respectivamente, a disposição tarifária com os despachos Proporcional Brasil (Caso 1) e Norte/Nordeste Importador (Caso 2), considerando a eliminação de alocações negativas antes do rateio do CTN. Ao comparar as Figuras 3a e 3b, percebe-se que, na maioria dos casos, o novo despacho provoca a redução das tarifas dos geradores das regiões N e NE, e o aumento das tarifas das regiões S e SE/CO. Isso mostra que a referência virtual foi coerentemente deslocada em função do novo despacho.

As tarifas de alguns geradores são apresentadas na Tabela 3. Considerando-se, por exemplo, a ponderação dos despachos Proporcional Brasil (Caso 1) e Norte/Nordeste Importador (Caso 2), com pesos 8/12 e 4/12, respectivamente, obtêm-se as tarifas do caso composto.

Tabela 3 – Tarifas de Transmissão de alguns Geradores

Região	Usina	Tarifa (R\$/kWxmês)		
		Caso 1	Caso 2	Composto
N	UHE Lajeado	4,5909	5,7903	4,9907
	UHE Tucuruí	6,4687	5,6776	6,2050
NE	UHE Sobradinho	6,0678	4,6026	5,5794
	UTE Boa Esperança	4,2680	4,1483	4,2281
SE/CO	UHE Emborcação	2,3900	3,0648	2,6149
	UHE Ilha Solteira	2,3900	2,7575	2,5125
S	UHE Itaipu	2,3900	2,7901	2,5234
	UHE Salto Osório	2,3900	3,8490	2,8763

#### 4.0 - TARIFAS REGIONAIS

##### 4.1 Tarifas Médias por Região

A tarifa média de transmissão para geradores (ou cargas) de uma determinada região pode ser calculada como o quociente entre os encargos totais atribuídos aos geradores (ou cargas) e a soma das capacidades instaladas dos geradores (ou valor de pico das cargas) da região, obtidos pela metodologia de tarifação nodal. A aplicação deste procedimento às regiões do SIN resulta nas tarifas médias apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Tarifas Média por Região do SIN (Despacho Proporcional Brasil)

Região	Encargo da Geração (1000 R\$/ano)	Cap. Inst. (MW)	Tarifa Média (R\$/kWxmês)	Encargo da Carga (1000 R\$/ano)	Carga Pico (MW)	Tarifa Média (R\$/kWxmês)
N	651417,70	8358,00	6,4950	147777,88	3897,01	3,1601
NE	907286,12	12695,20	5,9556	372209,39	9769,99	3,1748
SE/CO	1613266,15	51828,00	2,5939	2240904,78	40166,38	4,6492
S	430078,28	14995,70	2,3900	841156,20	12629,26	5,5503

Embora as tarifas calculadas da forma descrita acima sejam consistentes com a recuperação dos custos totais da transmissão, uma análise comparativa realizada em [20] revelou uma elevada dispersão entre as tarifas individuais das barras e as médias de suas respectivas regiões. Os casos mais críticos foram encontrados nas usinas hidrelétricas de Jauru e Guaporé, na região SE/CO, onde as diferenças entre tarifas nodais e a média regional é de quase 6,00 R\$/kWxmês. Este fato comprova que as tarifas nodais são calculadas em função da localização elétrica da barra na rede, o que independe da divisão geopolítica das áreas abrangidas pelo sistema de transmissão. Portanto, uma tarifação regional adequada exige a especificação de zonas tarifárias aderentes às fronteiras elétricas delimitadas pelo sistema de transmissão, como proposto a seguir.

##### 4.2 Tarifação Zonal

A tarifação zonal uniformiza o processo de alocação de custos da transmissão através da aplicação da mesma tarifa (diferenciada para geradores e cargas) aos participantes de uma região. A proposta de tarifação zonal apresentada neste trabalho consiste, primeiramente, no cálculo de tarifas nodais (utilizando-se um ou mais despachos, como descrito na Seção 3.0), para a posterior obtenção de tarifas médias por região (como apresentado na Seção 4.1). Para que a sinalização locacional do método não seja prejudicada, deve-se evitar que participantes com tarifas nodais muito diferentes sejam incluídos na mesma zona tarifária. Assim, as zonas devem ser determinadas em função da similaridade entre as tarifas nodais das barras que as compõem, ignorando-se o aspecto geopolítico.

A determinação das zonas tarifárias pode ser feita, separadamente para barras de geração e carga, com base nos passos: (1) Identificar a menor e a maior tarifa nodal do sistema; (2) Adotar um limite inferior (abaixo da tarifa mínima) e um limite superior (acima da tarifa máxima); (3) Tomar a diferença entre estes limites e dividir pelo passo tarifário desejado, obtendo-se o número de zonas tarifárias (adotar o número inteiro imediatamente superior); (4) Calcular os limites tarifários mínimo e máximo de cada zona; (5) Classificar as barras do sistema entre as zonas estabelecidas; (6) Determinar a tarifa média de cada zona através do procedimento descrito na Seção 4.1.

A Figura 4a, ilustra a disposição das tarifas dos geradores, considerando-se o caso composto, i.e., despacho Proporcional Brasil com peso 8/12 e despacho Norte/Nordeste Importador com peso 4/12. Adotou-se um passo tarifário de 1,00 R\$/kWxmês, que resultou na criação de 7 zonas. A área destacada na cor azul escuro corresponde à Zona 1, que tem tarifa de 2,5472 R\$/MWxmês e compreende a maioria das usinas do sistema. A Zona 7, destacada na cor laranja, apresenta a tarifa mais elevada do sistema (8,5162 R\$/MWxmês) e inclui as usinas hidrelétricas de Manso, Guaporé e Jauru. Neste exemplo, a maior dispersão encontrada é de 0,5099 R\$/MWxmês, observada na UHE Lajeado (estado de Tocantins), pertencente à Zona 3. As Figuras 4b e 4c ilustram as regiões obtidas considerando passos de 2,50 e 3,50 R\$/kWxmês, que implicaram, respectivamente em 3 e 2 zonas. Como esperado, o aumento do passo provocou a redução do número de zonas tarifárias.

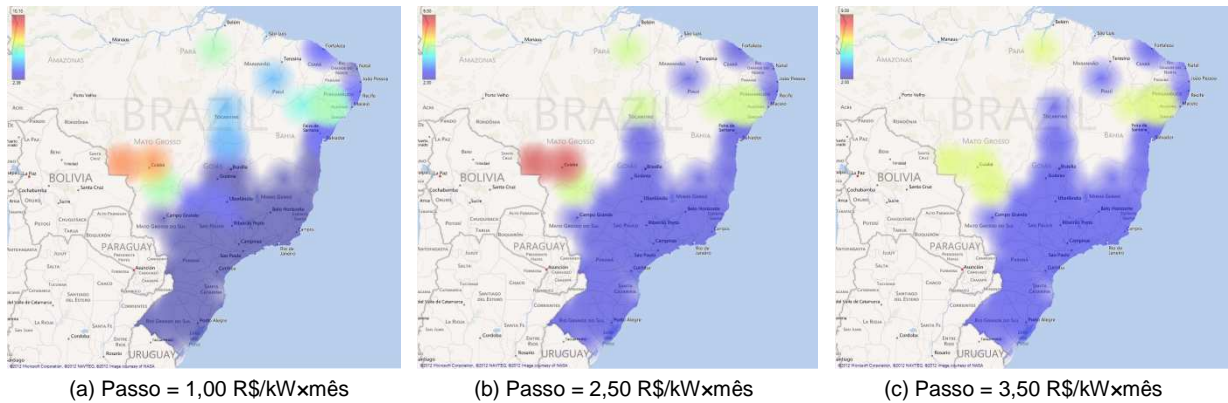


Figura 4 – Zonas Tarifárias: Escala [2,0 (azul escuro) a 9,0 (vermelho escuro)] R\$/kWxmês.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma nova metodologia para alocação de custos de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica compostos por uma ou múltiplas áreas interligadas. As tarifas obtidas pelo método proposto são sensíveis à localização do participante na rede e permitem alocar, em forma de selo, o custo referente à capacidade não utilizada da transmissão e o custo total das interligações. Foi desenvolvido um procedimento para cálculo de tarifas, que permite contemplar os diversos cenários de geração e consumo considerados na fase de planejamento da expansão da transmissão. Esta característica é extremamente útil em sistemas interligados de grande porte como o Sistema Interligado Nacional (SIN), onde a diversidade hidrológica provoca um uso intenso da transmissão, com inversões de fluxos em alguns circuitos durante o ano. Aliando-se esta capacidade a aspectos positivos de transparência e flexibilidade, já explorados em [18], conclui-se que a metodologia proposta é adequada às particularidades do sistema brasileiro, sobretudo, considerando-se que a mesma foi desenvolvida visando ao aperfeiçoamento de alguns pontos da metodologia Nodal. Propôs-se ainda, um algoritmo para a classificação de barras em regiões tarifárias e o estabelecimento de tarifas zonais, visando à uniformização e simplificação do processo de alocação de custos. Estudos realizados com o SIN permitiram concluir que é possível calcular, sem distorção do sinal locacional, tarifas zonais no sistema brasileiro.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J.P.T. Saraiva, J.L.P.P. da Silva, e M.T. Ponce de Leão, *Mercados de Eletricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. FEUP, 2002.
- [2] M. Ilic, F. Galiana, e L. Fink, *Power System Restructuring: Engineering and Economics*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [3] D.S. Kirschen, e G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- [4] J.W. Bialek, *Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
- [5] D.S. Kirschen, R.N. Allan, e G. Strbac, *Contributions of Individual Generators to Loads and Flows*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- [6] J.W. Bialek e P.A. Kattuman, *Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology*, IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 151, No. 4, pp. 526–532, Jul. 2004.
- [7] R.J. Aumann, L.S. Shapley, *Values of Non-atomic Games*. Princeton University Press, New Jersey, USA, 1974.
- [8] M.C. Caramanis, R.E. Bohn, e F.C. Schweppe, *Optimal Spot Pricing: Practice and Theory*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.
- [9] PJM Report, "A Survey of transmission cost allocation issues, methods and practices," March 2010, disponível no site: [www.pjm.com/documents/re-ports.aspx](http://www.pjm.com/documents/re-ports.aspx).
- [10] A.J. Conejo, J. Contreras, D.A. Lima, e A. Padilha-Feltrin, *Zbus Transmission Network Cost Allocation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 342–349, Jan. 2007.
- [11] S.V.N.L. Lalitha e M. Sydulu, *A Direct Method for Transmission Network Cost Allocation*, TENCON 2008, pp. 1–6, Nov. 2008.
- [12] F.D. Galiana, A.J. Conejo, e H.A. Gil, *Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, no. 4, pp. 1425–1431, Nov. 2003.
- [13] H. A. Gil, F. D. Galiana, e A. J. Conejo, *Multitarea Transmission Network Cost Allocation*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, no. 3, pp. 1293–1301, Aug. 2005.
- [14] N. Ruangchom e P. Damrongkulkarnjorn, *Evaluations of Bilateral Transactions in Electricity Markets in Aspects of Optimal Dispatch and Transmission Pricing*, 5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, Vol. 2, pp. 961–964, Aug. 2008.
- [15] A.A. Abou, El Ela, e R.A. El-Sehiemy, *Transmission Usage Cost Allocation Schemes*, EPSR, Vol. 79, No. 6, pp 926–936, 2009.
- [16] H.P. Young, *Cost Allocation*, in Handbook of Game Theory, R.J. Aumann and S. Hart, Ed. NY: Elsevier, Vol. 2, Ch. 34, 1994.
- [17] J. Von Neumann, O. Morgenstern, *Theory of Games and Economic Behavior*, Princeton Press, 1947.
- [18] J.G.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, e R.A. Lima, *Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal*, XXI SNTPEE, Florianópolis – SC, Brasil, out. 2011.
- [19] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, e L.H.L. Lima, *A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, Aceito para publicação, 2013.
- [20] L.H.L. Lima, *Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos*, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, outubro 2012.
- [21] Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL, Tema 3/2008, *Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão*, Relatórios 1 a 8, 2011.
- [22] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº281, outubro 1999.
- [23] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Ed. Edgard Blücher, 1983.
- [24] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, *Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico* – No. EPE-DEE-RE-042/2005, disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

## 7.0 - AGRADECIMENTOS

A parte inicial deste trabalho é oriunda do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL “Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão” – Tema 3/2008, coordenado pela DUKE Energy. Portanto, os autores agradecem aos representantes das empresas envolvidas neste P&D por suas sugestões, bem como ao CNPq pelo financiamento proporcionado.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**João Guilherme de Carvalho Costa** nasceu em Pouso Alegre, MG, em 1975. Graduiu-se em Engenharia Elétrica (EE) pela então Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEL), em 1998 e obteve, pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), os títulos de mestre e doutor em ciências em Engenharia Elétrica, em 2000 e 2003, respectivamente. Atualmente, é professor associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) e membro do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) da UNIFEI, atuando nos cursos de graduação e pós-graduação em Engenharia Elétrica. Suas áreas de interesse compreendem confiabilidade de sistemas elétricos, alocação de perdas e tarifação de sistemas de transmissão.

**Armando M. Leite da Silva** nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1954. Graduiu-se em EE pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 1975. Recebeu os títulos de Mestre (M.Sc.) em EE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) em 1977 e de Doutor (Ph.D.) em EE pela University of Manchester (UMIST, UK) em 1980. Trabalhou no Departamento de EE da PUC-Rio como Professor Titular até 1994. De 1990 a 1991 foi pesquisador visitante na Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, no Canadá. Entre 2003 e 2004 atuou como pesquisador visitante na Unidade de Sistemas de Energia, no INESC-Porto, em Portugal. Desde 1994 trabalha como Professor Titular no Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI. É Pesquisador 1A do CNPq desde 1994 e Fellow do IEEE desde 2000. Recebeu os prêmios “Sebastian Z. de Ferranti Award” (IEEE/IET Power Division, UK) em 1992, “PMAPS Merit Award” (PMAPS International Society) em 2010, IEEE PES Technical Committee Prize Paper Award em 2011 e IEEE PES Roy Billinton Power System Reliability em 2012, todos por contribuições na área de métodos probabilísticos aplicados em sistemas elétricos de potência.

**Luís Henrique Lopes Lima** nasceu em São Paulo, SP, Brasil, em 1982. Graduiu-se em EE pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, Brasil. Recebeu os títulos de Mestre (2009) e Doutor (2012) pela UNIFEI, ambos em EE. Atualmente é Professor Adjunto da Universidade Federal de Juiz de Fora, especializado em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nas áreas de tarifação, regulação e mercados de energia elétrica.

**Zulmar S. Machado Jr.** nasceu em Governador Valadares, MG, em 1974. Graduiu-se em EE pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1997, mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação (2000) e doutorado em EE (2005), ambos pela COPPE-UFRJ. Trabalhou como pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2006-2007) e como engenheiro sênior no ONS (2007-2010). Atualmente é Professor do ISEE da UNIFEI. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: simulação no domínio do tempo, análise de região de segurança, controle aplicados a sistemas de potência e modelagem orientada a objeto.

**Carlos Rubens Rafael Dornellas** nasceu em Itaperuna, RJ, em 1969. Graduiu-se em EE pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1993), mestrado em EE pela COPPE-UFRJ (1997), MBA pela Fundação Dom Cabral (2004), e especialização em Gestão Empresarial pela Kellogg School of Management (2007). Entre 1995 e 2000, foi pesquisador do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), com participação em projetos aplicados ao planejamento da expansão e operação eletro-energética, em especial sobre confiabilidade de sistemas compostos geração-transmissão, custos marginais, tarifação da transmissão, planejamento sob restrições financeiras, fluxo de potência ótimo. Atuou como gerente de estudos regulatórios e elétricos da DUKE ENERGY International, Geração Parapanema SA (2000-2009), sendo atualmente Diretor Técnico e Regulatório da Diferencial Energia. Tem experiência na área de EE, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, em particular nas áreas de mercado de energia e redes inteligentes.

**João Carlos de Oliveira Mello** nasceu em Niterói, RJ, em 1960. Recebeu os títulos de Engenheiro, Mestre em Ciências e Doutor em Ciências, todos em Engenharia Elétrica, pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 1983, 1988 e 1994, respectivamente. Iniciou sua carreira como Engenheiro da MONASA Consultoria e Projetos no Rio de Janeiro até 1985, quando se transferiu para a THEMAG Engenharia onde permaneceu até 1989. A partir de 1989, atuou como pesquisador do CEPEL, tendo participado no desenvolvimento de diversos projetos de pesquisa e programas computacionais, entre eles: NH2 (Confiabilidade), FLUPOT (Otimização), etc. Ainda no CEPEL, foi Coordenador do Programa de Planejamento e Operação Elétrica, tendo participado da gestão de mais de 30 projetos de pesquisa. Entre 2000 e 2012, foi Sócio-diretor da Andrade & Canellas Consultoria, tendo atuado na área de Comercialização e Estudos, onde foram desenvolvidos vários projetos envolvendo diversos órgãos do setor elétrico nacional (MME, ONS, CCEE, ANEEL, etc.). É, atualmente, Sócio Presidente da Thymos Energia Consultoria.