



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

CB/GCR/12

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

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

TARIFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL

**Marcio Andrey Roselli (*)
ANEEL**

**André Meister
ANEEL**

**Denis Perez Jannuzzi
ANEEL**

**Robson Khun Yatsu
ANEEL**

**André Veiga Gimenes
USP**

**Miguel Edgar Morales Udaeta
USP**

RESUMO

O estudo se baseia na avaliação dos custos horários dos sistemas de transmissão, utilizando metodologia inspirada na estrutura tarifária horizontal dos sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo a aprimorar a forma de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST). O produto final é a definição das tarifas por postos tarifários, por meio do diagnóstico da relação entre as tarifas ponta e fora ponta, obedecendo a necessidade da arrecadação da receita requerida para a concessionária de transmissão. Dessa forma, busca-se definir uma melhor alocação dos custos entre os postos tarifários.

O estudo torna-se relevante, considerando a migração de consumidores das redes de distribuição para a Rede Básica e sobremaneira o aumento previsto para o custo das redes de transmissão.

Na análise dos resultados, deve-se considerar que a carga das distribuidoras possui restrita liberdade para resposta ao sinal tarifário horário, uma vez que o custo de transmissão irá compor a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) juntamente com as demais componentes tarifárias, como a rede de distribuição, encargos setoriais, perdas. Soma-se a isso na percepção final do consumidor o custo da energia.

O resultado do trabalho demonstra que a demanda do segmento consumo se mostra inelástica às variações das tarifas de uso do sistema de transmissão. Todavia, a redefinição das tarifas por postos tarifários pode promover uma alocação de custos mais eficientes, aderente àquela empregada no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Tarifas Horárias, Contratação de Demanda, Transmissão

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos problemas atuais na questão tarifária é a chamada convergência tarifária entre os ambientes de distribuição e de transmissão. O modelo de cálculo tarifário da distribuição difere conceitualmente do modelo da transmissão. Enquanto o cálculo tarifário na transmissão segue conceito de tarifas locais, com preço definido por ponto de conexão, o sistema de distribuição preza por critérios de isonomia tarifária e de sinal de preço horário. A divergência conceitual provoca distorções, muitas vezes sanadas por critérios *ad hoc*, se distanciando do ótimo global do sinal de preço.

Existe uma discussão sobre o porquê de tais sistemas não terem tarifas convergentes, ou seja, por que não conduzem a um resultado similar de modo a garantir que os custos de conexão sejam aqueles que determinem o

ponto de conexão (6). Nesse sentido, usuários vêm optando por efetuar migrações do ambiente de distribuição para o de transmissão com base nas tarifas praticadas. Muitas vezes com significativos investimentos com a nova conexão e, ainda, resultando em ociosidade de ativos de uso comum nas redes em que anteriormente se conectavam, com custo alocado aos demais usuários de rede.

As metodologias dos segmentos de distribuição e transmissão tratam o problema de modo independente e obtendo resultados diferentes, ainda, como complicador há a não padronização nos regimes tarifários: *price cap* na distribuição e *revenue cap* na transmissão. No que tange a alocação de custos, denominada de estrutura vertical, para a transmissão adota-se o método locacional, construído com base em um fluxo de potência linear utilizando um cenário de simulação atualizado a cada ano, ainda, efetuando um despacho proporcional dentro do submercado para atender a carga determinada por contratos e considerando um fator de correção do custo com base na relação de fluxo calculado sob capacidade nominal (6). Para o ambiente de distribuição o método preza pela isonomia tarifária, com tarifas independentes do posicionamento geográfico e ou custos regionalizados dos sistemas de distribuição.

Os custos da transmissão, tais como Rede Básica, fronteira, conexão, possuem sinal locacional que, ao serem repassados para a parcela A da distribuição, terão os custos rateados de forma isonômica, perdendo o sinal locacional para maior parte dos usuários finais. Isto conduz a um desvio especialmente para usuários atendidos em alta tensão, onde os custos de transmissão são mais sensíveis. Na prática, em casos em que os custos de conexão à Rede Básica (locacional) são menores que os custos da distribuição (isonomia), há forte incentivo para a migração.

Outro ponto de destaque é a estrutura horizontal, na qual os custos por período de tempo são definidos, de modo a sinalizar os custos das redes no tempo. Para a distribuição são utilizadas informações do comportamento dos consumidores por meio de curvas de carga e de redes, considerando a teoria marginalista, enquanto que a transmissão adota critério *ad hoc*, desassociada do comportamento das cargas do sistema interligado nacional ou do estado das redes ao longo do tempo.

2.0 - PEAK LOAD PRICING

Na definição de tarifas das redes, a base conceitual adotada é a de que a sociedade é melhor servida quando os preços praticados refletem os custos incorridos (1), (2). É possível demonstrar que para uma rede hipotética o preço do período de ponta TP e preço do período fora de ponta TFP que maximiza o benefício social é dado por:

$$T_P = \frac{\partial C_c(d_p)}{\partial d_p} + \frac{\partial C_{O\&M}(d_p)}{\partial d_p} \quad (1)$$

$$T_{FP} = \frac{\partial C_{O\&M}(d_p)}{\partial d_p} \quad (2)$$

Onde d_p é a demanda que reflete o contrato na ponta; C_c o custo de capacidade; e $CO\&M$ é o custo de Operação e Manutenção da rede.

O preço no período de ponta do sistema deve ser igual ao custo marginal de capacidade mais o custo marginal de operação e manutenção, enquanto que no período fora de ponta os custos devem ser iguais aos custos marginais de operação e manutenção. Avaliando as equações depreende-se que independente do período a ser considerado, as tarifas devem refletir os custos marginais de operação e manutenção, adicionados os custos marginais de capacidade no período de ponta.

Todavia, considerando o sistema interligado nacional ou submercado, o critério de definição de ponta é ambíguo, considerando que as máximas da rede podem ocorrer a qualquer tempo, associado a uma probabilidade de “estado de máxima”. Considerando o exposto, na definição da ponta para sistemas de transmissão propõe-se adotar critério probabilístico da ponta da rede, para alocação dos custos marginais de capacidade (5), (6).

3.0 - TARIFA DE TRANSMISSÃO E CONTRATAÇÃO DO USO DA REDE

A Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 estabelece o procedimento de cálculo da TUST. Para o segmento de consumo, a TUST é definida para dois postos tarifários: ponta e fora ponta, enquanto que para o segmento geração não são definidos postos tarifários, sendo aplicada a um único montante de uso (MUST) contratado.

Anteriormente à Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, o cálculo da TUST do segmento consumo, atendido diretamente pela Rede Básica, era apurado somente para o posto tarifário de ponta, não sendo tarifado para o posto fora ponta. Contudo, foi observado que existiam casos em que o consumidor modulava a carga, utilizando a quase totalidade da energia no posto fora de ponta, resultando em faturas com valores reduzidos, não relacionado aos reais custos das redes.

Atualmente, no caso do segmento consumo, atendido por redes de distribuição, os postos tarifários são definidos: para o posto ponta, três horas consecutivas nos dias úteis, e o posto fora ponta, as 21 horas restantes destes dias, sendo que os finais de semana e feriados nacionais as 24 horas do dia são consideradas como fora ponta. Ademais, o posto pode se deslocar em uma hora durante a vigência da hora de verão, a critério da distribuidora. Apesar de ser caracterizado por tarifas horárias um ponto notável é a isonomia tarifária no âmbito da distribuição, onde as tarifas não obedecem a lógica locacional.

Para as unidades consumidoras na distribuição, os postos são definidos pela própria distribuidora, em seu processo de revisão tarifária periódica. Já as unidades consumidoras atendidas diretamente pela Rede Básica devem observar os postos tarifários da distribuidora que atende o local de sua conexão.

Inicialmente pode-se observar que os postos tarifários não são coincidentes, o que traz uma imprecisão na alocação dos custos de atendimentos das demandas máximas. Assim, um dos produtos do presente estudo é o diagnóstico da não coincidência dos postos tarifários, mensurando o desvio acrescentado na definição da tarifa locacional.

A metodologia locacional nodal atualmente empregada tem como premissa um cálculo baseado nas demandas máximas contratadas da carga e do despacho proporcional da geração existente, para garantir o atendimento da carga por submercado. Este cálculo é feito para os dois postos tarifários.

Neste processo, por critério de simplicidade, considera-se as demandas coincidentes para cada posto tarifário. Contudo, sabe-se que estas cargas não são coincidentes, sobremaneira se observarmos um período de 21 horas, duração do posto fora ponta. Na prática, observa-se que o próprio conceito de ponta é ambíguo, podendo ocorrer em períodos descontínuos.

Desta forma, o processo ideal seria observar, numa referência horária o comportamento da carga, apurando o custo horário para cada barra do sistema, ainda segundo a premissa do despacho proporcional das gerações. O cálculo horário permite uma acurácia maior na alocação e sinalização dos custos de transmissão diante das mudanças que podem ocorrer no comportamento da carga.

O método de alocação de custos de transmissão deve observar: sua facilidade de entendimento, habilidade de refletir mudanças no sistema ao longo do tempo, estabilidade das tarifas resultante do método de alocação e incentivos para geração e carga se posicionarem em ponto de menor custo global. Dentre os métodos estudados tem-se aqueles que traduzem comportamentos médios ou métodos marginais e incrementais. Como exemplos pode-se citar métodos segundo: a energia consumida ou gerada, o pico de demanda, o fluxo nas instalações ou métricas monetárias. Os métodos elencados podem ser trabalhados em conjunto.

A Lei nº 9.427/1996 estabelece que na definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão deve-se utilizar sinal locacional visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema. Assim, a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras é rateada para os usuários da Rede Básica segundo um critério que observa a localização do agente na rede elétrica.

A metodologia atualmente utilizada é a Nodal, segundo a qual a tarifa do agente é baseada no fluxo na rede e no pico de demanda dos usuários. Assim, o agente que se localizar em ponto da rede que sinalize sua expansão e, portanto, aumento dos custos da Rede Básica, terá sua tarifa majorada. De outro modo, aquele agente que contribua para diminuição do uso da rede perceberá uma tarifa menor. Como resultado carga e geradores possuem sinalização tarifária contrária. Um gerador terá incentivo tarifário para se localizar em região de muita carga e um novo consumidor terá menor tarifa caso se instale em região com muita injeção de potência (8).

A demanda das cargas é modelada segundo o critério de contratação da Rede Básica definido pela ANEEL, por meio de resolução normativa. Dessa forma, a tarifa é calculada conforme a potência contratada, porém o faturamento é realizado mediante a verificação do maior valor entre o medido e o contratado.

Historicamente, desde 1999, a tarifa das unidades consumidoras era calculada considerando valor nulo para uso dos sistemas de transmissão no horário fora de ponta. Naquela época as tarifas eram aplicadas anualmente para cada unidade da federação. Somente a partir de 2004 é que as tarifas passam a ser calculadas individualmente para cada agente conectado à Rede Básica. O valor nulo da tarifa para o horário fora de ponta permaneceu até 2010, quando os agentes passaram a contratar e pagar pelo uso da rede nos horários de ponta e fora de ponta. Observou-se à época que os valores contratados no segmento consumo apresentavam pequena variação entre os postos tarifários. A alteração foi realizada para incentivar um uso mais racional das redes de transmissão, de forma a minimizar os custos de expansão.

3.1 Estudo de Estrutura Tarifária para a Transmissão

A estrutura tarifária das redes, é subdividida em estrutura vertical, na qual é realizada a alocação das receitas de forma proporcional aos custos marginais de cada subsistema, e estrutura horizontal, em que as receitas do nível são alocadas nos diversos postos tarifários, ao longo do tempo, em função da distribuição temporal dos custos marginais (6).

Uma forma de sinalizar os custos de expansão como proposto em (5) e (6) é a aplicação da probabilidade de a rede estar em estado de máxima em determinado período de tempo. Dessa forma, para períodos em que a rede não apresenta incidências de máximas, o uso da carga não demandaria expansão nas redes. Para o caso das redes de transmissão a incidência de pontas do sistema nacional interligado ocorre sobremaneira entre as 14 horas e 22h.

Uma questão fundamental para a definição da relação de preços entre ponta e fora de ponta é o período a ser considerado como horário de ponta, pois os custos estão associados ao período de uso do sistema.

Dessa forma, pode-se calcular a probabilidade de a rede estar em estado de máxima, ou de outra forma, o percentual de redes incrementais que são ultrapassadas em uma determinada hora. Contudo, a probabilidade deve ser condicional: os investimentos devem ser realizados no máximo uma única vez no período. Assim, aplica-se a probabilidade condicional de ultrapassagem:

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A \cap B)}{P_h(B)} \quad (3)$$

Onde A é o estado de máxima na hora h e B é o evento de investir no máximo uma única vez no período de análise. Assim, é possível demonstrar que:

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A) \times \prod_{t=1/t \neq h}^{24} (1 - P_t)}{\sum_{h=1}^{24} P_h(A) \times \prod_{t=1/t \neq h}^{24} (1 - P_t)} \quad (4)$$

Ou seja, o numerador representa a probabilidade de se investir em um posto horário h e não investir nos postos horários restantes, que por sua vez deve ser normalizado (denominador). A Figura 1 apresenta a probabilidade condicional de ultrapassagem para cada hora.

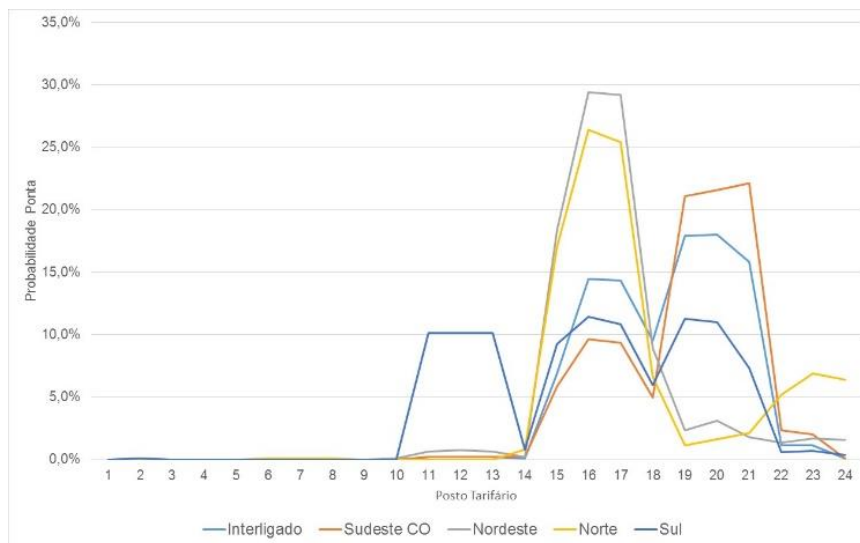


FIGURA 1 – Probabilidade de Ponta nos Subsistemas (7)

Os postos de ponta para cada submercado foram selecionados de modo a cobrir a máxima de cada região. A Tabela 1 apresenta as relações entre custos ponta e fora de ponta calculados conforme equação (2), bem como os respectivos horários de ponta adotados para cada submercado.

Tabela 1 – Relações Ponta e Fora de Ponta

Subsistema	Relação custos ponta e fora de ponta	Horário
Sudeste Centro Oeste	2,31	17h às 20h
Sul	2,19	10h as 17h
Norte	3,08	14h 17h
Nordeste	2,08	15h 17h

Os períodos de ponta foram definidos de modo a adequar os períodos de ponta das redes de cada submercado,

segundo as respectivas curvas de carga agregadas. Em específico, para o submercado Sul foi definido um período de ponta de 8 horas, aderente a grande variabilidade dos perfis de carga da região.

De posse das relações ponta e forma de ponta e das receitas, conforme metodologia atual (8), as tarifas podem ser definidas pelas equações seguintes (3), (4).

$$T_{FP}^i = \frac{R_i}{D_{FP} + F_s \cdot D_p} \quad (5)$$

$$T_p^i = T_{FP}^i \cdot F_s \quad (6)$$

Onde T_p^i é a tarifa no posto de ponta para a barra i ; T_{FP}^i é a tarifa no posto fora ponta para a barra i ; R_i é a receita final a ser recuperada, considerando a parcela de ajuste aditivo; D_{FP} é a demanda contratada para o posto fora de ponta; D_p é a demanda contratada para o posto de ponta; e F é o fator que representa a relação entre custos de ponta e fora de ponta do submercado s , tal como disposto na Tabela 1.

A partir dos dados do ciclo tarifário 2016-2017, foram calculadas as tarifas médias para cada subsistema, considerando (i) as relações ponta e fora ponta atuais e em estudo; e (ii) que a receita de cada subsistema equivale ao produto da receita total pelo percentual de carga de cada região. Os resultados estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Tarifas médias Ponta e Fora de Ponta (R\$/kW)

Subsistema	Ciclo 2016-2017		Estudo em análise	
	TUST-P média	TUST-FP média	TUST-P média	TUST-FP média
Sudeste Centro Oeste	1,542	1,542	2,173	0,941
Sul	1,484	1,484	2,085	0,952
Norte	1,504	1,504	2,329	0,756
Nordeste	1,557	1,557	2,114	1,017

Cumprir destacar que as relações ponta e fora de ponta podem ser calculadas em áreas com menor granularidade, considerando características regionais de carga e uso da rede ou, ainda, a sazonalidade das cargas, segregando em períodos de verão e fora do período de verão.

3.2 Resposta ao preço

O ano de 2011 houve alteração na forma de faturamento da demanda dos consumidores, quando se passou de uma cobrança somente no horário de ponta para cobrança nos horários de ponta e fora de ponta. A alteração foi realizada por meio de uma transição em 3 anos de forma a evitar grandes flutuações na contratação e no pagamento dos encargos de uso. Essa alteração permite verificar a resposta dos consumidores à variação do preço conforme pode ser visto nas Figuras 2 e 3.

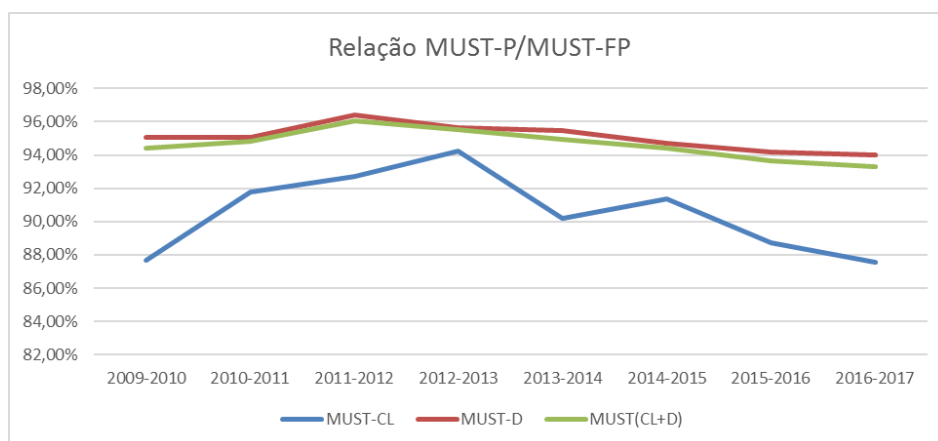


FIGURA 2 – Relação MUST-P/MUST-FP do segmento consumo

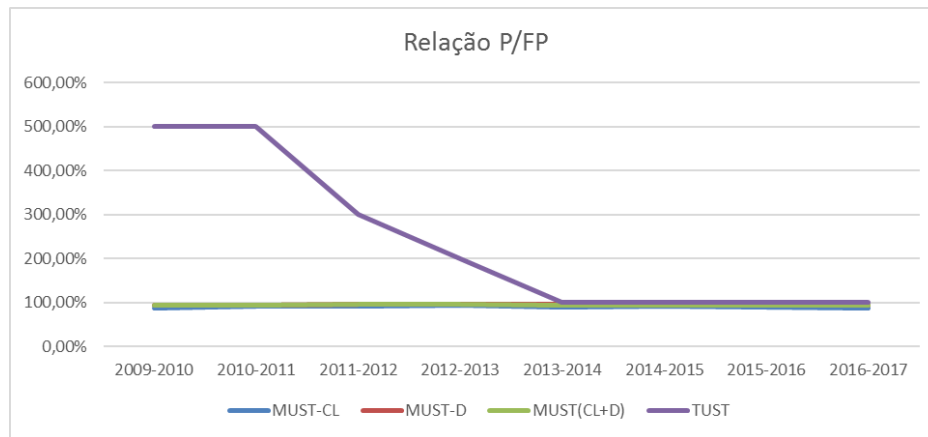


FIGURA 3 – Comparação das relações MUST-P/MUST-FP e TUST-P/TUST-FP do segmento consumo

A relação TUST-P/TUST-FP dos ciclos 2009-2010 e 2010-2011 foi definida em 500% em função da escala do gráfico, porém é infinita pois as TUST-FP nestes ciclos é zero.

Verifica-se de uma forma geral que não houve um movimento na contratação dos consumidores que evidencie elasticidade em relação ao preço definido, entre os ciclos 2009-2010 e 2016-2017. Em parte, isso é explicado porque muitos dos consumidores livres possuem processos que demandam uma contratação fixa ao longo do dia, o que pode ser verificado nos valores contratados. Para o caso das distribuidoras, onde se tem uma maior variabilidade dos processos industriais, também foi verificada pouca alteração no perfil de contratação. Depreende-se, portanto, que a sinalização de preços, embora expressiva, não foi suficiente para alterar o perfil de contratação do segmento consumo.

4.0 - CONCLUSÃO

O trabalho apresentou análise da alteração da precificação do uso da rede de transmissão nos horários de ponta e fora de ponta. Observa-se que a contratação da carga de consumidores livres e concessionárias de distribuição se mostra inelástica à variação de preço.

No entanto, é possível estudar novas formas de precificação do uso da rede de forma a alocar custos de forma mais eficientes, mesmo que não induzam resposta do segmento consumo. O estudo apresentou uma forma de alocação de custos entre postos tarifários que segue princípios da teoria marginalista, aderente a metodologia atualmente empregada no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica.

A alteração dos períodos de ponta, incorporando as características de carga do submercado a amplitude dos postos, pode promover uma alocação de custos mais eficiente.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BOITEUX, Marcel. *Peak Loading Price*. Traduzido por H. W. Izzard. The Journal of Business, Chicago, volume 33, número 2, p. 157-179, 1960.
- (2) STEINER, P. O., 1957, *Peak Loads and Efficient Pricing*, Quarterly Journal of Economics, 71, pp. 572-587.
- (3) DNAEE/MME, *Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação*, Brasília, 1985.
- (4) EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L.; DELGADO, M. A. P. *A Estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- (5) ANDREY-ROSELLI, M.; TOMASELLI, L. C. *Modelo de Cálculo de Custos Marginais de Capacidade dos Sistemas de Distribuição Considerando os Custos de Transmissão*. In: SNPTEE 2009, 2009, Olinda. SNPTEE 2009.
- (6) ANDREY-ROSELLI, M.; TOMASELLI, L. C.. *Tarifas Zonais dos Sistemas de Distribuição*. In: SEPEF 2008, 2008, São Paulo - SP. SEPEF 2008, 2008
- (7) ONS. Dados Reunião técnica Horário de Ponta. Realizada em 19/02/2014.
- (8) ANEEL. PROGRAMA NODAL: MANUAL DO USUÁRIO. Maio de 2011. Obtido no site http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_Nodal_v45.pdf, acesso em 24/03/2017.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

André Meister é graduado e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (UNB), Brasília, Distrito Federal, Brasil, em 2000 e 2005, respectivamente. Em 2010, obteve o título de especialização em teoria e operação de economia nacional moderna – Minerva, pela Unidade George Washington, Estados Unidos. Em 2014 concluiu MBA em Gestão Pública pela Universidade Estácio de Sá, Rio de Janeiro, Brasil. Atualmente é especialista em regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica, e suas pesquisas se concentram na área de regulação de mercados de energia elétrica.



André Luiz Veiga Gimenes é professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Possui graduação em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo (1997), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2004). Membro do GEPEA USP - Grupo de Energia do PEA EPUSP, realiza pesquisas na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético e Gestão de Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: energia solar, planejamento energético, energia elétrica, planejamento integrado de recursos, desenvolvimento sustentável e eficiência energética.



Denis Perez Jannuzzi é graduado e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (UNB), Brasília, Distrito Federal, Brasil, em 2005 e 2008, respectivamente. Atualmente é especialista em regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica, e suas pesquisas se concentram na área de regulação de mercados de energia elétrica.



Marcio Andrey Roselli é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, em 2001 e graduado em Direito pelo Centro Universitário de Brasília (UNICEUB), Brasília - DF, em 2013. Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Brasil, em 2006. Atualmente é Doutorando em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo e especialista em regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica, e suas pesquisas se concentram na área de planejamento energético e tarifas de energia.



Miguel Edgar Morales Udaeta possui graduação em Engenharia Elétrica - Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Mayor de San Simón (1984) -, mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP (1990), doutorado em Engenharia Elétrica pela EPUSP (1997), pós-doutorado em planejamento energético e planejamento integrado de recursos pela USP (1999 e 2003), e, livre-docência pela EPUSP (2012). Atualmente é professor de pós-graduação e pesquisador no GEPEA/EPUSP (Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). Possui experiência na área de Engenharia de Energia e Economia de Energia, com ênfase em Planejamento Integrado de Recursos, Cadeia Produtiva do Gás Natural, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, atuando principalmente nos seguintes temas: energia, planejamento energético, desenvolvimento sustentável, análise integrado de recursos, recursos energéticos, energização rural e energia e meio ambiente.

Robson Kuhn Yatsu, engenheiro eletricitista (UNESP). Atualmente é especialista em regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica, e suas pesquisas se concentram na área de tarifas.