



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

BR/GCR/26
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VI

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

**A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR: PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA NA
BUSCA DE JUSTIÇA TARIFÁRIA.**

**Weber Ramos Ribeiro Filho (*)
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG**

RESUMO

As regras que governam a comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR apresentam diversas incongruências, dentre as quais: altos custos regulatórios, excesso ou escassez involuntária de energia no portfólio das distribuidoras, diferenças nos preços de repasse aos consumidores finais, complexidade nas regras que garantem o repasse dos custos com a compra de energia, exposição de caixa das distribuidoras a um despacho térmico elevado e a volatilidade das tarifas nos períodos de reajuste tarifário. Diante de tais inconvenientes, o presente ensaio apresenta propostas de alteração regulatória que atuariam no sentido de mitigá-los.

PALAVRAS-CHAVE

Geradoras, Distribuidoras, Leilões, Contratos, Tarifas

1.0 - INTRODUÇÃO

Desde meados da última década do século passado o marco regulatório do setor elétrico nacional foi objeto de profundas transformações. Neste quesito, destaca-se a segmentação institucional do setor em quatro atividades complementares e interdependentes: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica. Dadas as características de cada uma destas atividades e, a sua complementaridade intrínseca, faz-se necessário que as formas de interação entre estas atividades, ou negócios, estejam previstas em normas regulatórias que garantam eficiência e fluidez nas transações entre os agentes. Todavia, em virtude da dinâmica evolutiva do setor, em alguns casos, estas regras apresentam-se inoportunas, prejudicando sobremaneira os agentes setoriais e os consumidores de energia elétrica.

Neste contexto, o presente ensaio foca sua atenção no “descompasso regulatório” existente nas regras que regem as transações de compra e venda de energia elétrica entre Geradoras e Distribuidoras no âmbito do denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Conforme será mostrado, as regras vigentes implicam em sérios problemas para os agentes setoriais e os consumidores finais, necessitando, portanto, de uma nova engenharia regulatória no sentido de torná-las mais aderentes à realidade vivenciada no setor. Este é o objetivo principal deste ensaio.

Visando alcançar o objetivo delineado acima este trabalho inicia-se com uma breve análise das regras de comercialização de energia elétrica vigentes no ambiente regulado. Nesta seção são discutidos os principais problemas decorrentes da regulamentação atual: o excesso ou escassez involuntária de energia no portfólio das distribuidoras, as diferenças nos preços de repasse entre as distribuidoras e, portanto, nas tarifas para os consumidores finais, a complexidade das regras que garantem o repasse integral dos custos de compra de energia (CVA energia), a dificuldade na previsão do mercado, a exposição de caixa das distribuidoras a um despacho térmico elevado, a dificuldade na administração de numerosos contratos, a volatilidade das tarifas dos consumidores finais nos períodos de reajuste tarifário e etc. Diagnosticado os inconvenientes advindos da

(*)Avenida Barbacena, n° 1200 – 5º Andar Ala A1 – CEP 30190 131 Belo Horizonte, MG, – Brasil
Tel: (+55 31) 3506-3854 – Fax: (+55 31) 3506-3853 – Email: weber.filho@cemig.com.br

regulamentação vigente, passa-se então à propositura de mudanças regulatórias que atuariam no sentido de mitigar os problemas levantados. Tais propostas de alteração regulatória serão apresentadas tanto na forma de diretrizes gerais quanto em termos de sua efetiva operacionalização.

Por fim, a título de conclusão, são feitas algumas considerações que procuram sintetizar os impactos da mudança regulatória aqui proposta, sublinhando seus efeitos tanto para as concessionárias de distribuição quanto para os consumidores de energia elétrica.

2.0 - AS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA E SUAS VICISSITUDES

Com a entrada em vigor da Lei 10.848 e do Decreto 5.163, ambos em 2004, as regras de comercialização de energia entre geradoras e distribuidoras sofreram profundas transformações. O cerne destas transformações buscava atingir dois objetivos precípuos: a garantia de suprimento e a modicidade tarifária. Entretanto, em decorrência da dinâmica evolutiva do setor, estas regras passaram a apresentar algumas incongruências que prejudicam sobremaneira tanto os agentes setoriais quanto o consumidor final de energia elétrica. Nestes termos, esta seção apresenta uma breve análise das regras de comercialização de energia elétrica vigentes no ambiente regulado bem como os inconvenientes advindos destas regras.

2.1 As regras de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Conforme mencionado anteriormente, a partir de 2004, com a entrada em vigor de um novo modelo regulatório para o setor elétrico nacional, as regras de comercialização de energia elétrica entre as concessionárias de geração e distribuição alteraram-se drasticamente. Neste sentido, foram instituídos o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Este último, do qual participam somente agentes de distribuição e geração, foi concebido prevendo que os agentes de distribuição deveriam garantir cem por cento de seu mercado de energia, e que, a compra de energia só poderia ser viabilizada mediante processo licitatório (leilão). Construído dentro desta concepção, o comando legal vigente hoje, Decreto 5163/04 e suas atualizações, estabelece que no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica contratada antes de 16 de Março de 2004 (ano de entrada em vigor da nova legislação) e aquela contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração tanto novos quanto existentes. Ainda, segundo este mesmo documento legal, soma-se ao portfólio de contratos das distribuidoras, aquela energia proveniente de: geração distribuída, PROINFA, Itaipu, Cotas da Lei 12.783/12, Angra I e Angra II.

Logo, depreende-se desta situação que o atual ambiente regulatório criou fortes restrições na forma como uma concessionária de distribuição obtém a energia que ela necessita para suprir o seu mercado consumidor. No período pré Março de 2004 (Modelo Anterior), as distribuidoras possuíam uma certa liberdade para negociar as condições de prazo, preço e quantidade da energia que ela contratava, limitando-se apenas os valores de repasse aos consumidores finais. O modelo vigente, entretanto, engessou as formas de negociação por parte das distribuidoras cabendo a estas um papel “relativamente passivo” no processo de contratação. Assim, embora as distribuidoras devam garantir cem por cento de seu mercado, e caso não o façam serão penalizadas por isso, elas não possuem liberdade para negociar condições de preço e prazo nos seus contratos de compra de energia, sendo estes definidos previamente em cada processo licitatório. Nestes termos, o papel dos agentes de distribuição é apenas garantir um “mix de contratos” de energia adequado e suficiente para atender todo seu mercado. Como o mercado consumidor e o portfólio de contratos apresentam um histórico e uma dinâmica própria para cada distribuidora, cabe às mesmas utilizar os mecanismos legalmente previstos para equalizar os montantes de energia requerida (energia entregue) com os montantes de energia lastreada (energia disponível).

Quanto aos preços de repasse aos consumidores finais, foi estabelecido um intrincado conjunto de regras que limita o valor de repasse conforme a natureza e as características do contrato (quantidade, disponibilidade, PROINFA, ITAIPU, contratos bilaterais, leilões de energia nova e velha etc). Tais regras serão abordadas em maior profundidade na parte seguinte desta seção, quando serão apontados os inconvenientes que as mesmas produzem.

Partindo desta contextualização das regras de comercialização no Ambiente Regulado, passa-se agora a identificar quais os efeitos deletérios destas regras para os agentes setoriais e para os consumidores de energia.

2.2 As vicissitudes do remendo: os inconvenientes das regras atuais

2.2.1. As diferenças nos portfólios de contratos e nos preços de repasse para os consumidores finais

As regras de contratação de energia pós 2004 preservaram os contratos antigos (pré 2004) e redefiniram os mecanismos para as novas contratações. Quanto aos contratos antigos, como as transações ocorreram sobre uma base legal menos restrita do que a atual, os mesmos apresentam variações significativas entre as distribuidoras tanto em termos de prazo quanto de preço. Já para as novas contratações, estabeleceu-se a obrigatoriedade das distribuidoras adquirirem sua energia através de leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada, os quais negociam energia proveniente tanto de novos empreendimentos quanto de

empreendimentos existentes. Nestes leilões, o preço máximo a ser pago pela energia e os prazos de contratação são definidos previamente, cabendo às distribuidoras apenas definir qual a quantidade de energia que ela deseja adquirir em cada leilão.

Logo, a estrutura atual do portfólio de contratos de cada distribuidora é função das contratações passadas (anteriores a 2004) das contratações recentes (via leilões), além daquela energia compulsoriamente alocada às distribuidoras (PROINFA, Itaipu, cotas, Angra I e II). Assim sendo, embora possa se argumentar que as distribuidoras possuem margem para exercer sua eficiência na contratação de energia elétrica, há de se reconhecer que o exercício desta eficiência se dá de forma bastante restrita. Mais especificamente, o papel de cada distribuidora consiste em, utilizando os mecanismos legalmente previstos (leilões, MCSD's e ajustes contratuais), calibrar o seu "mix de contratos" de forma a garantir o suprimento de seu mercado dentro limite de repasse às tarifas de 103% de sua carga.

Quanto aos preços de repasse da energia contratada às tarifas dos consumidores finais existem limites conforme a natureza e a modalidade de cada contrato. Sem se aprofundar em detalhes, o que cabe apontar aqui é que as distribuidoras possuem portfólios de contratos construídos sob a égide de comandos legais que relembram a fatores casuístas e circunstanciais a configuração de preços do portfólio de contratos de cada distribuidora. Consequentemente, o valor de repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos com a compra de energia variam bastante entre as distribuidoras. Tomando como base o ano de 2012, pode-se notar uma diferença de mais de 50% entre o preço de repasse aos consumidores da Energisa (R\$ 153,66/MWh) e da Ampla (R\$ 100,55/MWh). Destarte, infere-se que, se o preço de repasse da energia aos consumidores finais está associado à configuração do portfólio de contratos de cada distribuidora e, esta configuração advém de fatores casuístas e circunstanciais, o aparato regulatório atual equivoca-se ao relegar ao acaso o preço que a energia contratada por cada distribuidora é repassada aos seus clientes finais.

2.2.2 A exposição de caixa das distribuidoras a um despacho térmico elevado e a volatilidade dos valores das tarifas de energia elétrica nos períodos de reajuste e revisão tarifária

De acordo com a legislação vigente, a compra de energia pelas distribuidoras deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, os quais são celebrados entre as concessionária ou autorizada de geração e as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição. Nestes contratos, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:

- a)- pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;
- b)- pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

Em linhas gerais, nos contratos de quantidade de energia (contratos celebrados com geradores hidráulicos) o preço e a quantidade de energia são contratualmente ajustados e a compradora deverá desembolsar somente aqueles valores previstos no contrato. Já nos contratos por disponibilidade (característicos da contratação de energia de fonte térmica), embora a quantidade de energia seja previamente estabelecida, o preço a ser pago pelos compradores irá depender do despacho ou não da usina em questão. Caso a usina seja despachada a compradora irá desembolsar além de uma receita fixa, um Custo Variável Unitário (CVU) o qual é estabelecido conforme as especificidades de cada empreendimento. Dado que as distribuidoras são legalmente limitadas no processo de compra de energia e, assim, obrigadas a declarar suas necessidades de energia e a comprar essa energia necessária em leilões regulados, cuja fonte de energia leiloada é determinada pelo poder concedente, não há como evitar a contratação por disponibilidade e a assunção do risco hidrológico caso as térmicas sejam despachadas. Na verdade este risco constitui um risco ao fluxo de caixa da empresa, já que o montante desembolsado será restituído, via tarifa, após o processo anual de reajuste tarifário das distribuidoras. Nestes termos, o aumento da volatilidade dos valores das tarifas de energia dos consumidores finais nos processos de reajuste tarifário surge como um efeito colateral deste processo de ajuste de preços nos contratos por disponibilidade. Neste quesito cabe destacar que quanto maior a participação de contratos por disponibilidade no portfólio de uma dada distribuidora, maior será o impacto de um despacho térmico elevado para a distribuidora e seus consumidores. Neste quesito, cabe destacar que, com a entrada em vigor do Decreto 7.945/13, em Março de 2013, uma parte deste problema foi amenizado, em partes, na medida em que o referido documento legal estabeleceu o uso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para subsidiar as despesas com o despacho das termelétricas.

2.2.3 Esquema complexo e gastos elevados com administração de numerosos contratos

As distribuidoras contratam a energia necessária ao atendimento do seu mercado consumidor de acordo com as diretrizes emanadas do aparato legal então vigente. Logo, a configuração do portfólio de contratos de uma dada distribuidora, em determinado momento, reflete todo um histórico de contratações que se deram sob a égide de diferentes normas regulatórias. Atualmente, a legislação afirma que são passíveis de constituir lastro para a venda de energia pelas distribuidoras as seguintes modalidades de contratos:

- ✓ Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004;
- ✓ Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo

Mercado Atacadista de Energia – MAE;

- ✓ Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil;
- ✓ CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004;
- ✓ Angra I e II - referem-se à energia comercializada por Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil.
- ✓ Cota da Garantia Física das Usinas com Contratos Renovados: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº579, de 11 de setembro de 2012

Não bastasse estas várias modalidades de contratos, quando da realização de um leilão de energia, é necessário que cada distribuidora firme um contrato específico com cada um dos geradores que venderam energia no leilão. Portanto se em um leilão houve 30 agentes de geração vendendo energia e 25 agentes de distribuição comprando energia, serão gerados 750 novos contratos, 30 para cada uma das 25 distribuidoras.

O efeito líquido de todo este processo leva as distribuidoras a dispender um enorme volume de recursos financeiros e humanos para gerenciar esta miríade de contratos de diversas naturezas. A ocorrência de equívocos na gestão destes contratos implica em impactos financeiros severos para as distribuidoras, seja por afetar o seu lastro para a venda de energia, seja pelo comprometimento do repasse, via tarifa, de suas despesas com a compra de energia.

2.2.4 A complexidade das regras que garantem o repasse dos custos de compra de energia (CVA energia)

As normas que regem a comercialização de energia no ACR foram desenhadas para permitir que as distribuidoras garantam a contratação de cem por cento de seu mercado aos menores preços possíveis. Neste sentido, a legislação prevê que seja repassado às tarifas de energia dos consumidores finais somente aquela contratação de energia que tenha sido feita de maneira “eficiente”, tanto em termos de quantidade, quanto de preço. No que se refere à quantidade, considera-se “eficiente” e, portanto, passível de ser repassado à tarifa dos consumidores finais, somente aquele montante de energia que não supere 103% da carga do agente de distribuição. Os gastos com energia que ultrapassarem o percentual definido acima não são passíveis de serem repassados aos consumidores e devem ser arcados pelas concessionárias de distribuição. Quanto ao critério preço, a eficiência das distribuidoras é apurada segundo um complexo conjunto de regras que estipulam valores limites de repasse aos consumidores finais conforme as características do leilão e a natureza do contrato. Sem se ater aos detalhes da regulamentação, cabe destacar aqui dois pontos. O primeiro vincula-se ao fato das regras de repasse terem sido alteradas recentemente pelo Decreto 7.521 de Agosto de 2011. O motivo destas alterações foi adequar o aparato regulatório à realidade experimentada pelas empresas, as quais depararam com preços mais elevados no A-5 do que no A-3, fato este que inverte o pressuposto de eficiência sugerido na legislação. O segundo ponto está associado à complexidade inerente a tais regras as quais exigem muito esforço por parte das distribuidoras, e do próprio agente regulador, no momento de se levantar os valores que garantem a neutralidade no repasse dos custos com a compra de energia. Conforme mencionado anteriormente, as distribuidoras apresentam extensos portfólios de contratos que geram uma infinidade de pagamentos mensais os quais devem ser contrastados com os valores previstos na legislação para posterior ajuste dos montantes a serem repassados aos consumidores finais via Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA energia). As propostas de alterações regulatórias sugeridas neste ensaio eliminam grande parte desta complexidade.

2.2.5 O excesso ou escassez involuntária de energia para revenda

Em sua incumbência de garantir o suprimento de cem por cento de seu mercado consumidor os agentes de distribuição utilizam os mecanismos regulatórios legalmente previstos para contratar e descontratar energia. Estes mecanismos são basicamente três: os leilões de energia, os ajustes contratuais previstos na legislação e o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits – MCSD’s. Os leilões constituem o principal mecanismo de contratação de energia e viabilizam transações tanto com energia nova (A-5 e A-3) quanto com energia existente (A-1 e Leilões de Ajuste). Para cada uma destas modalidades de leilão são legalmente estabelecidos limites de contratação e de repasse às tarifas dos consumidores. Estes limites foram desenhados para estimular as distribuidoras a contratar sua energia futura aos menores preços e com o máximo de antecedência (5 anos), além de exigir que as distribuidoras reponham de forma eficiente a energia existente que vai sendo descontratada ao longo dos anos. Porém, as condições futuras de mercado de cada distribuidora apresentam uma volatilidade muito elevada e que depende de fatores que fogem ao controle das mesmas. Ademais, eventos extraordinários como a recotização da energia de Itaipu e a introdução das cotas após a Medida Provisória 579 também atuam no sentido de prejudicar as previsões de compra futura das distribuidoras. Nestes termos, surgem situações em que nem mesmo a utilização dos mecanismos acessórios para contratação e descontração de energia (ajustes contratuais, MCSD’s e os próprios leilões de ajuste) são suficientes para equalizar os recursos de energia das distribuidoras com a energia requerida pelo seu mercado consumidor. Portanto, não raro, as distribuidoras encontram-se em uma situação de excesso ou escassez involuntária de energia, prejudicando assim, a sua função de garantir de forma eficiente a carga de seu mercado consumidor. Como será mostrado na seções seguintes, as propostas de alteração regulatória sugeridas neste ensaio eliminam grande parte destes problemas.

3.0 - PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA: DIRETRIZES GERAIS

Diagnosticada as inadequações advindas das atuais regras de comercialização no ACR, passa-se agora à propositura de alguns ajustes regulatórios que viabilizariam a mitigação dos inconvenientes apontados. As propostas estão estruturadas em duas seções. A presente seção irá apresentar as diretrizes gerais das alterações propostas bem como suas justificativas técnicas. A seção seguinte trata da operacionalização das mudanças, ou seja, da sequência de passos a serem seguidos na implementação das alterações sugeridas. Abaixo são descritas cada uma das diretrizes e suas respectivas justificativas técnicas.

3.1 Diretriz 1: Os leilões de energia devem ser mantidos como o principal mecanismo de contratação de energia no ACR

Os leilões tem se mostrado um eficiente mecanismo de contratação de energia pelas distribuidoras. As contratações através de leilões conferem transparência ao processo de aquisição de energia além de viabilizar a modicidade tarifária e a expansão da oferta. A transparência e a modicidade tarifária são garantidas na medida em que os leilões constituem processos abertos (públicos), nos quais, o critério de definição dos agentes vencedores, é a menor tarifa. Já a expansão da oferta é estimulada pelo desenho dos leilões os quais preveem a entrega da energia contratada agora somente em anos posteriores (em três anos no leilão A-3 e cinco anos no A-5). Ademais, nos leilões de energia nova, os agentes vendedores (geradores) firmam com os agentes compradores (distribuidoras) contratos de longo prazo, com duração de no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia. Neste contexto fica evidente as vantagens da contratação de energia via leilões e este mecanismo de contratação constitui uma diretriz a ser preservada.

3.2 Diretriz 2: As distribuidoras devem ser responsáveis pela contratação de 100% de seu mercado de energia e os mecanismos de ajuste da energia contratada devem ser preservados

A incumbência das distribuidoras em garantir cem por cento de seu mercado de energia corresponde a uma premissa acertada haja vista que os agentes de distribuição são os entes que melhor conhecem os seus próprios mercados. Portanto, as regras atuais, que preveem o repasse da energia contratada até o limite de cento e três por cento do mercado consumidor de cada distribuidora apresentam-se extremamente adequadas e devem ser mantidas. Quanto aos mecanismos de ajuste da energia contratada, os mesmos foram referidos em seções anteriores e constituem-se basicamente dos leilões de ajuste, dos ajustes contratuais previstos na norma e do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits – MCS D. Tendo em vista a conveniência destes mecanismos no ajuste entre a carga contratada e a carga demandada de cada distribuidora, propõem-se que os mesmos também sejam mantidos. Cabe salientar, entretanto, que a adoção dos ajustes regulatórios propostos neste ensaio proporcionariam novas condições para troca de energia nos MCS D's, facilitando a efetivação das mesmas. Isto porque as mudanças normativas preconizadas neste ensaio criam um ambiente regulatório onde o portfólio de contratos de cada distribuidora seria caracterizado apenas pelos prazos e montantes de energia referenciados nos contratos, o preço a ser pago pela distribuidora seria definido a posteriori, nos momentos de reajuste ou revisão tarifária.

3.3 Diretriz 3: O preço de repasse da compra de energia (Pmix) deve ser definido de forma conjunta para todas as distribuidoras do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)

Esta diretriz constitui o cerne das mudanças regulatórias propostas neste ensaio. Conforme apontado anteriormente, o portfólio de contratos de cada distribuidora foi sendo construído ao longo de vários anos sob a égide de diferentes ditames regulatórios que não se fazem presente na atualidade, contaminando, dessa forma, o mecanismo de repasse dos preços de compra de energia dos contratos passados. Ademais, as atuais regras de comercialização de energia no ACR estabelecem a obrigação de contratar energia através de leilões promovidos pelo órgão Regulador, fato este que restringe a atuação das distribuidoras para negociar preços e prazos. Nestes termos, pode-se inferir que, em grande medida, o preço de repasse de cada distribuidora (Pmix), constitui um elemento que escapa ao seu controle e que está associado a elementos casuístas e circunstanciais. Para ilustrar este fato considere uma distribuidora que, devido às características de seus contratos passados e de seu mercado futuro, declarou uma necessidade grande de energia no leilão de Belo Monte. Como o preço da energia naquele leilão foi relativamente baixo aquelas distribuidoras que contrataram uma quantidade grande de energia neste leilão foram beneficiadas, enquanto aquelas distribuidoras que declararam uma necessidade reduzida (ou não declararam) não tiveram acesso aos baixos preços praticados naquele leilão. Outro fato que depõem contra a prática de preços de repasse (Pmix) individualizados é a distorção do sinal de preços para os consumidores finais. Para compreender este argumento, imagine uma situação onde duas distribuidoras A e B apresentam uma estrutura de custos idêntica, mas com portfólios de contratos diferentes e, portanto, preços de repasse diferentes. Neste caso, os consumidores de uma das distribuidoras estarão sujeitos a um valor de tarifa mais elevado do que os consumidores da outra distribuidora, embora sua estrutura de custos seja idêntica. Tal fato distorce o sinal tarifário que deveria estar embutido no valor das tarifas. Portanto, em conformidade com o que foi explanado, advoga-se pela adoção de um preço de repasse definido de forma conjunta para todas as distribuidoras do SEB.

4.0 - PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA: OPERACIONALIZAÇÃO DAS MUDANÇAS

Estabelecidas as diretrizes gerais que norteiam as alterações regulatórias sugeridas neste ensaio, passa-se agora a descrever os aspectos operacionais de tais alterações. Neste sentido, o objetivo desta seção consiste em elencar uma sequência de passos que convergem para a consolidação operacional das diretrizes gerais apresentadas na seção anterior.

4.1 Primeiro Passo: Centralização e consolidação dos contratos de energia

Conforme apontado anteriormente, o lastro de energia das distribuidoras é constituído por seis grupos de contratos: Contratos Bilaterais, CCEAR's, ITAIPU, Cotas, PROINFA e Angra I e II. Todos estes contratos, por exigência legal, devem estar registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Logo, partindo deste universo de contratos, a própria CCEE pode construir um fluxo de pagamentos mensais para o conjunto de contratos de todas as distribuidoras de acordo com as datas de vencimento e de reajuste de cada contrato. Assim procedendo, pode-se estimar qual o valor, em R\$/MWh, necessário para honrar o universo de contratos de todas as distribuidoras do sistema elétrico nacional em um determinado período. Nestes termos, a centralização e consolidação dos contratos gera como produto a capacidade de se estimar um fluxo de pagamentos, atuais e futuros, necessários para honrar a totalidade de contratos de energia negociados no ACR. Afim de facilitar o processo, a própria CCEE poderia, consolidar o vencimento de todas as faturas em apenas duas ou três datas mensais. Tomando-se os cuidados necessários, garantir-se-ia um aprimoramento dos procedimentos operacionais sem causar ônus a nenhuma das partes contratantes, vendedores ou compradores.

4.2 Segundo Passo: Definição dos Preços Médios (PMensal e PAnual)

Partindo do fluxo de pagamentos construído no Primeiro Passo, pode-se levantar os preços médios mensais e anuais, em R\$/MWh, necessários para honrar o universo de contratos do ACR. Estes preços médios podem ser determinados tanto em termos retrospectivos quanto em termos prospectivos. Os preços médios em termos retrospectivos podem ser estimados de forma direta, através do levantamento dos valores efetivamente pagos em cada mês que se passou. Já em termos prospectivos, o levantamento dos preços médios deve levar em conta uma estimativa futura dos índices de correção monetária previstos para cada um dos contratos. Ademais, devido à existência de contratos por disponibilidade, os preços futuros destes contratos devem ser estimados levando-se em conta uma estimativa de PLD futuro e de despacho térmico. Tendo em vista que os valores futuros dos índices de inflação e do PLD estão facilmente disponíveis, o cálculo dos preços médios prospectivos não implicaria em grandes dificuldades de ser aplicado na prática.

4.3 Terceiro Passo: Alocação dos Preços de Repasse às Distribuidoras

Definidos os preços médios necessários para honrar o universo de contratos do ACR, passa-se então a alocar este preço a cada uma das concessionárias de distribuição nos seus respectivos períodos de reajuste/revisão tarifária. Assim, suponha que estamos no mês de reajuste da distribuidora A, Abril de 2013. Levando-se em conta a forma de sazonalização da carga desta distribuidora e, os preços médios mensais prospectivos definidos para os próximos doze meses (Abril de 2013 a Março de 2014), conforme procedimento descrito no segundo passo, pode-se encontrar um valor para o preço de repasse desta distribuidora através de uma média ponderada entre o montante da energia e o preço definido para cada mês. Este será o preço regulatoriamente reconhecido como o preço de repasse para a distribuidora A.

4.4 Quarto Passo: Ajuste entre Preços Pagos e Preços Reconhecidos

Como os preços reconhecidos foram definidos supondo condições futuras que podem ou não vir a se concretizarem, provavelmente existirá um "gap" entre o preço regulatoriamente reconhecido e aqueles efetivamente verificados a cada mês. Os preços verificados serão aqueles efetivamente pagos pelas distribuidoras em cada data de vencimento previamente estabelecida e, estes preços são calculados de forma direta, dividindo, nas datas de vencimento das faturas, o valor total de todas as faturas devidas pelas distribuidoras pelo montante total de energia contratado pelo universo das distribuidoras. Posteriormente, no próximo período de reajuste/revisão da distribuidora, os preços regulatoriamente reconhecidos serão contrastados com aqueles efetivamente pagos, e as diferenças comporão o saldo da CVA energia.

5.0 - CONCLUSÃO

A discussão empreendida ao longo deste trabalho procurou evidenciar algumas inadequações presentes nas regras de comercialização de energia vigentes no Ambiente de Contratação Regulada. Conforme apontado anteriormente, estas inadequações surgem da falta de aderência entre a dinâmica evolutiva do SEB e algumas premissas contidas no aparato regulatório atual. Nestes termos, apontou-se aqui a incoerência de se estabelecer um preço de repasse individualizado para as distribuidoras haja vista que as mesmas tem um controle mínimo sobre os preços de seus contratos. As regras atuais ignoram que fatores casuístas e circunstanciais estão

presentes na formação do portfólio de contratos de uma dada distribuidora. Ato contínuo, estes fatores casuístas e circunstanciais serão incorporados às tarifas de energia elétrica dos consumidores finais, beneficiando uns em detrimento dos outros, e contribuindo para distorcer o sinal tarifário que deveria estar embutido no valor das tarifas.

Diante destas adversidades, surge a necessidade de se promover algumas alterações regulatórias que convirjam para a adoção de um preço de repasse coerente com a realidade experimentada pelo setor elétrico. Nestes termos, evidencia-se que a adoção de um preço de repasse definido de forma conjunta, para o universo das distribuidoras, propiciaria benefícios significativos tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores de energia elétrica. Estes benefícios são elencados abaixo:

i)- Redução da exposição de caixa das distribuidoras: isto decorre da desconcentração dos contratos por disponibilidade. Caso se adotem as alterações regulatórias aqui sugeridas, os contratos por disponibilidade seriam rateados por todas as distribuidoras em função do tamanho de seus respectivos mercados. Assim sendo, os efeitos de um despacho térmico elevado seriam diluídos de forma equânime por todas as distribuidoras do SEB .

ii)- Aperfeiçoamento do sinal tarifário e promoção da justiça tarifária: caso se adote um preço de repasse definido nos termos aqui propostos, a variação no valor das tarifas entre as distribuidoras do SEB deixaria de ser influenciada pelos valores de Pmix individualizados. Isto refletiria de maneira mais fidedigna a estrutura de custos de cada distribuidora e aperfeiçoaria o sinal tarifário embutido no valor das tarifas. Ademais, preços de repasse individualizados podem contribuir para o aumento da assimetria tarifária e, portanto, poderá se ter, como efeito colateral, uma redução da mesma caso se opte por adotar um Pmix definido de forma conjunta.

iii)-Transações de ajuste da energia contratada seriam facilitados: isto porque o portfólio de contratos de cada distribuidora estaria vinculado a apenas dois elementos dos contratos: quantidade e prazo. Nestes termos, as transações via MCSD's e demais ajustes contratuais seriam facilitados por ignorar o elemento preço e a modalidade dos contratos (quantidade ou disponibilidade).

iv)- Economia de recursos na manipulação dos contratos: dado que as regras atuais de comercialização de energia no ACR implicam na necessidade de manipulação de inúmeros e diferentes contratos torna-se necessário um grande dispêndio de recursos financeiros e humanos nesta atividade. Por outro lado, as mudanças regulatórias aqui sugeridas propiciariam uma redução expressiva nas faturas mensais de cada distribuidora e facilitaria sobremaneira os ajustes a serem incorporados na tarifa via CVA.

Portanto, perante todas as constatações apresentadas ao longo deste ensaio, advoga-se pela adoção de alterações regulatórias nas regras de comercialização de energia que tornariam as mesmas mais aderentes à realidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) TOLMASQUIM, M.T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro; Synergia, 2011

(2) DELGADO, M.A.P. A Estrutura Tarifária em Monopólios Naturais - Novas Reflexões; Synergia, 2011

(3) Lei 10.848/08/04. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm

(4) Decreto 5.163/04. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- Nome: Weber Ramos Ribeiro Filho
- Local de nascimento: Sacramento – MG;
- Data de Nascimento: 24/03/1978
- Local e ano de graduação / pós-graduação:
 - + Graduado em Economia pela Universidade Federal de Uberlândia (2003);
 - + Graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Uberlândia (2007);
 - + Mestre em Teoria Econômica pela Universidade Estadual de Maringá (2006);
 - + MBA em Negócios de Energia Elétrica e Gás Natural pela Fundação Getúlio Vargas (2011).
- Experiência profissional:
 - + Economista das Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC (de 2006 a 2007);
 - + Engenheiro de Regulação na Companhia Energética de Minas Gerais (de 2007 até a data atual)

