



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

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

**A EFICIÊNCIA DO ICB COMO INDICADOR DO RESULTADO CORRETO
DO LEILÃO DE CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE**

**Bernardo V. Bezerra*
Luiz Augusto Barroso**

**Rodrigo Gelli
Juliana Pontes**

**Priscila Lino
Mario V. F. Pereira**

PSR

RESUMO

Os leilões de contratos por disponibilidade vêm sendo utilizados desde 2005 para a inserção de nova capacidade termelétrica no Brasil. Estes contratos funcionam como uma opção de compra para o consumidor. Como nestes leilões é permitido que os geradores ofereçam o preço de exercício e o prêmio, o principal desafio está na definição de um mecanismo que permita selecionar as melhores ofertas para o consumidor. Este artigo discute a utilização do ICB para a seleção das ofertas nos leilões, apresentando suas propriedades matemáticas e analisando como distorções de sua aplicação podem afetar a modicidade tarifária para o consumidor.

PALAVRAS-CHAVE

Leilões de Energia Elétrica, Contratos por Disponibilidade, Opção de Compra, Modicidade Tarifária

1.0 - INTRODUÇÃO

O novo modelo setorial brasileiro definiu que a contratação de energia no ambiente regulado (ACR) deve ser feita através de leilões. Além disso, visando definir o melhor portfólio de contratos a ser oferecido para o consumidor final, o novo modelo do setor contempla duas modalidades de contratação:

- (i) o contrato por quantidade, conhecido como “contrato a termo”. Nestes contratos, o investidor se compromete a entregar um montante de energia e, quando sua usina não produzir a energia comprometida, arca com os custos de sua compra na CCEE. Em outras palavras, no contrato por quantidade o investidor possui o risco de preço da CCEE e de produção de energia, e
- (ii) o contrato por disponibilidade. Na contratação por disponibilidade, os consumidores regulados pagam ao vencedor do leilão uma remuneração fixa (RF, em R\$/ano), que compensa seu investimento e demais custos fixos. Adicionalmente, os consumidores se responsabilizam por todos os custos variáveis decorrentes desta contratação, que incluem: o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela é acionada pelo ONS; e os custos de compra de energia na CCEE para atender a demanda, que seria “coberta” pela usina, quando a mesma não é acionada pelo ONS. A modalidade “por disponibilidade” vem sendo utilizada no Brasil para os contratos oferecidos às termelétricas.

Um aspecto interessante é que o contrato por disponibilidade funciona como uma opção de compra de energia para o consumidor: a receita fixa corresponde ao prêmio da opção e o custo variável unitário (CVU) do gerador corresponde ao preço de exercício da opção. No caso do Brasil, é permitido que os geradores ofereçam, no leilão, estes dois valores. Dado que o objetivo do leilão é selecionar as usinas de menor *custo total* (fixos e variáveis) para o consumidor, a possibilidade de oferta simultânea, destes dois parâmetros, introduz um desafio importante,

(*) Praia de Botafogo, nº 228 - 1701A, Botafogo, CEP: 22250-040, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2100 Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: bernardo@psr-inc.com

que é a comparação econômica de projetos ofertados no leilão. Um dos desafios desta comparação é a existência de candidatos com diferentes características, por exemplo, térmicas a diesel e óleo combustível (menor custo de investimento; maior custo operativo) com ciclo combinado a gás natural e carvão (maior custo de investimento; menor custo operativo). Para que a comparação possa ser feita na mesma base, utiliza-se um índice custo benefício (ICB).

O núcleo da composição do ICB é atribuir ao planejador (EPE) a tarefa de *estimar* antecipadamente o valor esperado dos custos variáveis de cada usina candidata, em nome dos consumidores regulados. A cada rodada do leilão, o investidor informa a remuneração fixa desejada. Em seguida, o sistema computacional, que gerencia o leilão, soma à oferta fixa o valor esperado das parcelas variáveis e divide o total pela garantia física da usina, obtendo o ICB associado. Finalmente, a comparação entre as diferentes usinas é feita em termos destes ICBs. Conclui-se, do procedimento acima, que os preços em R\$/MWh, que são publicados para o segmento térmico ao final dos leilões, *não representam* o que o consumidor de fato vai pagar a cada ano, e sim uma *estimativa* do que seria pago *em média*. O único pagamento conhecido é o da parcela fixa. As demais parcelas variam a cada ano em função da hidrologia, nível de armazenamento dos reservatórios, balanço oferta × demanda, custo do combustível e muitos outros fatores. Recentemente, muito tem sido discutido sobre a eficiência desta metodologia como o principal componente para a aquisição de energia, a mínimo custo, pelo consumidor final. Por exemplo, se os parâmetros que compõem o ICB estiverem mal estimados, o resultado é uma distorção na compra de energia nos leilões, ou seja, escolhe-se a oferta do investidor A quando na realidade a melhor oferta para o consumidor seria a do investidor B, o que prejudica a modicidade tarifária.

O objetivo deste artigo é discutir o uso do ICB como métrica de eficiência no resultado de um leilão. A próxima seção apresenta uma visão geral do novo modelo setorial brasileiro. Na Seção 3, apresenta-se a motivação para a adoção dos contratos por disponibilidade para as termelétricas. A Seção 4 discute a utilização de leilões de contratos por disponibilidade na Colômbia e a utilização do ICB no Brasil. A Seção 5 apresenta as propriedades do ICB. Nas Seções 6 e 7, discute-se o critério para estimar o ICB dos recentes leilões e o seu impacto para o consumidor final. A Seção 8 apresenta as conclusões e recomendações.

2.0 - NOVO MODELO SETORIAL

O novo marco regulatório brasileiro, estabelecido em 2004, utiliza duas regras básicas para estimular a expansão da oferta de energia [1,2]:

- a. todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia. Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres.
- b. embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

A combinação das duas regras garante que, para cada MWh de consumo no país, existe um contrato de compra de energia, que, por sua vez, é "lastreado" por usinas que podem produzir seus montantes contratados de forma sustentável. Assim, a segurança de suprimento está assegurada.

2.1 Respaldo dos contratos e a segurança de suprimento

No Brasil, cada gerador recebe um certificado de garantia física (MWh/ano), que correspondente à sua capacidade de produção de energia em base sustentável. Este certificado é também a quantidade máxima de energia que pode ser vendida em um contrato. A metodologia de cálculo da garantia física foi definida pela Portaria MME nº 303, de 18/11/2004, de acordo com os critérios de confiabilidade de suprimento do país, o qual, nesta portaria, é considerada uma probabilidade de déficit de energia anual de 5%. Assim, a energia assegurada de um gerador é a parcela de energia que este fornece a um sistema que atende a totalidade da demanda com 95% de confiabilidade. Ao exigir que toda a demanda esteja contratada (e que exista garantia física para todos os consumidores), criou-se um mecanismo pelo qual se garante o atendimento do sistema com 95% de confiabilidade. A figura, a seguir, apresenta a relação entre a garantia física de uma termelétrica e seu custo variável unitário (CVU) e a relação entre garantia física e a inflexibilidade. Observa-se que quanto maior o CVU da usina menor a sua garantia física, e que esta aumenta com o nível de inflexibilidade.

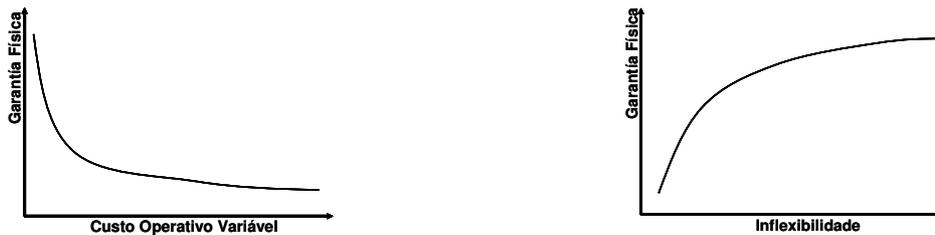


FIGURA 1 – Relação entre garantia física, custo operativo variável e inflexibilidade

Em 2008, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução nº 9, alterou o critério para o cálculo da garantia física. O novo critério não se baseia no risco de suprimento, mas sim na igualdade entre o CMO e o custo marginal de expansão (CME). A Seção 6 discute o efeito desta modificação no cálculo do ICB.

2.2 Contração através de leilões

Com o objetivo de promover o mecanismo de compra mais eficiente para o consumidor cativo, as distribuidoras somente podem utilizar leilões públicos como mecanismo de contratação. Os consumidores livres podem negociar bilateralmente suas necessidades energéticas. Estes leilões são organizados pelo governo, que decide qual o desenho do leilão, o tipo de contrato, o preço de reserva, além de outros aspectos. Cada leilão é realizado em conjunto com todas as distribuidoras, com base na declaração da demanda (MW médios) que elas desejam contratar. O leilão, então, é realizado para cobrir a soma de todas as declarações de demanda de forma conjunta. Este esquema de contratação conjunta é um mecanismo para criar economia de escala na contratação de energia nova e, assim, permitir o acesso de pequenas distribuidoras a geradores teoricamente mais baratos. Como consequência, a contratação em conjunto também equaliza as tarifas entre os consumidores do país.

2.3 Leilões de energia nova realizados até o momento

No dia 16 dezembro de 2005 foi realizado o primeiro leilão para contratação de energia nova, conforme os moldes da nova regulação do setor elétrico. Desde então, diversos outros leilões de energia nova foram realizados, totalizando a contratação de 13.500 MW médios de nova capacidade para o sistema. A grande novidade destes leilões foi a adoção de contratos por disponibilidade como tipo de contrato oferecido para as termelétricas. A adoção desta modalidade de contratos para os geradores térmicos permitiu a participação de uma grande diversidade de tecnologias (usinas a gás, óleo diesel, óleo combustível, biomassa, carvão, etc). A próxima seção analisa este tipo de contratação.

3.0 - CONTRATAÇÃO POR DISPONIBILIDADE

3.1 Motivação: alocação de riscos

Um dos aspectos mais importantes na definição do tipo de contratação de energia, diz respeito à alocação de riscos entre consumidores e geradores. De maneira simplificada, os riscos de contratação de energia elétrica podem ser divididos em dois grupos: riscos não-sistêmicos (aquisição de equipamentos, construção, financiamento, etc) e riscos sistêmicos (volatilidade do despacho, variação do preço do combustível, exposição no mercado de curto prazo, etc).

Os riscos do primeiro grupo são, em geral, de gerenciamento exclusivo pelo desenvolvedor do projeto e, portanto, podem ser alocados diretamente ao investidor. Os riscos do segundo grupo, por serem mais difíceis de serem gerenciados, fazem com que o investidor adicione um *hedge* no preço da energia para se proteger, encarecendo assim o preço final da energia para o consumidor. Por exemplo, no caso dos geradores termelétricos, grande parte das despesas resulta dos custos de combustível. Estes custos dependem da frequência de acionamento da térmica que, por sua vez, está diretamente relacionada com a situação hidrológica. Se este risco for alocado ao investidor, a sua precificação resultará de um custo de operação conservador, por exemplo, um despacho na base. Se a receita fixa, necessária para uma termelétrica, é 100 R\$/MWh, e seu custo de operação é 200 R\$/MWh, o preço final para o consumidor seria $100 + 200 = 300$ R\$/MWh. Se esta térmica for contratada, o investidor possuirá um "upside" nos momentos em que a térmica não é despachada, referente à diferença entre seu custo operativo (200 R\$/MWh) e o preço de liquidação de diferenças (menor que 200 R\$/MWh).

Isto faz com que o consumidor pague pelo custo de combustível, mesmo quando a térmica não é despachada, o que motivou a introdução de um produto que transfira para os consumidores os benefícios destes períodos de

preço de liquidação de diferenças baixo e os riscos sistêmicos, porém sem comprometer a segurança de suprimento. Este produto é uma opção de compra.

3.2 Opções de compra no Brasil: os contratos por disponibilidade

Uma opção de compra de energia é um instrumento financeiro que especifica quantidade, data de entrega, local e um preço de exercício para a energia, proporcionando, para o portador, o direito, mas não o dever, de adquirir a energia pelo preço de exercício especificado [3,4]. A opção de compra pode ser exercida fisicamente ou financeiramente e funciona como um seguro, pois garante que a distribuidora não vai pagar mais que o preço de exercício pela energia. Para obter tal seguro, a distribuidora deve pagar um prêmio para o gerador (R\$/mês).

A filosofia adotada no Setor Elétrico Brasileiro é a de leiloar contratos similares às opções de compra com entrega física. Na proposta, é como se o consumidor alugasse a usina do investidor, pagando uma parcela fixa mensal (prêmio da opção) por sua disponibilidade e reembolsando todas as despesas variáveis quando a usina despachar. O consumidor passa a ser responsável por qualquer transação no mercado de curto prazo. Se a usina produz mais que a quantidade contratada, o excesso pertence ao comprador, que pode vender esta energia no mercado *spot*. Por outro lado, se a produção for menor, a distribuidora tem que comprar o montante contratado no curto prazo. Como resultado, os riscos sistêmicos (ônus e bônus) de preço e quantidade decorrentes da variação da produção da usina com relação à sua garantia física são transferidos para o consumidor, facilitando o *project finance* da usina. O consumidor, por sua vez, se beneficia da compra de energia barata no mercado de curto prazo quando a térmica não é despachada.

4.0 - LEILÕES DE CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE: O ICB

4.1 Leilões com ofertas de prêmio e quantidade

Os leilões de opções de energia elétrica, como mecanismos de expansão da oferta, não são novidades; Eles foram recentemente propostos e têm sido amplamente discutidos na literatura, motivados pela possibilidade de transferência do benefício da compra de energia “barata” para o consumidor. Como visto anteriormente, em um contrato de opção devem ser definidos o preço de exercício, o prêmio de risco e o montante contratado. Oren [3] e Arriaga [4] defendem a realização de leilões onde o preço de exercício é fixado pelo regulador, visando padronizar os contratos oferecidos no leilão, sendo ofertados apenas o prêmio e a quantidade a ser contratada. Neste caso, a comparação entre as ofertas é simples e imediata: as ofertas são ordenadas a partir do menor preço e aceitas até que o montante total ofertado seja igual à quantidade requerida. A figura a seguir exemplifica o resultado de um leilão prêmio-quantidade cuja demanda é de 230 MW médios. Verifica-se que os geradores que ofertaram a cima de 112 R\$/MWh não tiveram suas energias contratadas.

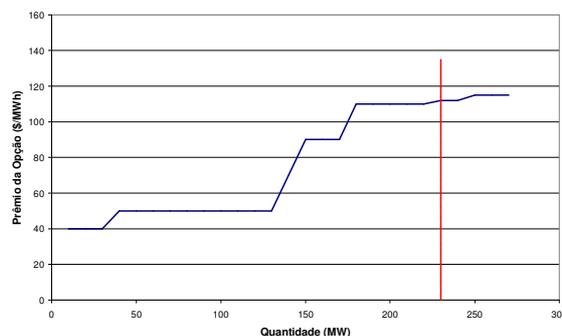


FIGURA 2 – Comparação entre ofertas nos leilões prêmio-quantidade

Este mecanismo de leilões foi adotado pela Colômbia e no mercado do New England nos EUA. A Colômbia implementou, em maio de 2008, um mecanismo para segurança de suprimento baseado em obrigações de energia firme (Firm Energy Obligations – OEF), que são opções de compra de energia a um preço de exercício fixado pelo regulador [5]. O caso do New England é similar, com o primeiro leilão ocorrendo em Fevereiro de 2008. Em ambos os casos, o preço de exercício da opção é fixado pelo regulador e a comparação é imediata, conforme [3,4].

4.2 Leilões com ofertas de prêmio e quantidade

Uma possibilidade alternativa para o desenho de leilões de contratos de opções, consiste em permitir aos participantes ofertar, adicionalmente ao prêmio e quantidade, o preço de exercício da opção. Este foi o desenho escolhido e implementado no leilão (pioneiro) ocorrido no Brasil em Dezembro de 2005. Embora este tipo de leilão ofereça muita flexibilidade aos ofertantes, existe uma importante dificuldade para comparar as diversas ofertas dos agentes: o que é melhor para o consumidor, uma opção com preço de exercício alto e prêmio baixo ou o contrário?

O critério utilizado, para a comparação das diferentes ofertas de preço de exercício e prêmio dos geradores, foi a definição de um Índice Custo Benefício (ICB) (R\$/MWh), que é definido como a razão entre o custo global da usina (R\$) e o seu benefício energético (MWh) adicionado ao sistema. Em outras palavras, ele representa o “custo” daquela opção de contratação sob a ótica do consumidor final. Segue a expressão para o seu cálculo:

$$ICB = \frac{RF + COP(g, CVU) + CEC(g, CVU)}{GF(g, CVU)} \quad (1)$$

onde: ICB é o Índice Custo Benefício (R\$/MWh), GF é a Garantia Física (MWh), RF é a Receita fixa (prêmio de risco) (R\$), CVU é o Custo Variável Unitário (R\$/MWh), g é a Geração mínima (MWh), COP é o Valor esperado do custo operativo (R\$) e CEC é o valor esperado do custo econômico de curto prazo (R\$).

No denominador da expressão do ICB encontra-se o benefício energético da usina termelétrica, que corresponde legalmente à sua Garantia Física. Conforme visto na seção 2.1, esta parcela é uma função do custo operativo e da inflexibilidade da usina. O numerador do ICB corresponde ao custo global do empreendimento, que é composto por: prêmio da opção, valor esperado do custo de operação da usina e valor esperado do custo econômico das transações no curto prazo. Estas duas últimas parcelas indicam os custos esperados, “sob o ponto de vista do comprador”, a serem incorridos com o reembolso do custo operativo da térmica e com as compras e vendas no mercado de curto prazo. Em outras palavras, o ICB procura fornecer o real custo daquela energia sob a ótica do consumidor final, fornecendo um “proxy” do dispêndio financeiro do consumidor naquela opção de contratação. As parcelas GF, COP e CEC são calculadas antes do leilão pela EPE, mediante a declaração do CVU e da inflexibilidade dos agentes. A razão entre a soma do COP e do CEC e a GF é definida como *fator K*. Com isso, as ofertas dos geradores no leilão se reduzem ao prêmio RF (R\$/ano) e à quantidade (MWh/ano), cuja razão somada ao *fator K* resulta nos ICBs dos participantes, que podem ser facilmente comparados segundo a metodologia descrita na seção anterior.

5.0 - PROPRIEDADES DO ICB

O Índice Custo Benefício possui duas propriedades teóricas interessantes, demonstradas em [6] e discutidas a seguir.

Propriedade 1: se a receita fixa de um gerador termelétrico for igual ao valor esperado da diferença entre a receita no mercado de curto prazo e o custo de operação, ou seja, se ele for indiferente entre estar contratado ou não, o seu ICB será igual ao valor esperado do preço spot. Sob o ponto de vista do consumidor, isto significa que, em valor esperado, é indiferente contratar esta térmica ou comprar energia no mercado de curto prazo. Outro aspecto interessante é que, neste caso, o ICB é independente do CVU e da geração mínima da usina.

Propriedade 2: a razão entre o valor esperado do custo econômico (CEC) e a garantia física de uma usina termelétrica é sempre igual ao valor esperado do custo econômico da energia não suprida, independente do valor do CVU e da inflexibilidade do projeto. Como esta razão é constante, a princípio, o CEC não seria necessário no ICB para comparar diferentes ofertas.

Entretanto, existem duas condições necessárias para que a Propriedade 2 seja válida. A primeira condição é a inexistência de limitação para o cálculo da garantia física. Esta limitação está presente na regulação atual, pois nenhuma usina pode ter GF superior à sua potência disponível. Por exemplo, a GF de uma usina a biomassa, calculada de acordo com a metodologia descrita anteriormente¹, seria igual a 70%, valor 20% maior que a sua produção média no ano. Este aumento é uma consequência direta da sinergia da produção da biomassa com a geração hidroelétrica, pois sua produção ocorre justamente no período seco quando a energia tem um valor maior. Na época em que se discutiu o cálculo da garantia física da biomassa, argumentou-se que a sua garantia física excedia a potência disponível da usina durante o período da safra (que é igual a 58% - geração durante a safra da cana de açúcar, de maio a novembro), o que seria proibido pela Portaria 303/2004. Como consequência, os empreendimentos a biomassa tiveram a sua garantia física calculada de acordo com a declaração do agente da geração média anual. Por esta razão, o CEC foi introduzido explicitamente como uma parcela do ICB pois ele deixou de ser uma parcela constante para todos os projetos.

¹ Por exemplo, Portaria MME 303/3004.

A segunda condição necessária para que a Propriedade 2 seja verdadeira, é que os cenários de CMO utilizados para o cálculo de COP e CEC sejam iguais aos cenários para valorar o benefício econômico no cálculo da garantia física. Em outras palavras, é necessário, que tanto o custo quanto o benefício para o consumidor sejam calculados de forma coerente com a mesma simulação do sistema hidrotérmico brasileiro. Este tópico será discutido a seguir.

6.0 - CÁLCULO DO ICB: CRITÉRIO DOS LEILÕES REALIZADOS

No primeiro leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2006, a configuração hidrotérmica, utilizada para o cálculo do COP e do CEC, era a mesma que a utilizada para o cálculo da garantia física dos empreendimentos. Trata-se de uma configuração de oferta e demanda “estática”, ajustada para que o risco de déficit fosse igual a 5%. A configuração estática visa analisar o comportamento do sistema em equilíbrio, isto é, sem a influência das condições hidrológicas iniciais, da motorização na entrada em operação das usinas e de possíveis desequilíbrios estruturais entre oferta e demanda. O valor esperado do CMO, desta configuração, era de cerca de 220 R\$/MWh e os ICBs foram calculados de maneira coerente e correta. Por exemplo, o fato da garantia física de projetos a biomassa ter sido limitada a 58% resultou em um CEC típico para estes projetos de – 22 R\$/MWh, refletindo o benefício econômico da geração no período seco.

Do segundo ao quinto leilões de energia nova, realizados em 2006 e 2007, a configuração hidrotérmica para o cálculo de garantia física foi mantida. Entretanto, a configuração utilizada para o cálculo do COP e CEC passou a ser o Plano Decenal de Energia 2006-2015 (PDE), elaborado pela EPE. Este plano possui uma configuração dinâmica, refletindo a visão da EPE sobre a evolução da oferta futura de energia, e é ajustado para que o CMO não ultrapasse o CME, definido naquela ocasião em 130 R\$/MWh. Com isso, houve um descolamento entre as configurações utilizadas para o cálculo do custo e do benefício de cada tecnologia para o consumidor: na configuração da GF, o CMO esperado era em torno de 220 R\$/MWh e, na configuração utilizada para estimar o COP e CEC, o CMO era inferior a 130 R\$/MWh. Como quanto menor o CMO menor a frequência de despacho das térmicas, a expectativa de custo para o consumidor, como o reembolso do CVU, foi reduzida, enquanto o benefício se manteve. O efeito no CEC já é mais sutil. Por um lado o consumidor compra mais energia no mercado de curto prazo, como consequência da redução do nível de despacho. Por outro lado, o preço da energia é menor quando o consumidor está vendendo a diferença entre a geração da térmica e a garantia física.

No sexto e no sétimo leilões de energia, realizados em 2008, houve uma modificação no critério para o cálculo da garantia física, que passou a utilizar a mesma premissa do PDE, de igualdade entre o CMO e o CME. À primeira vista, a GF, o COP e o CEC passaram a ser calculados com os mesmos critérios. Entretanto, o descolamento entre os benefícios e custos continuou, pois: (i) o CME do PDE utilizado era de 138 R\$/MWh, enquanto o CME para a GF era de 146 R\$/MWh; (ii) o critério para a GF é a igualdade entre CMO e CME, enquanto o critério para o PDE é que o CMO não ultrapasse o CME em nenhum ano. O resultado é que os CMOs do PDE são menores do que os utilizados para o cálculo da GF e, portanto, os custos continuaram a ser subestimados quando comparados com os benefícios. Estes resultados beneficiaram as usinas com CVU elevados, que tinham seus fatores de despacho subestimados pela falta de coerência de critérios na estimativa dos parâmetros principais do ICB. A figura, a seguir, apresenta um resumo do mix de oferta contratada de termoeletrica, em cada leilão de energia nova. Observa-se uma grande participação de térmicas a óleo diesel e a óleo combustível, principalmente, após a mudança de critério para o cálculo do COP e do CEC.

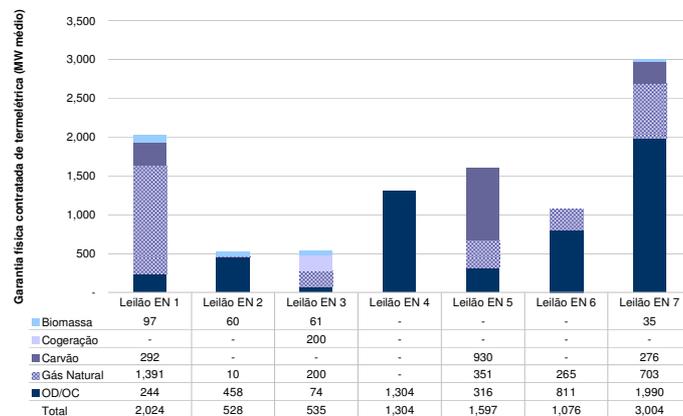


FIGURA 3 – COP + CEC versus CVU: impacto do descolamento das configurações

Um dos efeitos do descolamento, entre os cenários de COP, CEC e GF, é que o ICB passa a não possuir mais as propriedades 1 e 2 discutidas na seção anterior. O efeito para o consumidor é discutido a seguir.

7.0 - O ICB E O CUSTO “REAL” PARA O CONSUMIDOR

Como discutido, o objetivo do ICB é obter uma estimativa do custo da contratação por disponibilidade para o consumidor final, de forma a selecionar as melhores ofertas nos leilões. A questão remanescente é, portanto, se estes ICB refletem o real custo que o consumidor pagará.

7.1 Configuração estática para custo e benefício

Mesmo que uma configuração para cálculo do COP e CEC apresente coerência com a utilizada para o cálculo da GF, o ICB ainda não capturará corretamente o custo real para o consumidor. Isto ocorre porque esta configuração atualmente não representa todos os procedimentos operativos pelo ONS utilizados no despacho das usinas termelétricas, como, por exemplo, a curva de aversão ao risco e o nível meta. O resultado é que, na realidade, estes procedimentos resultam num fator de despacho para termelétricas maior que o utilizado no cálculo da garantia física, ou seja, o custo para o consumidor será maior do que o estimado pelo ICB.

Poderíamos argumentar que, como os procedimentos operativos não são considerados no cálculo da GF, os benefícios também estão subestimados e, portanto, o ICB estaria correto. Este argumento é parcialmente verdadeiro, tendo em vista que, embora o sistema esteja sendo beneficiado com um maior aporte de energia por parte das térmicas, o consumidor não recebe este benefício, em termos de aumento de garantia física de projetos, que reduza a necessidade de contratação futura. Por exemplo, considere que a demanda para o leilão de 2014 é de 1000 MW médios e para 2015 é de 1500 MW médios. Considere, também, que o primeiro leilão foi atendido, exclusivamente, por termelétrica, e que, na realidade, a GF aportada ao sistema é de 1100 MW médios, pois estas usinas despacham mais devido aos procedimentos operativos. Como o consumidor contratou mais energia do que precisava, o correto seria subtrair a diferença no próximo leilão, ou seja, contratar apenas 1400 MW. Entretanto, como a revisão da GF das termelétricas não eleva o seu valor², o consumidor continua contratando o mesmo montante de energia e não recebendo, assim, o benefício.

7.2 Configuração estática para benefício e dinâmica para o custo

A utilização do PDE para o cálculo do COP e CEC, além de não incluir todos os procedimentos operativos, possui outra característica que faz com que o custo real seja maior que o ICB: o critério de expansão utilizado, igualdade entre CMO e CME, não é coerente com a regulamentação atual. Como visto na seção 2, as regras básicas do setor são que a demanda deve estar 100% contratada e que os contratos são respaldados por garantia física. Isto significa que, quando o sistema está em equilíbrio, a demanda é igual ao somatório da garantia física das usinas. Como apenas as novas usinas contratadas a partir de 2008 possuem garantia física calculadas pelo critério CMO igual ao CME (146 R\$/MWh), grande parte da oferta é composta por usinas cuja a garantia física foi calculada com o critério de risco de déficit igual a 5%, onde o CMO é de cerca de 220 R\$/MWh (conforme a configuração do primeiro leilão de 2005). A consequência disto é que, no longo prazo, a tendência é que o CMO esteja mais próximo de 220 do que de 146 R\$/MWh, refletindo um fator de despacho maior do que o projetado no cálculo do ICB. As próximas figuras apresentam o fator de despacho e o ICB típicos de projetos utilizando o critério atual do leilão e o critério considerando os procedimentos operativos e um cenário de expansão que considere os aspectos regulatórios atuais do setor. Observa-se que, na realidade, as térmicas despacham mais do que a expectativa do leilão e que o custo para o consumidor será mais elevado.

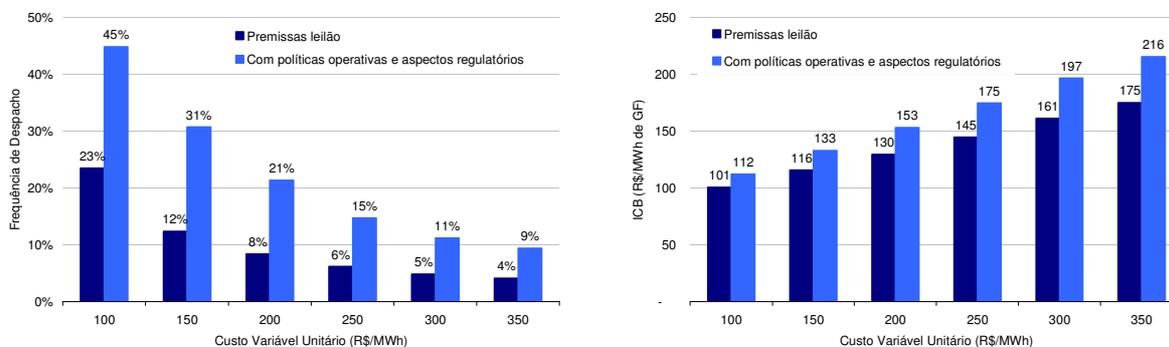


FIGURA 4 – Custo “real” VS ICB

² A garantia física das usinas termelétricas somente é revisada para baixo. Esta revisão ocorre caso a taxa de falhas forçadas ou programadas seja maior que o declarado antes do leilão.

8.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A possibilidade de ofertar tanto o preço de exercício quanto o prêmio da opção, nos leilões de contratos por disponibilidade do Brasil, resultou na necessidade de se criar um índice para comparar diferentes ofertas, conhecido como ICB. O critério para a estimativa deste índice é fundamental para a expectativa correta do custo final da energia para o consumidor final e para a seleção correta da oferta nos leilões. Como discutido neste artigo, o ICB possui propriedades teóricas que permitem sua utilização como índice de seleção de projetos em leilões. Entretanto, devido a uma série de mudanças de critérios, estas propriedades estão atualmente sendo violadas e o ICB não está refletindo corretamente a estimativa do que será pago pelo consumidor. Por exemplo, os procedimentos operativos utilizados pelo ONS para a operação do sistema (nível meta e curva de aversão ao risco) não são utilizados no cálculo do ICB.

É muito importante que os valores das parcelas COP e CEC do ICB sejam estimados da maneira mais realista e isonômica possível. Caso contrário, poderá haver um viés no ICB que favoreça determinadas tecnologias, levando à contratação de usinas que, na vida real, poderão não ser as mais econômicas para o consumidor. Dado que a estimativa destas parcelas é atualmente baseada nos cenários de oferta e demanda do PDE, é igualmente importante que estes cenários sejam os mais realistas possíveis. Em outras palavras, é importante que a estimativa dos parâmetros do ICB utilize todos os procedimentos operativos do ONS, tais como CAR, níveis meta, curvas de custo de déficit com vários segmentos etc e que estas estimativas sejam feitas de maneira coerente com o cálculo da garantia física dos empreendimentos.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Rudnick, H.; Barroso, L.A.; Skerk, C.; Blanco, A., "South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile", IEEE Power and Energy Magazine, Vol 3, 2005
- (2) Pereira M., Barroso L.A. and Rosenblatt J. "Supply adequacy in the Brazilian power market" Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Denver, 2004
- (3) Oren S.S., 2000. "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets", Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operations and Expansion Planning, Curitiba, Brazil
- (4) Vazquez C., River M. and Arriaga I.P., 2002. "A market approach to long-term security of supply", IEEE Transactions on Power Systems, 17 (2)
- (5) Moreno, R.; Bezerra, B. Barroso, L.A; Mocarquer, S.; Rudnick, H.; "Auctioning Adequacy in South America through Long-Term Contracts and Options: from Classic Pay-as-Bid to Multi-Item Dynamic Auctions", Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Calgary, 2009
- (6) Bezerra, B.; "Estratégia de oferta em leilões de opções de compra de energia elétrica", Dissertação de MSc., PUC-Rio, Abril 2006

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Bernardo V. Bezerra: é mestre em Engenharia Elétrica, com ênfase em Métodos de Apoio a Decisão (PUC-Rio). Ingressou na PSR em 2004 e tem trabalhado em estratégia em leilões de energia e planejamento energético.

Rodrigo Gelli: possui BSc e MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. Ingressou na PSR em 2006, onde vem trabalhando em estudos do mercado como estudos econômicos e avaliações financeiras de projetos; avaliação de ativos do setor elétrico brasileiro e estudos de planejamento do sistema e precificação de energia.

Luiz A. Barroso: possui DSc em Pesquisa Operacional (otimização), UFRJ. Ingressou na PSR em 1999, onde vem coordenando estudos nas áreas de economia da energia e avaliação financeira de projetos, desenho de mercados de eletricidade de gás; e assessoria regulatória a investidores.

Priscila Lino: formada em Matemática com mestrado em Pesquisa Operacional (UFRJ) e MBA em Finanças Corporativas. Ingressou na PSR em 2000, onde coordena estudos de avaliação econômico-financeira de ativos de geração, distribuição e transmissão, além de análises estudos de projeção de preços de energia.

Juliana Pontes: possui MSc em Pesquisa Operacional (UFRJ). Atualmente, está cursando o doutorado em PO na COPPE/UFRJ. Ingressou na PSR em 2006, onde vem atuando em estudos de projeção de preços de energia; realiza simulação dos mecanismos de contabilização e liquidação no mercado elétrico brasileiro.

Mário V. Pereira: é presidente da PSR. Ele é engenheiro eletricista, com mestrado e doutorado em pesquisa operacional. Nos últimos anos, ele vem atuando em três áreas principais: regulação setorial; avaliação de ativos; e desenvolvimento de ferramentas de apoio à decisão.