



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

CB/GPL/10

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VII**

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

**OS CUSTOS INTRÍNSECOS DA EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE FONTES  
INTERMITENTES**

**Diego Antonio Bosa (\*)  
TRADENER**

**Ariane Teixeira Klingelfus  
TRADENER**

**Douglas Lorenzi Vizoni  
TRADENER**

**RESUMO**

A penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica traz inúmeros desafios para a operação do sistema, é de fundamental necessidade a representação desta geração no planejamento da operação. Do ponto de vista comercial, a não consideração da reserva de potência imputa sobreoferta nos modelos computacionais, assim sendo, a diferença entre a geração necessária para atendimento da demanda e a planejada acaba sendo remunerada via encargos. Este trabalho discute e analisa maneiras de representar esta variável no planejamento da operação e na formação do preço da energia elétrica, além de evidenciar os expressivos montantes transferidos para os encargos, cobrado de todos os consumidores de energia elétrica do país.

**PALAVRAS-CHAVE**

Fontes Intermitentes, Energia Eólica, Sinalização de Preços, Custo Marginal, Comercialização de Energia Elétrica

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O mercado de energia elétrica Brasileiro chama a atenção não por ser o mais organizado e conexo, e sim pela imensa complexidade de sua operação, visto que o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto atualmente por um parque gerador 64% atendido por fontes hidráulicas (com e sem capacidade de armazenamento), 29% por fontes térmicas e 7% por fontes eólicas.

A matriz energética brasileira vem se diversificando continuamente com a entrada de fontes intermitentes como é o caso da energia eólica e solar, trazendo novos desafios para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os softwares de otimização dos recursos eletroenergéticos (Newave e Decomp), usados pelo Operador Nacional do Sistema, tiveram que ser adaptados para considerar nas suas simulações essas novas variáveis, de forma a agregá-las em blocos chamados de usinas não simuladas, desta forma sua capacidade de geração é descontada diretamente da carga, para então otimizar o despacho hidrotérmico do SIN, sendo assim, acabam por não representar com tanta precisão a dinâmica da operação no sistema real.

Leilões de energia elétrica específicos para fontes eólicas, e demais incentivos propiciaram um crescimento bastante expressivo dessa fonte na matriz elétrica brasileira, principalmente após o novo marco regulatório do setor ocorrido em 2004. Contudo, alguns reveses aconteceram deste então, como é o caso de parques eólicos com suas obras finalizadas que ficaram meses sem gerar por conta de atrasos na conexão com a rede básica.

Outro detalhe de cunho técnico é a atual impossibilidade de se considerar a variabilidade dos ventos no planejamento da operação do SIN e na formação de preços para a energia elétrica. Atualmente os custos

(\*) Alameda Dr. Carlos de Carvalho, n° 603 – 8º andar - Ed. Omni – CEP 80.430-180 Curitiba – PR  
Tel: (+55 41) 3021-1100 – Fax: (+55 41) 3022-6676 – Email: diego@tradener.com.br

operativos com reserva girante de potência e controle primário e secundário de frequência compõem os Serviços Ancilares ressarcidos por meio de Encargos de Serviço do Sistema. Sem dúvida, os modelos Newwave e Decom não representam estes detalhes em seus planejamentos, por serem modelos de otimização energéticos que trabalham apenas com três patamares de carga. Porém, chegou-se a um estado em que a não consideração destas variáveis na formação de preços constitui em um empecilho à modicidade tarifária, pelo fato de se transferir custos “fixos” para os encargos sem o conhecimento da sociedade brasileira.

## 2.0 - FONTES INTERMITENTES E CONTRATAÇÃO REGULADA

A expansão da fonte eólica vem tomando a cada dia maior importância dentro da matriz energética brasileira, com destaque e maior importância para a região Nordeste do país. Conforme (1), a potência instalada para geração eólica expandiu 56% de 2015 para 2016, com a produção de eletricidade atingindo 22 GWh em 2015, o que representa um aumento de 77% em relação ao ano anterior. Já na expansão da capacidade instalada do SIN, as centrais hidráulicas contribuíram com 35,4%, enquanto as centrais térmicas responderam por 25% da capacidade adicionada. Sendo as usinas eólicas e solares responsáveis pelos 39,6% restantes de aumento da capacidade total de geração do SIN.

São apresentados na Figura 1 os montantes de energia eólica e a média de preços de venda negociados através dos leilões de energia de reserva (LER), leilões de energia nova (LEN) e leilões de fontes alternativas (LFA). Tais montantes totalizam 6.630 MW médios, com início de suprimento conforme Figura 1 e duração de 20 anos.

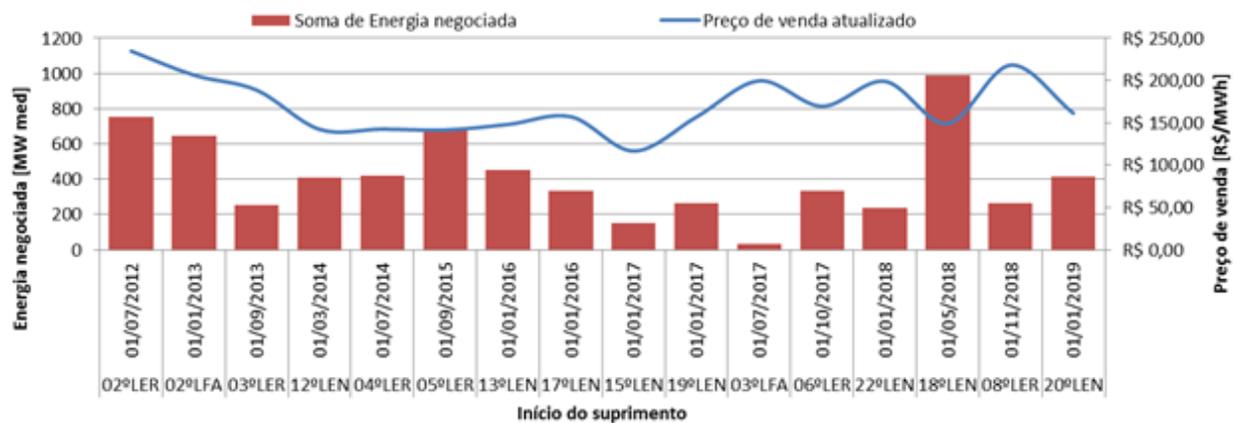


FIGURA 1 – Montantes de energia eólica negociados via leilão e seus respectivos preços de venda

A energia leiloada foi objeto de concorrência entre as concessionárias distribuidoras e contratada através de contratos do tipo Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), contrato bilateral, conforme definido na Lei nº. 10.848, 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº. 5.163, 30 de julho de 2004. Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes.

De acordo com (2) existem duas modalidades de CCEAR, contratos por Quantidade, onde os riscos hidrológicos da operação são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores), cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade. Analogamente, existem os contratos por Disponibilidade, onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, são assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel.

### 2.1 Desafios da expansão através de parques híbridos ou mistos

Hoje se discute a necessidade da diversificação dos empreendimentos eólicos, construindo parques mistos com energia solar, biomassa e térmica, buscando-se nivelar a geração nos barramentos de conexão destes parques com a rede de transmissão, ganhando em eficiência comparado com os demais projetos convencionais. Entretanto, estes projetos muito provavelmente teriam seus Índices de Custo Benefício (ICB) prejudicados, tornando-os pouco atrativos economicamente para conseguir concorrer em um leilão com outras fontes, visto que o ICB representa a razão entre o custo total do empreendimento e o seu benefício energético (Energia Assegurada/Garantia Física).

### 3.0 - OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E PROCEDIMENTOS DE REDE

De acordo com (3), a capacidade instalada das usinas eólicas no sistema interligado deve evoluir de 6,7 GW para 17,3 GW, passando de 5% para 10,1% do total da matriz elétrica brasileira. É inegável a necessidade da geração eólica para o atendimento da carga do SIN, principalmente para a região Nordeste sob condições hidrológicas desfavoráveis, conforme observado nos anos 2014 e 2015, dada a contribuição dessa geração complementar na preservação de parte dos estoques dos reservatórios das usinas do Rio São Francisco (Nordeste). A expressiva geração eólica foi potencializada por eventos de seca nesta região, devido ao fato das precipitações e brisas marítimas estarem inversamente relacionadas, conforme (4).

Contudo, a rápida expansão dessa fonte também vem trazendo consigo inúmeros desafios para a operação do SIN em tempo real, dentre os quais pode-se destacar: alta intermitência em intervalos curtos de tempo e difícil previsibilidade, não só na programação e operação diária, como também nos planejamentos semanais e mensais. O ONS demonstra extrema preocupação, em (3), quanto aos impactos dessa intermitência da geração eólica, que impõem o operador a gerar usinas hidráulicas ou térmicas além do montante programado, este problema tende a se intensificar nos próximos anos com a contínua expansão dessa fonte na matriz elétrica. É de conhecimento do Operador a fundamental necessidade de se caracterizar e representar essa geração intermitente no âmbito do planejamento da operação energética, e que as metodologias de previsão da geração eólica sejam aperfeiçoadas.

A entrada em operação de parques eólicos em diferentes regiões de um mesmo subsistema contribui para a complementariedade e o aumento da inércia de geração. Não diminuindo, porém, a necessidade de mecanismos de amortecimento de sua alta variabilidade de disponibilidade de geração, pois no quesito fonte de potência é necessário estabelecer requisitos mínimos para o controle e estabilidade do parque gerador e dos troncos de transmissão, especialmente no que diz respeito à reserva de potência.

No âmbito da operação, para atender as necessidades de qualidade e segurança operacional elétrica do SIN, o Centro Nacional de Operação do Sistema e seus centros regionais utilizam-se da operação de geradores como compensadores síncronos, da reserva de potência e controle de frequência primário e secundário, entre outros recursos chamados serviços ancilares (reserva de prontidão e suporte a reativos).

Conforme (5), submódulo 14.2 dos Procedimentos de Rede, o controle primário de frequência e reserva de potência primária (R1) devem ser realizados por todas as Unidades Geradoras integrantes do SIN. A R1 é assumida por todas as usinas hidroelétricas e termoelétricas das suas áreas de atendimento, ou seja, todas têm que guardar a margem de 1% de sua disponibilidade de geração. O controle secundário de frequência e a reserva de potência secundária (R2), é calculada, por área de atendimento, como 4% de sua carga. A R2 é distribuída pelas usinas que assumem o Controle Automático de Geração (CAG), assim, sua disponibilidade de potência, em conjunto, deve deixar a margem de 4% da carga da área sempre que solicitado pelo ONS.

#### 3.1 Consulta Pública 007/2016 – Representação da reserva de potência operativa nos modelos computacionais

Em julho de 2016 foi aberta consulta pública para avaliar a necessidade de representação da reserva de potência operativa nos modelos computacionais de programação de despacho eletroenergético e conseqüentemente para a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Conforme (6), a reserva operativa de potência é utilizada pelo ONS para o controle de frequência do sistema e para manutenção dos intercâmbios programados entre os subsistemas que compõem o SIN. A representação desta variável na programação, via modelagem no Newave e Decomp (modelos matemáticos que buscam a minimização dos custos operativos no momento presente somado à previsão futura dos dispêndios para operar o sistema no futuro), visa trazer maior aderência entre o planejamento e programação do sistema e a operação em tempo real.

Busca-se a melhor representação possível do sistema, e em detalhes, sendo a representação demasiadamente simplificada ou inadequada responsável por induzir o modelo a uma solução ótima de mínimo custo operativo matematicamente viável, porém fisicamente ineficaz do ponto de vista operacional. Atualmente os modelos vislumbram, para fins de otimização, uma disponibilidade de geração maior do que a real, potencializada pela representação simplificada da curva de carga do SIN em apenas 3 patamares de carga (Leve, Média e Pesada), outrossim, não representar a reserva operativa nos modelos implica em virtual sobreoferta dos recursos hidrelétricos e sinalização errônea dos custos operativos.

### 4.0 - PREMISSAS E RESULTADOS

Conforme apresentado nos itens anteriores deste trabalho, simulações foram realizadas buscando-se a modelagem mais adequada no que diz respeito às reservas de potência primária e secundária nos modelos de planejamento da operação e precificação da energia elétrica, Newave e Decomp. Os arquivos de entrada utilizados foram aqueles

publicados pela CCEE no momento da publicação ou republicação do PLD. O período simulado se restringiu ao ano de 2016, mais especificamente entre a Revisão 0 de Janeiro de 2016 e a Revisão 4 de Dezembro de 2016.

Para fins de simulação e análise da reserva de potência nos modelos computacionais, foi utilizada margem equivalente a 5% da carga do SIN no modelo de planejamento da operação de médio prazo, sendo que a geração hidráulica máxima declarada no modelo Newave foi reduzida em 5%, representando a soma das reservas de potência primária e secundária agregadas (R1 + R2), e, portanto reduzindo a disponibilidade de potência das usinas hidroelétricas de cada subsistema.

Enquanto que no modelo de curto prazo (Decomp), cada usina hidrelétrica e termoelétrica foi modelada através dos seus fatores de disponibilidade para atingir no máximo 99% de suas respectivas capacidades. De maneira análoga, as usinas que compõe o CAG foram limitadas a gerar, em conjunto, a no máximo 96% de suas disponibilidades de potência. Tal modelagem garante que o conjunto de usinas que assumem o CAG atenda a reserva de potência secundária de 4% conforme Procedimentos de Rede vigente.

Analisando os resultados das simulações em base mensal, ver Tabela 1, pode-se notar a grandeza dos distúrbios entre os valores de PLD publicados pela CCEE e aqueles simulados considerando a reserva de potência nos modelos. Ao calcular a média anual das diferenças percentuais, chega-se a um desvio da ordem de 99%, ou seja, o PLD que foi usado para balizar as negociações de compra e venda do mercado de energia elétrica foi praticamente metade do que seria usando valores mais aderentes a realidade operativa.

Tabela 1 – Média mensal do PLD oficial CCEE e PLD Simulado

	1. PLD CCEE	2. PLD Simulado	Dif.
	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[%]
jan/16	35,66	106,71	199%
fev/16	30,42	82,51	171%
mar/16	37,73	97,62	159%
abr/16	49,42	140,94	185%
mai/16	75,93	170,69	125%
jun/16	61,32	149,73	144%
jul/16	83,43	186,04	123%
ago/16	115,58	233,3	102%
set/16	149,02	271,58	82%
out/16	200,21	338,44	69%
nov/16	166,05	276,47	66%
dez/16	122,19	192,02	57%
<b>Média</b>	<b>93,91</b>	<b>187,17</b>	<b>99%</b>

Estes resultados, aos olhos de um consumidor residencial ou até mesmo de um consumidor industrial faz parecer que a consideração de tal reserva de potência nos modelos resultaria em um aumento nos valores de PLD, fazendo por consequência que o preço da energia elétrica fique mais onerosa para esse consumidor. E esta analogia é verdadeira, contudo aqui só estamos observando os efeitos da modelagem proposta no PLD. A dinâmica do mercado brasileiro de energia elétrica é muito mais complexa do que puramente os valores de PLD, deve-se atentar para a cadeia de empresas envolvidas no processo, como é o caso dos: Geradores hidráulicos e térmicos, distribuidoras de energia elétrica (Ambiente de Contratação Regulado – ACR) e mercado atacadista de energia (Ambiente de Contratação Livre – ACL).

Ao se investigar os montantes de energia térmica utilizados para atendimento da demanda global do SIN, notam-se desvios bastante significativos entre a “pilha de térmicas” chamadas para gerar por ordem de mérito de custo, resultado do Custo Marginal de Operação (CMO) e o efetivo custo da última térmica acionada na etapa de operação em tempo real para atendimento da demanda instantânea. Vide Figura 2.

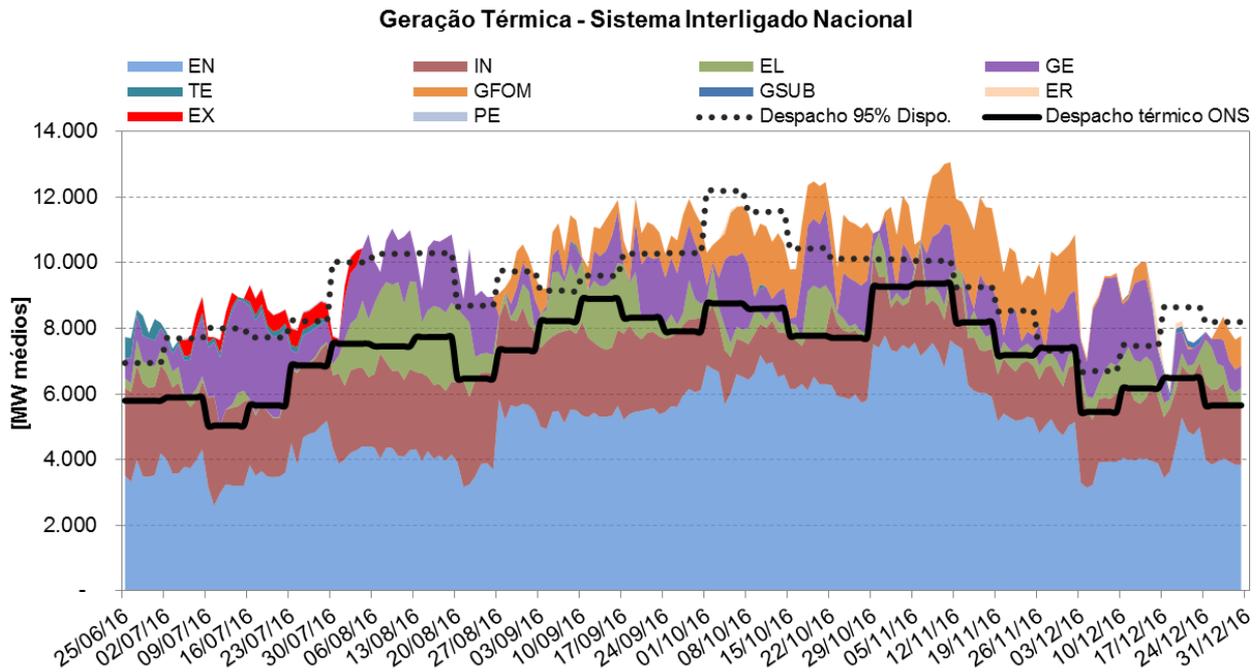


FIGURA 2 – Montantes de geração térmica planejada e operacionalizada pelo ONS por razão de despacho (7)

Conforme (7), limitados à dados colhidos entre 25 de Junho de 2016 e 31 de Dezembro de 2016, são apresentados na Figura 2 os montantes de energia térmica efetivamente gerados no segundo semestre de 2016 para atendimento da demanda diária, por razão de despacho, comparados ao volume de geração térmica programada pelos modelos computacionais sem qualquer alteração nos dados de entrada (traço sólido) e o volume que seria despachado caso a reserva girante estivesse contemplada no cálculo do PLD (pontilhado). Através destes dados, é possível constatar que mesmo a consideração da reserva de potência na programação da operação não seria capaz de contemplar todo o despacho térmico do SIN. Esta parcela da geração térmica que foi acionada acima do traço sólido representa o montante desta geração que foi remunerado via encargos, rateado entre todos os consumidores finais de energia elétrica no país. Ao se isolar estas térmicas que foram acionadas acima do programado, chega-se a quantias financeiras passíveis de comparação. Este cálculo considerou a energia média gerada de cada usina, multiplicada pelo seu respectivo Custo Variável Unitário (CVU) e pelo número total de horas do período. Os totais apresentados na Tabela 2 elucidam claramente o descompasso entre custo do despacho térmico coberto pelo PLD e a soma necessária para remunerar a totalidade das usinas térmicas que foram geradas para atendimento da demanda. Enquanto que o montante térmico acionado para gerar por ordem de mérito representou em média 39% da receita necessária para cobrir a totalidade do custo real da operação, o preço simulado com a reserva de potência faria com que 77% da necessidade financeira fosse paga pelo PLD.

Tabela 2 – Custos do despacho térmico real versus programado e simulado no 2º SEM. de 2016

Mês	Rev.	1. Custo do despacho térmico coberto pelo PLD CCEE	2. Custo do despacho térmico simulado	3. Custo da operação real do SIN	(1)/(3)	(2)/(3)
7	rv0	R\$ 59.258.037	R\$ 94.678.235	R\$ 162.778.550	36%	58%
7	rv1	R\$ 48.974.974	R\$ 113.178.192	R\$ 130.923.516	37%	86%
7	rv2	R\$ 44.749.407	R\$ 124.135.493	R\$ 152.193.654	29%	82%
7	rv3	R\$ 53.714.891	R\$ 121.983.619	R\$ 166.791.289	32%	73%
7	rv4	R\$ 69.007.002	R\$ 120.845.379	R\$ 131.691.826	52%	92%

continua

continuação

Tabela 2 – Custos do despacho térmico real *versus* programado e simulado no 2º SEM. de 2016

Mês	Rev.	1. Custo do despacho térmico coberto pelo PLD CCEE	2. Custo do despacho térmico simulado	3. Custo da operação real do SIN	(1)/(3)	(2)/(3)
8	rv0	R\$ 91.068.840	R\$ 182.359.810	R\$ 191.756.687	47%	95%
8	rv1	R\$ 85.079.434	R\$ 187.916.624	R\$ 249.179.606	34%	75%
8	rv2	R\$ 85.807.019	R\$ 192.554.476	R\$ 240.728.575	36%	80%
8	rv3	R\$ 57.385.309	R\$ 143.127.535	R\$ 198.206.140	29%	72%
9	rv0	R\$ 95.933.599	R\$ 196.945.305	R\$ 190.813.823	50%	103%
9	rv1	R\$ 100.486.020	R\$ 188.021.839	R\$ 227.596.789	44%	83%
9	rv2	R\$ 93.323.129	R\$ 190.227.401	R\$ 267.678.576	35%	71%
9	rv3	R\$ 102.109.290	R\$ 201.876.381	R\$ 260.033.192	39%	78%
9	rv4	R\$ 109.221.811	R\$ 208.465.031	R\$ 275.485.211	40%	76%
10	rv0	R\$ 147.411.896	R\$ 316.327.668	R\$ 281.341.380	52%	112%
10	rv1	R\$ 133.780.045	R\$ 317.422.568	R\$ 265.017.649	50%	120%
10	rv2	R\$ 121.280.335	R\$ 232.989.938	R\$ 303.737.195	40%	77%
10	rv3	R\$ 110.090.889	R\$ 213.851.284	R\$ 267.233.742	41%	80%
11	rv0	R\$ 115.408.951	R\$ 207.165.504	R\$ 276.210.805	42%	75%
11	rv1	R\$ 122.289.411	R\$ 208.688.272	R\$ 340.111.202	36%	61%
11	rv2	R\$ 127.900.508	R\$ 206.076.346	R\$ 361.314.695	35%	57%
11	rv3	R\$ 104.226.728	R\$ 192.091.850	R\$ 266.415.535	39%	72%
12	rv0	R\$ 81.524.378	R\$ 139.328.786	R\$ 307.701.795	26%	45%
12	rv1	R\$ 64.457.011	R\$ 122.430.403	R\$ 238.309.777	27%	51%
12	rv2	R\$ 62.376.027	R\$ 140.956.216	R\$ 254.955.318	24%	55%
12	rv3	R\$ 94.934.084	R\$ 165.715.899	R\$ 143.223.235	66%	116%
12	rv4	R\$ 59.491.756	R\$ 138.472.984	R\$ 144.014.001	41%	96%
<b>SOMA</b>		<b>R\$ 2.441.290.782</b>	<b>R\$ 4.867.833.037</b>	<b>R\$ 6.295.443.763</b>	<b>39%</b>	<b>77%</b>

Fica evidente, portanto, a monta de geração térmica que foi remunerada via encargos, vide Tabela 3, ao passo que a simples modelagem da reserva de potência nos modelos conduziria tanto a programação do despacho a uma maior aderência com a realidade da operação do SIN, quanto financeiramente externaria uma menor necessidade de complementação econômica via encargos.

Tabela 3 – Total de encargos do SIN apurados pela CCEE, período de julho a dezembro 2016 (8)

Recebimentos de encargos de serviços do sistema	R\$ 1.436.896.296
Encargos por restrição de Operação, das parcelas de usinas sujeitas a restrição de operação do tipo local	R\$ 206.097.065
Encargos por restrição de Operação, das parcelas de usinas sujeitas a restrição de operação	R\$ 408.572.446
Encargo de Compensação Síncrona	R\$ 43.632.104
Outros Serviços Ancilares	R\$ 28.435.994
Total não ajustado de encargos de serviços do sistema	R\$ 686.737.610
Valor ajustado dos demais encargos de serviços do sistema	R\$ 685.379.493
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 3.495.751.010</b>

## 5.0 - CONCLUSÕES

O diagnóstico atual da situação do setor elétrico brasileiro revela a incansável busca por um mercado maduro o suficiente para se autorregular, como ocorre hoje nos EUA e Europa. Ao mesmo tempo, peca-se em detalhes simples como é o caso da modelagem física do sistema, que não representa minimamente a realidade. Discute-se, no âmbito técnico, regulatório e ministerial, assuntos de extrema complexidade como é o caso das previsões estocásticas de vazões ou ventos, contudo, deixando de lado conceitos simples como o de Custo Marginal.

Durante 2014 e 2015, anos climatologicamente severos em praticamente todas as regiões do Brasil, o SIN enfrentou testes de robustez e *stress*, o operador do sistema lançou mão de todas as ferramentas disponíveis para manter a otimização da operação do sistema eletroenergético, observando padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos. Ao passo que nenhuma, ou poucas foram as sinalizações de tal gravidade da situação energética do país para com a sociedade.

Em síntese, o ano de 2015 iniciou com praticamente todo o parque térmico operando para atendimento da demanda por energia, ano em que se chegou muito próximo de um racionamento de energia (como o ocorrido entre 2001 e 2002). Neste período, o custo marginal de operação do SIN chegou a ultrapassar o primeiro patamar de déficit (R\$ 1364,42/MWh) indicando que um corte de carga ou “acionamento” de 5% seria menos oneroso que o próprio custo de geração da energia elétrica (9). A ironia é que, na época, a agência reguladora do mercado de energia elétrica (ANEEL) decidiu por reduzir o preço máximo da energia elétrica de 822,83 para 388,48 reais por megawatt-hora, um corte drástico de 53%, sinal de preço contrário para os consumidores, resultando em significativo aumento dos encargos para cobrir essa diferença entre o CMO e PLD.

A discrepância entre a percepção de risco do ONS na etapa de operação em tempo real e a dos modelos computacionais na etapa de planejamento da operação provou-se cada vez maior com o passar do tempo. O presente estudo analisou apenas uma das variáveis que podem aproximar a programação do despacho hidrotérmico da efetiva operação do sistema, com efeito direto na composição dos encargos. A estimativa de redução nos encargos, considerando os resultados das simulações para o período de julho a dezembro de 2016, foi de aproximadamente R\$ 2,4 bilhões de reais. Enquanto que o total de encargos cobrados no segundo semestre de 2016 passaria de R\$ 3,5 bilhões para cerca de R\$ 1 bilhão, com a devida consideração da reserva de potência nos modelos computacionais Newave e Decom.

Diante do exposto, a análise proposta por este trabalho somada às constatações nele apresentadas convergem para um mesmo entendimento sobre a atual situação regulatória, econômica e mercadológica do setor elétrico, todas partem do pressuposto de que o modelo atual do setor elétrico (reforma promovida em 2004) não reflete mais a realidade estrutural e comercial do sistema. Não obstante a isso, enquanto não evoluirmos para um mercado de capacidade funcional onde seja possível a precificação horária da energia elétrica, continuaremos reféns de simplificações metodológicas e inúmeras incertezas que formam um preço de curto prazo que não cumpre a função essencial para a qual foi criado.

As conclusões finais são de cunho provocativo justamente para enunciar a necessidade imediata de reforma no modelo comercial e setorial. A instabilidade regulatória e jurídica do setor afugenta os investidores, somando-se ao fato de que no final das contas, quem paga a conta é o pobre consumidor.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <https://goo.gl/73KgTE>
- (2) CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Comercialização – Ambiente de Contratação Regulada. Disponível em: <https://goo.gl/MDGEIn>
- (3) ONS, Operador Nacional do Sistema. Plano da Operação Energética 2016/2020 PEN 2016 – Sumário Executivo. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://goo.gl/dmE0IK>
- (4) FRITZ, Raul B. Teixeira. O fenômeno da brisa e sua relação sobre Fortaleza - CE. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 23, nº 3, 2008.
- (5) ONS, Operador Nacional do Sistema. Procedimentos de Rede: Versão vigente e histórico de versões. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/>
- (6) ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 063/2016-SGR/ANEEL. Avaliação da necessidade de representação da reserva de potência operativa nos modelos computacionais de programação de despacho. Disponível em: <https://goo.gl/ZMmWsu>
- (7) ONS, Operador Nacional do Sistema. Informativo Preliminar da Operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>
- (8) CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Informações ao Mercado: InfoMercado Mensal – Ano Contábil 2016. Disponível em: <https://goo.gl/k3DeA5>
- (9) DUTRA, J. *et al.* Valoração do Custo de Escassez de Energia Elétrica e Gestão de Riscos. Revista Eletroevolução – Setembro 2014.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Diego Antonio Bosa** nasceu em Curitiba/PR em 1991. É graduado em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2015. Atualmente é aluno do Mestrado em Sistemas de Energia no departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná (UFPR). E trabalha como Analista de Mercado de Energia da área de Gestão de Riscos da Tradener Comercializadora.



**Ariane Teixeira Klingelfus** natural de Curitiba/PR. Graduada em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), possui especialização em Operação de Sistemas Eletroenergéticos e Planejamento da Operação Energética pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (PPGERHA/UFPR). Atualmente é engenheira da área de Gestão de Riscos da Tradener Comercializadora.



**Douglas Lorenzi Vizoni** natutal de Mauá/SP. Graduado em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), possui especialização em Operação de Sistemas Eletroenergéticos e Planejamento da Operação Energética pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (PPGERHA/UFPR). Atualmente é engenheiro da área de Gestão de Riscos da Tradener Comercializadora.