



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

BR/GCR/16  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - VI**

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

**TARIFICAÇÃO DINÂMICA: UMA METODOLOGIA DE REPASSE DE CUSTOS VARIÁVEIS DA PARCELA A COM FOCO NA TRANSPARÊNCIA E EFICIÊNCIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.**

**Ewerton Guarnier(\*)**  
Universidade de São Paulo

**Dorel Soares Ramos**  
Universidade de São Paulo

**Donato da Silva Filho**  
EDP Brasil

**Rafael Holanda Moura**  
EDP Brasil

**RESUMO**

A partir de janeiro de 2008 as distribuidoras passaram a contar, na sua carteira de contratos de compra de energia com os CCEARs por disponibilidade. Com isso, passaram a ter o risco de variação do PLD nos seus pagamentos mensais à CCEE, uma vez que tais contratos por disponibilidade retiram esse risco dos geradores, passando-o para os consumidores por intermédio da distribuidora.

Nessa perspectiva, o estudo realizado buscou auferir a exposição financeira no curto prazo de uma distribuidora face ao seu portfólio de contratos atual. Ainda, foram avaliados mecanismos regulatórios para mitigar este risco.

**PALAVRAS-CHAVE**

Neutralidade, Parcela A, Distribuidora de Energia, Risco, Tarificação Dinâmica

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulado pelo sistema PRICE CAP, caracterizado pela imposição de tarifas teto às concessionárias, a cada quatro anos, no processo de revisão tarifária, aplicando-se reajustes anuais de tarifas entre revisões, por índices de preço descontados dos ganhos de produtividade. A tarifa das distribuidoras é formada por duas parcelas: a parcela A, referente aos custos não gerenciáveis, ressarcem a distribuidora pelos custos relativos aos encargos setoriais, custos de transporte e compra de energia; a parcela B, referente aos custos gerenciáveis, remunera a distribuidora pelos custos operacionais eficientes, pela remuneração dos investimentos prudentes e pela quota de reintegração regulatória (depreciação dos ativos).

A parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, as distribuidoras não devem ter ganhos nem perdas com os itens que a compõem. Esta premissa só seria verificada se houvesse um perfeito casamento entre o que a distribuidora paga aos seus fornecedores e o que recebe dos consumidores por intermédio das tarifas.

Na prática, alguns custos assumidos pelas distribuidoras não são totalmente cobertos pelos valores previstos na última revisão ou reajuste tarifário, devido a algumas características dos contratos ou dos encargos, como (i) diferença entre a data de reajuste do encargo/contrato e a data de reajuste da distribuidora, e (ii) riscos dos contratos de disponibilidade, que são assumidos pelas distribuidoras e que dependem do despacho das usinas térmicas e da situação energética do sistema interligado nacional.

Mesmo sendo esse custo posteriormente repassado aos consumidores nos reajustes ou revisões tarifárias, a distribuidora arca com o ônus financeiro do seu carregamento durante um ano.

De fato, as diferenças entre os valores pagos aos fornecedores e os valores considerados na tarifa de cobertura fazem com que a distribuidora tenha prejuízos ou ganhos no curto prazo, que só poderão ser repassados aos

(\*) Rua Ourânia, nº 58 – apartamento 84 CEP 05445-030 São Paulo, SP, – Brasil  
Tel: (+55 11) 98160-6624 – Fax: (+55 11) 2532-3312 – Email: eguarnier@usp.com

consumidores no reajuste tarifário ou na revisão subsequente. Neste sentido, a distribuidora pode ficar descoberta durante um ano inteiro, captando recursos no curto prazo com altas taxas de juros, que não são consideradas integralmente pela ANEEL no repasse aos consumidores, e consequentemente afetando a saúde financeira da empresa e a neutralidade da Parcela A.

A variação dos custos da Parcela A acaba sendo subsidiada pela Parcela B, que remunera a distribuidora pelo serviço prestado e pelos investimentos realizados, caracterizando uma transferência de recursos e uma penalização ao investidor. Este efeito é ampliado com a metodologia aplicada no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias, pois a Parcela B tem reduzido sensivelmente e as variações da Parcela A se tornaram proporcionalmente mais significativas. Em casos extremos, até 50% da Parcela B pode ser utilizada para cobrir variações da Parcela A.

Ademais, este impacto na Parcela B gera redução de EBITDA e de resultados para a empresa, comprometendo a sua financiabilidade, pois a relação dívida sobre EBITDA se eleva muito devido à redução de EBITDA.

As distribuidoras que dispõem em seu “mix” de compra de uma parcela maior de contratos de disponibilidade são mais impactadas por estas variações no curto prazo. Esta situação se torna preocupante nos momentos em que o sistema brasileiro se encontra “estressado”, pois as distribuidoras devem arcar com os custos de combustível das termelétricas despachadas até o momento do repasse às tarifas.

## 2.0 - A CONTA DE VARIAÇÃO DE ITENS DA PARCELA A - CVA

A Conta de Variação de Valores dos Itens da Parcela A, regulamentada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25/10/2001 e posteriormente substituída pela Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24/01/2002, foi criada para apurar as diferenças entre os custos e as receitas das distribuidoras para itens da Parcela A que apresentavam variações de preços entre os períodos de revisões e reajustes tarifários anuais.

Os seguintes itens são contabilizados na CVA.

- CVA Energia: Valores e montantes de compra e repasse de energia.
- CVA Rede Básica: Valores e montantes de compra e repasse da Rede Básica.
- CVA Transporte Itaipu: Valores e montantes de compra e repasse do Transporte de Itaipu.
- CVA CCC: Valores pagos e repassados da Conta de Consumo de Combustíveis dos sistemas isolados.
- CVA CDE: Valores pagos e repassados da Conta de Desenvolvimento Energético.
- CVA ESS: Valores pagos e repassados dos Encargos de Serviço do Sistema
- CVA PROINFA: Valores pagos e repassados do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.
- CVA EER: Valores pagos e repassados do Encargo de Energia de Reserva.

A contabilização de cada um destes itens é feita mensalmente, apurando-se os custos mensais realizados pela distribuidora e a cobertura tarifária homologada no último reajuste ou revisão tarifária. A Figura 1 ilustra a contabilização da CVA para um determinado item.

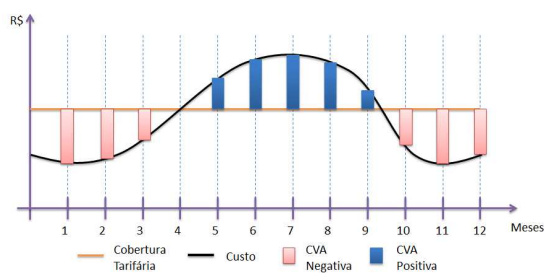


Figura 1. Contabilização da CVA

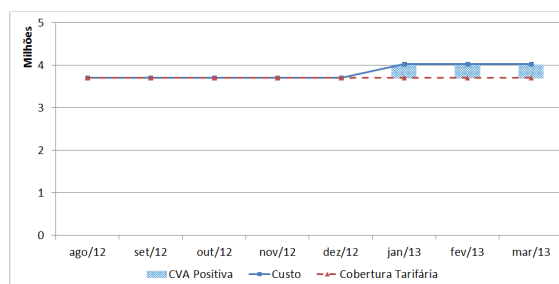


Figura 2. Contabilização da CVA PROINFA

Quando a distribuidora, em um determinado mês, tem seus custos menores que o valor de cobertura tarifária para o item, apura-se um valor negativo de CVA, que resulta em um passivo regulatório. Por outro lado, quando os custos são maiores que a cobertura tarifária para um dado item em um determinado mês, apura-se um valor positivo de CVA, resultando em um ativo regulatório. A Figura 2 apresenta a contabilização da CVA PROINFA para a distribuidora ESCELSA entre os meses de Agosto de 2012 e Março de 2013.

A CVA não faz parte da base tarifária e é contabilizada nos reajustes e revisões tarifários através de um componente financeiro. Este componente reflete a contabilização das diferenças incorridas em todo o período passado e é adicionado à tarifa do período subsequente de 12 meses.

Assim, a CVA acumulada em cada mês agrega as diferenças apuradas no mês vigente com as diferenças apuradas nos demais meses contidos no período de contabilização.

Os itens que compõem a CVA podem ser divididos em 3 grupos: Compra de Energia; Encargos de Transporte e; Encargos Setoriais. A contabilização da diferença entre os custos realizados e a cobertura tarifária para cada um destes grupos é realizada de forma diferente.

As equações a seguir apresentam a forma de apuração das diferenças (CVA) para estes grupos.

$$CVA_{\text{Compra Energia}} = (\text{Preço}_{\text{Praticado}} - \text{Preço}_{\text{Cobertura}}) * \text{Energia Reconhecida} \quad (1)$$

$$CVA_{\text{Encargos Transporte}} = (\text{Tarifa Praticada}_{\text{praticada}} - \text{Tarifa}_{\text{Cobertura}}) * \text{Demanda Realizada} \quad (2)$$

$$CVA_{\text{Encargos Setoriais}} = \text{Custo} - \text{Cobertura Tarifária} \quad (3)$$

Onde:

$$\text{Preço}_{\text{Praticado}} = \frac{\text{Custo}}{\text{Energia Contratada}}$$

$$\text{Tarifa}_{\text{Praticada}} = \frac{\text{Custo}}{\text{Demanda Realizada}}$$

A CVA Compra de Energia é um item de complexa contabilização, pois a apuração deve ser realizada individualmente para cada contrato firmado pela distribuidora, considerando o preço praticado, as regras de repasse específicas de cada contrato e o valor definido como preço de cobertura contratual na última revisão ou reajuste. A atual regulamentação estipula que a contabilização deve ser apurada para cada pagamento realizado, acarretando em aproximadamente 6.000 pagamentos contabilizados em cada período entre reajustes.

Ainda, a CVA apura as diferenças de preços entre os contratos e o preço de cobertura para a energia correspondente a 100% da carga regulatória da distribuidora, aqui nomeada de energia reconhecida. O restante da energia contratada é apurada em outros componentes financeiros como a “Sobrecontratação” e o “Risco de Sazonalização”.

## 2.1 Período de contabilização 2012-2013

O período de contabilização iniciado no ano de 2012 e que será finalizado em 2013 (para a ESCELSA o período é finalizado em Julho de 2013, pois sua data de “aniversário” tarifário é dia 04 de Agosto) apresentou um componente financeiro demasiadamente grande para as distribuidoras de energia elétrica devido à situação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). A falta de chuvas atrelada ao atraso na entrada em operação de algumas usinas eólicas e ao cancelamento de contratos de termelétricas ligadas ao Grupo Bertin, resultou em um desbalancamento da oferta x demanda de energia desde o início de 2012. Desta forma, os reservatórios se mantiveram em níveis críticos e todas as termelétricas do sistema foram despachadas para atender à demanda.

Este despacho excessivo de termelétricas foi custeado em grande parte pelas distribuidoras, devido aos contratos de disponibilidade firmados nos leilões de energia nova, e o repasse destes custos não puderam ser repassados automaticamente aos consumidores, afetando assim a saúde financeira destas empresas.

As figuras a seguir apresentam a contabilização mensal e a contabilização acumulada da CVA Compra de Energia, e a contabilização apenas dos contratos de disponibilidade para a distribuidora ESCELSA.

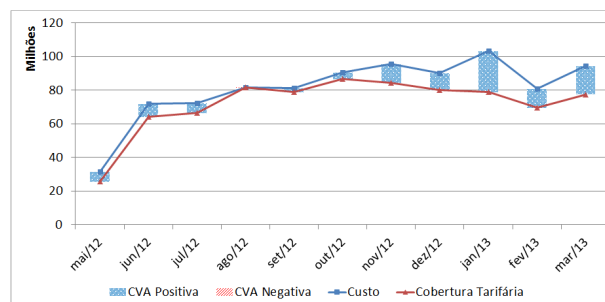


Figura 3. Contabilização da CVA Compra de Energia de Maio de 2012 à Março de 2013.

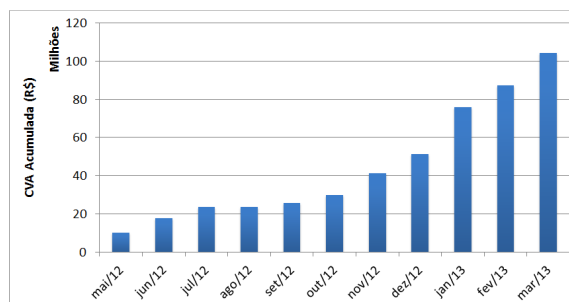


Figura 4. Contabilização Acumulada da CVA Compra de Energia de Maio de 2012 à Março de 2013.

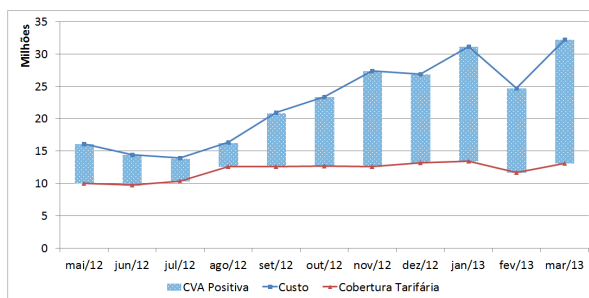


Figura 5. Contabilização dos contratos de disponibilidade de Maio de 2012 à Março de 2013.

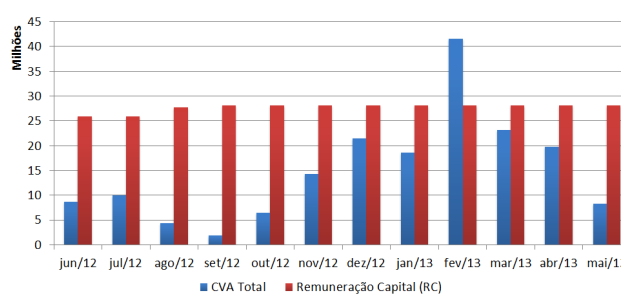


Figura 6. Comparação entre a CVA Total e a Remuneração do Capital Mensal.

Nota-se pela figura 4 que a CVA acumulada apenas de Compra de Energia da distribuidora ESCELSA superou o exorbitante valor de 100 milhões de reais. Grande parte destas diferenças foram resultantes dos contratos de disponibilidade, como pode ser observado pela figura 5.

### 3.0 - IMPACTOS DA CVA

O acúmulo do saldo de CVA durante um ano tarifário em que o despacho térmico efetivo superou em muito a previsão incorporada à tarifa, tornou-se bastante gravoso para as distribuidoras, em face dos elevados valores observados. Esta “conta” impacta diretamente em outras áreas da empresa, reduzindo a lucratividade do acionista, a capacidade de financiamento da empresa, podendo comprometer a qualidade do serviço e inclusive gerando um reajuste tarifário excessivo para o consumidor, que recebe o sinal econômico da falta de energia apenas depois de meses dos eventos.

A figura 6 e a Tabela 1 apresentam a comparação entre a CVA Total Mensal e a Remuneração de Capital (Receita do Capital + Quota de Reintegração) da empresa. O valor da CVA, em alguns meses, chega a representar mais de 100% da Remuneração do Capital, impactando diretamente a lucratividade do acionista e a capacidade de financiamento da empresa.

Tabela 1 – Comparação entre a CVA Total e a Remuneração do Capital Mensal.

Mês	CVA Total	Remuneração Capital (RC)	CVA / RC
jun/12	8.698.313,28	25.938.137,41	33,5%
jul/12	10.080.282,33	25.938.137,41	38,9%
ago/12	4.457.147,45	27.784.349,56	16,0%
set/12	1.892.183,57	28.227.440,47	6,7%
out/12	6.507.221,16	28.227.440,47	23,1%
nov/12	14.379.243,19	28.227.440,47	50,9%
dez/12	21.498.813,14	28.227.440,47	76,2%
jan/13	18.703.790,64	28.227.440,47	66,3%
fev/13	41.682.434,90	28.227.440,47	147,7%
mar/13	23.283.979,76	28.227.440,47	82,5%
abr/13	19.853.104,18	28.227.440,47	70,3%
mai/13	8.379.871,20	28.227.440,47	29,7%

Tabela 2 – Comparação entre a CVA Total e a Receita Requerida Mensal.

Mês	CVA Total	Receita Requerida (RR)	CVA / RR
jun/12	8.698.313,28	156.459.917,33	5,6%
jul/12	10.080.282,33	156.459.917,33	6,4%
ago/12	4.457.147,45	170.725.002,82	2,6%
set/12	1.892.183,57	174.148.623,33	1,1%
out/12	6.507.221,16	174.148.623,33	3,7%
nov/12	14.379.243,19	174.148.623,33	8,3%
dez/12	21.498.813,14	174.148.623,33	12,3%
jan/13	18.703.790,64	162.000.579,98	11,5%
fev/13	41.682.434,90	145.228.520,38	28,7%
mar/13	23.283.979,76	145.228.520,38	16,0%
abr/13	19.853.104,18	145.228.520,38	13,7%
mai/13	8.379.871,20	145.228.520,38	5,8%

A Tabela 2 apresenta a comparação entre a CVA Total e a Receita Requerida Mensal da Distribuidora. A análise a ser realizada neste caso é de que a distribuidora necessita de uma receita requerida maior que aquela prevista no último reajuste tarifário para todos os meses. A partir de Dezembro de 2012, a tarifa média da concessionária precisaria ser mais de 10% maior que a tarifa atual para cobrir os itens que compõem a CVA.

Assim, o mecanismo atual de repasse dos custos da CVA não passa um sinal claro para o consumidor da situação energética nacional, que só recebe esta indicação no mês do reajuste tarifário, podendo ter passado praticamente um ano do evento negativo. Sendo assim, o ajuste de consumo deste consumidor pelo aumento da conta da energia pode ser realizado em um período em que o país já se recuperou energeticamente e está com folga no balanço oferta x demanda.

### 4.0 - PROPOSTA DE MECANISMO DE TARIFAÇÃO DINÂMICA

Apresenta-se a seguir uma alternativa regulatória para permitir mitigar o atual ônus de carregamento da CVA, configurando a possibilidade de adoção de repasses, autorizados pela Aneel, em intervalos inferiores a um ano, das variações dos custos da geração por disponibilidade.

#### 4.1 – Retrospectiva Regulatória

É vedado, pela Lei 9.069/95 (Lei do Real), o reajuste de preços, provocado pela alteração dos custos das concessionárias dos serviços de distribuição de energia elétrica, em período inferior a 1 ano. Esta vedação está incorporada na íntegra em cláusulas específicas dos contratos de concessão. Em seu art. 70, a Lei determina que o reajuste e a revisão dos preços públicos e, em especial, das tarifas dos serviços públicos de energia elétrica, deverão realizar-se conforme atos, normas e critérios fixados pelo Ministro da Fazenda, mas sempre em intervalos anuais. Há ressalva observando a possibilidade do Poder Executivo reduzir o período previsto.

Não obstante este comando legal, a sétima sub-cláusula da cláusula sétima, dos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, estabelece a possibilidade, *excepcional*, de reajustes em períodos inferiores a um ano, nos casos onde se constate alterações significativas nos custos das concessionárias, que afetem o equilíbrio econômico-financeiro de seu contrato.

Do ponto de vista estrito da regulamentação vigente, fora a excepcionalidade da revisão extraordinária contratual, não se mostra possível o processamento dos reajustes ou revisões de tarifas em períodos inferiores a 1 ano. Observa-se que, mesmo no racionamento, o equacionamento dessa possibilidade não prescindiu da publicação de legislação específica, permitindo o ajuste das tarifas, em períodos menores, de modo a viabilizar o pagamento dos custos oriundos da contratação das térmicas emergenciais e de outras despesas, oriundas do Acordo Setorial, então firmado. No caso particular dos custos de aquisição de energia elétrica, a Lei nº 10.438/2002 autorizou que os mesmos fossem rateados para todos os consumidores finais (excepcionadas algumas classes) atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, na proporção do consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico. O Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial, em R\$/kWh, seria então obtido pelo rateio da totalidade, estimada para o mês, dos custos aquisição de energia elétrica em proporção ao consumo projetado de cada consumidor final atendido pelo SIN. O valor deste encargo era publicado pela ANEEL, ao final de cada mês, para vigorar no mês seguinte, compensando-se, no mês, as eventuais diferenças ocorridas no mês anterior.

Antes disso, a CVA foi instituída pela Medida Provisória 2.227/2001, publicada à época do racionamento, basicamente como mecanismo de superação da legislação restritiva do Real, no tocante aos reajustes das tarifas de energia elétrica.

Ao permitir a compensação das variações de custos, ocorridas entre reajustes tarifários anuais, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição, a MP abriu caminho para a garantia da neutralidade da Parcela A. Regulamentações sucessivas editadas na forma de Portarias Ministeriais (PRIs 296/2001, 025/2002; 116/2003 e 361/2004) definiram os itens incorporados à CVA.

Nesse caso, a superação da impossibilidade legal dos reajustes, em períodos inferiores a 1 ano, se operacionaliza mediante o registro sistemático das variações de custo de itens da Parcela A, ocorridos entre períodos de reajuste, na referida conta CVA, cujo saldo é posteriormente compensado, devidamente corrigido pela Selic, nas tarifas do período tarifário seguinte.

#### 4.2 Possíveis Mecanismos de Atenuação do Impacto dos Contratos de Disponibilidade

Alguns dos possíveis mecanismos para atenuação do carregamento financeiro dos CCEARs por disponibilidade são listados a seguir:

- a) Repasse extraordinário do carregamento às tarifas antes de completar-se o ciclo anual;
- b) Aperfeiçoamento do mecanismo de previsão do custo dos CCEAR por disponibilidade, nos reajustes e revisões tarifários, sendo hipóteses de preço médio, a cada reajuste, as seguintes:
  - (i) O valor do ICB resultante do leilão, atualizado pelo IPCA;
  - (ii) Uma previsão do custo do CCEAR por disponibilidade nos próximos 12 meses com base na sua parcela fixa atualizada pelo IPCA, no seu CVU atualizado pela variação do custo do combustível e na expectativa de variação do PLD e de despacho de cada usina térmica.
- c) Repasse ordinário do carregamento às tarifas antes de completar-se o ciclo anual, sujeito a um gatilho a ser definido.

Dessas alternativas, a primeira deve ser descartada, posto que o processo de Revisão Extraordinária de Tarifas é complexo, muito similar a uma Revisão Tarifária e, a rigor, teria que ser instaurado caso a caso para as Distribuidoras, toda a vez que houvesse necessidade de se promover repasse às tarifas antes de completar-se o ciclo anual. As outras duas vertentes de solução podem, na verdade, ser integradas compondo uma única solução para o problema, sendo que no caso do inciso b) se recomenda adotar a segunda variante, posto que em geral os valores de ICB se afastam muito de valores que seriam obtidos representando-se condições mais realistas para o Sistema Elétrico Interligado.

Destarte, a proposta a ser explorada conjuga as variantes do inciso b) alínea (ii) e inciso c).

#### 4.3 Atenuante Sinalizada

Mais recentemente, a ANEEL, por meio da REN 464, de 21/11/2011, instituiu as Bandeiras Tarifárias VERDE, AMARELA e VERMELHA, representando, na prática, adicionais tarifários previstos para incidirem em determinados meses em função do valor do PLD e do Encargo de Segurança Energética do Sistema – ESS\_SE.

- Na bandeira VERDE, aplicam-se tarifas normais definidas no último reajuste ou revisão tarifária.
- Na bandeira AMARELA, que será acionada quando o PLD + ESS\_SE estiver entre 100,00 e 200,00 R\$/MWh, é previsto um adicional tarifário de R\$ 15,00/MWh.
- Na bandeira VERMELHA, a ser acionada quando o PLD + ESS\_SE estiver maior que R\$ 200,00 /MWh, o adicional será de R\$ 30,00/MWh.

Por se tratarem de valores pré-definidos no momento do reajuste/revisão anual, há o entendimento de que esses adicionais não podem ser vistos como indexação a índices de preços em períodos inferiores a um ano, portanto, não contrariam as disposições da Lei do real.

No voto do relator da REN 464/11, que estabeleceu as bandeiras tarifárias, foi afirmado que a Bandeira Verde corresponderá à tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro e será caracterizada pela:

*(i) incidência do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética – ESS\_SE médio, obtido com base nos histórico dos meses em que CMO e ESS\_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh; e pela*

*(ii) incidência do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD médio, obtido com base nos histórico dos meses em que a soma de CMO e ESS\_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh.”*

- *“39. A regra geral descrita acima poderá ser ajustada nos reajustes/revisões, conforme participação dos contratos de disponibilidade no mix da concessionária de distribuição, buscando minimizar possíveis diferenças entre receitas e custos. Tal procedimento se justifica devido à grande variação de participação desses contratos entre o mix de cada concessionária de distribuição.”*

Isto posto, caso o valor inicial do preço dos CCEARs por disponibilidade e os adicionais tarifários correspondentes às bandeiras AMARELA e VERMELHA forem calculados especificamente para cada distribuidora, considerando a sua exposição aos CCEARs por disponibilidade, poderia haver uma sensível atenuação do carregamento financeiro devido não somente à variação do PLD mas também ao Encargo de Serviços do Sistema – Segurança Energética.

#### 4.4 Proposta de Solução

Para a criação da CVA foi necessário o afastamento do disposto no §3º do art. 2º da Lei nº 10.192. Para configurar uma possível solução, com o alcance pretendido (regulamentação de mecanismo que reflita a variação dos custos de produção em periodicidade inferior a um ano), há de se utilizar o afastamento do §1º do art. 2º da Lei 10.192, já devidamente previsto na MP. Cumpre observar que embora essa MP não tenha sido transformada em Lei, suas disposições permanecem, em decorrência da Emenda Constitucional 32, de 11 de setembro de 2001 que determinou que todas as MPs produzidas até aquela data permaneceriam com duas disposições em vigor, até que o congresso nacional deliberasse sobre as mesmas ou MP posterior as revogasse. Como nenhuma coisa aconteceu, a referida MP, de 04 de setembro, portanto de data anterior à EC, está em vigor.

Os CCEARs por disponibilidade estão previstos na Lei 10.848, de 15/03/2004. Dispôs a Lei:

*Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:*

*§ 1º Na contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:*

*I - pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;*

*II- pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.*

Como se vê, a Lei já dispôs que a variação imprevista do custo de produção dos contratos por disponibilidade, embora assumida pelos compradores dos CCEARs, fosse repassada aos consumidores regulados. Assim, faltou apenas, na solução que se visualiza, que o art. 2º da Lei 10.848, expressasse um comando para que a Anel fizesse o repasse imediato dessas variações de custo.

Diante do exposto, PROPÕE-SE que o art. 2º da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, passe a vigorar acrescido do seguinte parágrafo:

“§ 2º-A. Caberá à Aneel estabelecer mecanismo de repasse mensal, para os consumidores, das variações de custo de produção decorrentes do risco hidrológico, provocadas pelo despacho fora da ordem de mérito ou por variação do Preço de Liquidação de Diferenças, da geração associada aos Contratos por Disponibilidade de Energia.”

“§ 2º-B. Para os efeitos previstos no § 2º-A desse artigo, não se aplicam as disposições dos §§ 1º e 3º do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001.”

Deve-se observar que o Parágrafo 2º B é, na prática, opcional, já que a MP 2.227 / 2001 permanece em vigor. No entanto, entende-se prudente reforçar isso na redação de uma nova Lei !!

## 5.0 - CONCLUSÃO

A redação do art. 2º da Lei nº 10.848/2004, na forma proposta, traz os benefícios de:

- i. Possibilitar que na fixação anual de tarifas, diante da incerteza dos custos de produção da geração contratada por disponibilidade, a ANEEL possa considerar um custo mínimo, contribuindo para a modicidade tarifária.
- ii. Proporcionar uma sinalização de preço ao consumidor melhor ajustada ao custo efetivo da energia que está sendo suprida, permitindo-lhe administrar, em tempo oportuno, a quantidade que consome e, por consequência, suas despesas com energia elétrica.
- iii. Pelos critérios atuais, variações imprevistas dos custos de energia, que ocorram no período entre reajustes, terminam por acumular-se em contas CVA e sinalizadas apenas nas tarifas do período seguinte, não dando as informações necessárias, que proporcionariam condições aos consumidores de racionalizarem seus consumos, nos momentos de altas dos preços da energia.
- iv. Reduzir os riscos, para os distribuidores, dos atuais critérios de repasse, que, como concebidos, dão margem à ocorrência de grandes desencaixes financeiros, tanto maiores quanto seja a proporção de seus contratos por disponibilidade na composição de sua carteira de compra de energia elétrica.
- v. Alinhamento aos pressupostos da regulação presente, em especial no tocante aos objetivos de neutralidade da Parcela A e da boa sinalização de preço ao consumidor (preço como instrumento de racionalização do consumo).
- vi. Alinhamento aos pressupostos da legislação, no tocante aos efeitos decorrentes das variações de custo da Parcela A. Como visto, a MP 2227/2001 deixa claro esses pressupostos quando não só cria a CVA como autoriza o ajuste de preços, em prazo inferior a um ano.
- vii. Alinhamento aos pressupostos dos critérios/propostas implantados e em processo de avaliação pela ANEEL, voltados à boa sinalização dos consumidores (nova estrutura tarifária, bandeiras tarifárias, etc.) como à mitigação dos efeitos da Parcela A (aperfeiçoamento do cálculo da parcela de reajuste tarifário decorrente da geração de contratos por disponibilidade; aditivos aos contratos de concessão visando o aperfeiçoamento da neutralidade da Parcela A).
- viii. Trata-se, na verdade, de uma iniciativa nacional na direção de uma tendência mundial de eficiência econômica, também chamada de “tarifação dinâmica”, pela qual os preços pagos pelos serviços públicos refletem as condições de oferta e demanda a cada momento.

Convém frisar que a proposta de solução visualizada neste Informe Técnico visualiza uma alternativa de cunho estrutural para o problema da alocação de custos de operação termelétrica associados aos Contratos de Disponibilidade detidos pelas Distribuidoras. De fato, a solução recente dada pelo Governo, alocando à CDE – Conta de Desenvolvimento Energético - os custos de operação térmica fora da ordem de mérito que foram adicionados à rubrica de Encargos de Serviço do Sistema, como também provendo empréstimo às Distribuidoras para fazer frente aos custos devido aos Contratos por Disponibilidade, não é sustentável e tem “fôlego” curto.

O ideal, no entender dos Autores, é se pensar em uma solução que envolva a alocação imediata de custos aos consumidores, podendo-se excepcionar algumas classes (por exemplo, Baixa renda), para as quais se manteria o repasse de custos anual, posto que isso efetivamente proporciona um sinal de preço aos consumidores que tem capacidade de reação. Esses consumidores, dependendo de sua elasticidade Preço x Consumo, reagiriam com redução de consumo, contribuindo para minorar o problema da alocação posterior, que terá que ser feita mais dia menos dia e, nesse momento, o impacto poderá ser muito maior do que aquele onde o consumidor já teria atuado ativamente ao longo do ano, reduzindo seu consumo, em resposta aos preços elevados, que no caso da solução conjuntural do Governo não seria de seu conhecimento a não ser no momento do repasse tarifário anual, quando eventualmente já teria consumido energia que teria podido evitar de consumir, se soubesse antes do patamar de preços sendo praticado.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) BRASIL. Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25/10/2001. Disciplina o mecanismo de compensação das variações de valores de itens da "Parcela A", previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

(2) BRASIL . Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24/01/2002. Cria, para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A", e dá outras providências.

(3) BRASIL. Lei 9.069, de 29/06/1995. Dispõe sobre o Plano Real, o Sistema Monetário Nacional, estabelece as regras e condições de emissão do REAL e os critérios para conversão das obrigações para o REAL, e dá outras providências.

(4) BRASIL. Lei nº 10.438, de 26/04/2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

(5) BRASIL. Lei nº 10.848, de 15/03/2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

## AGRADECIMENTOS

Os Autores gostariam de registrar seu agradecimento às contribuições dos Eng<sup>os</sup>. Luiz Carlos da Silveira Guimarães e Fernando Cesar Maia, da BENCH Consultoria e Assessoria em Energia, pelas importantes contribuições ao presente texto.