



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

CB/GCR/02

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO 6**

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

**UMA METODOLOGIA PARA A SEPARAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E LASTRO NO BRASIL  
ATRAVÉS DA CAPTURA DO VALOR ECONÔMICO DA ESCASSEZ NO MERCADO DE ELETRICIDADE**

**João Pedro Bastos(\*)**   **Gabriel Rocha A. Cunha**   **Luiz Augusto Barroso**  
**PSR**   **PSR**   **EPE+**  
**Therese Aquino**   **Bernardo Bezerra**  
**UFRJ**   **PSR**

**RESUMO**

O presente trabalho apresenta uma metodologia para a comercialização do produto lastro em mercados de energia elétrica, que atualmente no Brasil é comercializado sob a forma de um pacote, conjuntamente com a energia. Essa metodologia se baseia na captura do valor econômico proporcionado pelos agentes geradores ao sistema que não é remunerado pelo mercado de energia. É realizado um estudo de caso com simulações detalhadas da operação do sistema elétrico brasileiro onde a metodologia é aplicada e calcula-se o valor do produto lastro e a remuneração adequada para diferentes geradores do sistema elétrico brasileiro.

**PALAVRAS-CHAVE**

Lastro, Confiabilidade, Mercado de eletricidade

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Um dos maiores desafios referentes ao planejamento de sistemas elétricos no mundo consiste em garantir uma expansão adequada, de modo a atender ao crescimento da demanda de forma econômica e, ao mesmo tempo, garantir segurança de suprimento. Originalmente, esta tarefa cabia ao planejamento de uma empresa estatal com monopólio sobre a atividade de geração – entretanto, a partir da década de 90, muitos países tomaram a iniciativa de liberalizar os seus mercados, de modo que esta solução ótima passaria a ser obtida por um equilíbrio de mercado [1]. Seguindo os princípios da teoria microeconômica, o aumento da demanda de energia elétrica ocasionaria uma escassez temporária de tal bem e aumento do seu preço, criando um imediato incentivo econômico-financeiro para que os agentes geradores ampliassem a oferta de forma a equilibrar o mercado. Entretanto, alguns fatores, que serão apresentados ao longo deste trabalho, podem criar distorções no ambiente de mercado ideal, não garantindo aos agentes geradores incentivos adequados para realizarem a expansão do sistema [2] [3] [4]. Dessa maneira, a segurança de suprimento do sistema ficaria ameaçada, ou seja, pode-se colocar em risco as condições de atendimento à demanda de energia elétrica, o que pode gerar grandes prejuízos socioeconômicos.

Para lidar com a problemática descrita simplificada acima, foram criados mecanismos de confiabilidade [3] [5]. O objetivo de um mecanismo de confiabilidade é garantir um incentivo para os geradores paralelamente ao mercado de energia, no qual eles recebam uma remuneração adicional pela segurança que garantem ao sistema (de que não faltará energia para atender à demanda). Em outras palavras, além do produto energia, sob um mecanismo de confiabilidade um gerador também pode comercializar o chamado produto confiabilidade (ou lastro), de forma a receber mais incentivo a contribuir para a expansão do sistema.

(\*) Praia de Botafogo, n° 228 – sala 1701 - Ala A – CEP 22.250-040 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil  
Tel: (+55 21) 3906-2100 – Fax: (+55 21) 3906-2100 – Email: [joao@psr-inc.com](mailto:joao@psr-inc.com)

+ As opiniões, desenvolvimentos e resultados apresentados neste trabalho acadêmico são da exclusiva responsabilidade dos autores individuais deste documento e de forma alguma representam uma opinião ou posição oficial da EPE.

Diversas abordagens de mecanismos de confiabilidade foram sendo desenvolvidas e aplicadas ao longo das últimas três décadas em diferentes países. No caso do Brasil, o produto lastro foi definido de uma forma intimamente ligada ao produto energia, de tal forma que agentes só podem comercializar energia e lastro conjuntamente – notavelmente, através de leilões. A razão principal da adoção dessa abordagem foi o desejo de simplificar o mecanismo de contratação dos leilões brasileiros, que necessitava de sucesso quando da sua introdução, no início dos anos 2000. Embora tal conjuntura tornasse a implementação atual justificável, ela não é a ideal para garantir uma expansão adequada e economicamente eficiente ao sistema brasileiro no longo prazo.

O presente estudo apresenta quais os principais requisitos desejáveis que uma nova metodologia de cálculo do produto lastro deve atender para que ela seja eficiente, e propõe um novo mecanismo que atende a esses importantes critérios. Especificamente, este estudo também estima por meio de simulações detalhadas do sistema elétrico brasileiro como deve ser determinado o valor do produto lastro e o seu mecanismo de alocação segundo esta nova metodologia.

## 2.0 - MOTIVAÇÃO: EFEITOS ADVERSOS DA COMERCIALIZAÇÃO CONJUNTA DE ENERGIA E LASTRO

Como apresentado, a unificação do processo de contratação dos produtos energia e lastro foi coerente com o momento que o Brasil vivia. Entretanto, mais de 10 anos após a sua implementação, é possível identificar efeitos adversos da mesma, o que motiva a busca por alternativas ao modelo. As principais desvantagens do “pacote” que une os produtos são:

- a. A oferta de contratos de longo prazo é mais adequada para as distribuidoras, que definem as suas demandas para os leilões, do que para os consumidores livres, que contratam energia bilateralmente com geradores e normalmente não estão interessados em contratos de mais longo prazo. Isso colaborou para que o mercado regulado (distribuidoras) contribuisse de forma desproporcional para a expansão do sistema no Brasil: o mercado livre (consumidores livres) beneficiou-se da nova capacidade viabilizada desta forma sem oferecer compromissos na mesma proporção.
- b. Dado que os contratos de suprimento necessitam de um respaldo de lastro físico de geração, isso limitou a participação no mercado de agentes financeiros como bancos e comercializadoras. Por sua vez, isso diminuiu a competição e a flexibilidade dos contratos, além da liquidez do mercado de energia, dificultando que o mercado brasileiro atingisse a maturidade. Com um mercado de lastro separado, garantindo a segurança de suprimento do sistema, o mercado de energia poderia abrigar contratos e instrumentos financeiros mais sofisticados, aumentando o seu nível de competição e produtividade. Dessa forma, seria possível que os contratos de energia cumprissem seu papel de ser tão somente um instrumento de *hedge* financeiro entre geradores e consumidores, não envolvendo uma característica física, comercializada separadamente sob a forma de lastro. Portanto, isso contribuiu para um nível incipiente de comercialização de energia no Brasil, o que é desvantajoso para a eficiência desse mercado.
- c. A obrigação das distribuidoras de gerir os contratos dos leilões gerou uma alocação de riscos desproporcional entre os agentes geradores e consumidores. Isso porque os contratos alocam relativamente poucos riscos aos geradores, que em geral possuem uma receita garantida, e faz com que as distribuidoras tenham que contratar, com anos de antecedência (os principais leilões do Brasil são organizados de 3 a 5 anos antes do início do suprimento), energia para pelo menos 20 anos.
- d. Em um tema que diz respeito a diversos dos tópicos listados acima, uma discussão de grande interesse e extremamente atual para o setor elétrico é a possibilidade de livre escolha do fornecedor de energia para os pequenos consumidores. Este tema tem sido objeto de projetos de lei (“projeto de lei da Portabilidade” - PL 1917/2015), e de fato é uma tendência de mercados mais desenvolvidos, mas ele cria dificuldades significativas no que diz respeito à gestão dos passivos das distribuidoras à medida que seu contrato decresce, bem como na alocação de responsabilidades para garantir a expansão adequada do sistema. A separação de energia e lastro contribuiria para uma maior liberdade na contratação de energia, enquanto que a contratação de lastro seria feita de forma centralizada de modo a garantir a segurança de suprimento do sistema.

A separação dos produtos energia e lastro, portanto, teria como principais benefícios garantir mais eficiência ao mercado de energia brasileiro, permitindo uma maior competição na contratação nos mercados livre e regulado; possibilitando a atuação de agentes financeiros e a presença instrumentos mais sofisticados, gerando mais eficiência e liquidez na comercialização da energia (fazendo que os contratos de energia sirvam ao seu real propósito); e permitindo uma alocação de riscos mais equilibrada entre geradores e distribuidoras, pois estas teriam a possibilidade de firmar contratos com mais flexibilidade no mercado de energia.

Ressalta-se que, através do produto lastro, os geradores receberiam uma remuneração fixa devido à segurança de suprimento que eles proporcionam ao sistema – garantindo não apenas a segurança do sistema mas uma remuneração estável aos geradores, além do mercado de energia, e facilitando questões como financiamento. Além disso, em relação à financiabilidade dos projetos e exposição dos geradores, é importante destacar que eles não estariam totalmente expostos às altas variações dos preços de energia típicas do mercado brasileiro, pois seria

possível firmar contratos de energia. E, com um mercado mais líquido e sofisticado, a tendência é que os geradores tenham muitas alternativas em vez de ficarem expostos aos preços de curto prazo.

Soma-se a todos esses efeitos adversos decorrentes da comercialização conjunta dos produtos energia e lastro, o momento vivido pelo Brasil. Dezesesseis anos após o racionamento de 2001, o país se encontra em uma situação muito diferente, com suas distribuidoras de energia elétrica sobrecontratadas e excesso de oferta no sistema. Portanto, a separação da comercialização da energia e do lastro não apenas é conceitualmente coerente, pois de fato tratam-se de dois produtos distintos, como resolve problemas decorrentes dessa união e, por fim, nos encontramos em um momento ideal para essa mudança, no qual o sistema enfrenta excesso de lastro. A seguir, veremos elementos importantes a serem considerados para a separação de energia e lastro.

### 3.0 - DISTORÇÕES NA FORMAÇÃO DE PREÇOS E O PROBLEMA DO “MISSING MONEY”

Mercados “*energy only*”, que não introduzem uma remuneração adicional para o produto lastro, operam sob a lógica implícita de que, ao permitir que os preços de energia subam substancialmente em horas de ponta, os geradores seriam capazes de recuperar seus investimentos apenas pelos preços *spot*. A Austrália, por exemplo, possui um mercado “*energy only*”, cujo preço máximo da eletricidade é AUD 13.500/MWh [6], dando aos geradores a possibilidade de receberem remuneração exorbitante em momentos de escassez de energia. Entretanto, há várias preocupações associadas a essa abordagem, como a possibilidade de os agentes exercerem poder de mercado para manter preços de eletricidade muito altos – especialmente em mercados menos maduros nos quais alternativas de resposta à demanda são menos sofisticadas. Fricções no mercado de financiamento e/ou de contratos para *hedging* financeiro poderiam resultar em expansão insuficiente de capacidade (e conseqüentemente em preços altos e/ou déficit), o que é mais uma preocupação, principalmente em mercados em crescimento.

A maioria das tentativas de solução para os problemas oriundos dos mercados *energy-only* tendem a introduzir distorções que implicam em remuneração inadequada dos geradores – um fenômeno conhecido na literatura como o problema do “*missing money*” [7] [8]. Em particular, introduzir um preço-teto menor do que a disposição a pagar dos consumidores em caso de eventos de escassez de energia motivou a introdução de mecanismos de pagamentos por capacidade ou lastro em diversos mercados. Outras fontes de distorção incluem simplificação na modelagem utilizada para a formação de preços (como resolução temporal e espacial mais limitadas do que as do despacho físico), manobras operacionais não refletidas na formação de preço (como despachos fora da ordem de mérito), intervenção regulatória direta, entre outros elementos.

O nível ótimo da remuneração por lastro pode ser determinado utilizando tanto um cálculo pelo lado da demanda (baseada na probabilidade de déficit e o valor do mesmo) ou pelo lado da oferta (custos que remuneram apropriadamente a expansão marginal do sistema) [2] [9] [10] [11]. Outra alternativa é implementar leilões de capacidade para garantir a contratação ótima com antecedência, como realizado no Reino Unido, México e Colômbia [5] [7] [12]. Neste trabalho, estudamos o problema de se determinar o valor da confiabilidade como percebida pelo lado da demanda, destacando a viabilidade de se fazer um cálculo detalhado do “*missing money*” para os geradores individuais no sistema brasileiro. Este será um insumo necessário para a realização de um leilão de lastro para identificar o equilíbrio ótimo entre oferta e demanda, de maneira que se possa acomodar de maneira adequada as características do sistema e permitir condições equilibradas de competição entre os geradores.

### 4.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Esta seção apresenta a metodologia para o cálculo do *missing money* referente aos geradores e uma proposta para a elaboração de um leilão de lastro que permita uma expansão adequada do sistema.

#### 4.1 Uso de sistema equilibrado

O primeiro passo para o cálculo é o estabelecimento de um equilíbrio de mercado, que pode ser obtido a partir de um problema ótimo de expansão do sistema. No equilíbrio do mercado, o lucro do agente que representa uma contribuição marginal para a expansão do sistema deve ser igual a zero (já que outros agentes similares competem para entrar no mercado). Isso implica um equilíbrio entre os custos totais incorridos pelo agente e os custos operacionais marginais. Esta é a condição de primeira ordem para otimalidade e, portanto, os custos marginais obtidos a partir desta simulação representam os sinais de preço ótimo para o problema de expansão de capacidade:

$$CInv \cdot x + \sum_{t \in T} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot \mathbb{E}[CV_t \cdot G_t + CF_t \cdot x] = \sum_{t \in T} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot \mathbb{E}[CMO_t \cdot G_t] \quad (1)$$

Onde:

$x$	Decisão de investimento
$CInv$	Custo de investimento
$r$	Taxa de desconto
$T$	Vida útil da usina
$G_t$	Geração (MWh), no período $t$

$CV_t$	Custo variável unitário, no período t
$CF_t$	Custo fixo no período t
$CMO_t$	Custo marginal de operação do sistema, no período t

Assim como é feito para o cálculo de garantias físicas no Brasil, a simulação realizada para se determinar o valor econômico do produto lastro e sua alocação para os agentes geradores no presente trabalho é estática, ou seja, todos os anos são idênticos e ignora-se a taxa de desconto aplicada entre meses. Dessa maneira, observa-se que, partindo do princípio que o sistema está equilibrado e transformando a expressão do lado direito de (1) na representação equivalente para uma simulação estática, temos que o valor que deve remunerar o agente é igual a  $\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t$ . Este é o valor que torna o investimento em nova geração viável mas não permite que o gerador extraia lucros extraordinários do mercado.

#### 4.2 Distorções na formação de preços e remuneração adicional pelo produto lastro (“missing money”)

Entretanto, os agentes são remunerados no mercado *spot* de acordo com o preço *spot* do mercado de energia  $PLD_t$  no lugar de  $CMO_t$  – sendo que  $PLD_t < CMO_t$  em períodos de  $CMO_t$  elevado (devido à existência de distorções no mercado, como, por exemplo, a presença de um preço-teto). Consequentemente, um gerador que fosse remunerado exclusivamente pelo mercado de energia, dado que sua receita seria de apenas  $PLD_t$ , verificaria que a decisão de investimento  $x^*$  que levava ao equilíbrio exato entre receitas e despesas na representação da equação (1) já não é mais viável economicamente para o agente privado.

Observa-se, entretanto, que o problema de minimização de custos totais permanece inalterado, e portanto a expressão apresentada no item anterior ainda permanece válida do ponto de vista da sociedade (planejador central). Consequentemente, caso o agente mudasse sua decisão de expansão devido ao uso do  $PLD_t$  no lugar de  $CMO_t$  para remuneração do produto energia, isto levaria a uma decisão de expansão diferente da ótima social. Desse modo, para que o gerador receba a remuneração que respeite a condição de equilíbrio  $CMO = CME$ , ele deve receber adicionalmente o seguinte montante de “missing money”, referente ao que ele gera nos momentos em que o PLD é diferente do CMO:

$$MM = \mathbb{E}[CMO_t \cdot G_t] - \mathbb{E}[PLD_t \cdot G_t] \quad (2a)$$

$$MM_{estático} = \mathbb{E}_t[(CMO_t - PLD_t) \cdot G_t] \quad (2b)$$

Portanto, o resultado da expressão acima equivale exatamente ao que o mercado com preço-teto (e outras características capturadas na simulação mas não consideradas na formação de preço) não remunera ao gerador que realizou os custos de expansão de maneira ótima sob o ponto de vista social. Ao mesmo tempo, ressalta-se que essa geração é vital para a segurança do sistema e atendimento da demanda. Dessa maneira, e entendendo a racionalidade para a existência de distorções como o preço-teto, o presente trabalho propõe uma remuneração fixa para os geradores pela disponibilidade de prover essa energia.

Destaca-se que, quanto mais detalhada é a simulação realizada para a determinação dos valores de CMO (ex. simulação horária, representação da rede de transmissão etc.), mais ela capturará as diferenças entre as expectativas do custo marginal de operação real e dos preços de mercado com distorções.

#### 4.3 Expansão do sistema e remuneração aos geradores

Diversos países, tais como o México, a Colômbia e o Reino Unido, utilizam um mecanismo de leilão para descoberta de preço do lastro. Aqui buscamos investigar alguns princípios básicos desejáveis para este leilão. Partimos aqui do princípio que o mecanismo de leilão determina completamente a expansão do sistema, de modo que podemos utilizar a compra de lastro realizada *ex ante* para guiar a expansão de mínimo custo para o sistema. Adicionalmente, consideramos que há incerteza nos custos enfrentados pelos agentes ofertantes, que serão revelados ao longo do processo do leilão. Desta forma, embora tenhamos calculado o valor do *missing money* na seção anterior considerando que o planejador do sistema possui total conhecimento dos custos da expansão (utilizados no critério de equilíbrio da simulação estática), é desejável construir um critério que seja robusto a uma situação em que haja desvios entre os custos estimados pelo planejador e os custos ofertados pelos agentes geradores.

Neste desenho de mecanismo proposto, tratamos o produto lastro como um pagamento fixo pela existência dos geradores – uma alternativa seria associar o produto lastro a um passivo contratual (*liability*), ou uma obrigação de entrega de energia em determinados momentos; o que serviria para garantir sinais de preços adequados para que o próprio gerador faça uma oferta compatível com a capacidade de entrega física da usina. No mecanismo proposto, portanto, deve haver uma forma de penalizar os agentes caso os parâmetros operativos identificados ao longo da operação da usina sejam diferentes daqueles comprometidos na data do leilão. Esta penalização deve ser suficientemente elevada para garantir que o agente não terá incentivos para declarar parâmetros operativos diferentes dos reais.

Neste modelo de leilão de lastro, conseqüentemente, deve-se garantir que o sistema contratado é suficiente para atender à demanda projetada, minimizando o custo de contratação de lastro dos consumidores. Sendo  $x_i$  a decisão (binária) de contratar lastro de cada usina do sistema,  $p_i$  a oferta de preço do agente  $i$ , e  $MM_i$  o *missing money* calculado para cada agente de acordo com o procedimento do item anterior, pode-se escrever o problema de otimização:

$$\begin{aligned} \min \sum_i (p_i - MM_i) \cdot x_i \\ \text{s. a. } D_{crit}(\{x_i\}_{x_i=1}) \geq D_{proj} \end{aligned} \quad (3)$$

Esta formulação tem as seguintes implicações importantes:

- Para que um conjunto de ofertas seja viável, devemos ter que a demanda crítica atendida pelo sistema candidato deve ser maior ou igual à demanda projetada. Implicitamente, considera-se que todas as usinas que *não vendem* lastro no leilão não farão parte do sistema existente determinado alguns anos à frente, representado pelo conjunto de usinas  $\{x_i\}_{x_i=1}$ . Se apenas estas usinas estiverem disponíveis, garante-se que o sistema é capaz de atender à demanda projetada para aquele ano: isto é, a demanda crítica do sistema representado pelas usinas cujo lastro é contratado deve ser maior ou igual à demanda projetada
- Como vimos anteriormente, o *missing money* representa o valor da contribuição de cada um dos geradores para o sistema que não é adequadamente remunerada pelo mercado de energia. Conseqüentemente, quanto mais alto o *missing money*, mais alta deve ser a disposição a pagar do consumidor para que os agentes tenham os incentivos corretos para realizar a expansão ótima do sistema. Para representar isto, subtraímos da oferta de preços de cada agente o valor do *missing money* calculado na seção anterior.
- Observa-se que os agentes geradores ainda poderiam receber normalmente o preço da energia, e que portanto suas ofertas  $p_i$  seriam determinadas com base na parcela dos seus custos reais que, de acordo com suas próprias projeções e preferências de risco, não seria remunerada pelo mercado de energia. Assim, a diferença  $(p_i - MM_i)$  representa a diferença entre os custos estimados pelos *agentes* e os custos estimados pelo *planejador*.

Cabe observar que a decisão de expansão do sistema será baseada nas ofertas dos geradores, e que caso a distância  $(p_i - MM_i)$  aumente significativamente, aumenta a probabilidade que a configuração de referência determinada pelo planejador e utilizada para o cálculo do *missing money* não corresponda à realidade do sistema. Rigorosamente, seria possível corrigir este efeito calculando o valor do *missing money* individualmente para cada configuração candidata do sistema  $\{x_i\}_{x_i=1}$ , bem como determinar a demanda crítica do sistema para cada configuração candidata.

Na prática, entretanto, este cálculo é oneroso computacionalmente, especialmente no caso de um leilão a preço descendente como o do Brasil, no qual seria necessário recalcular novas simulações estáticas do sistema a cada iteração do leilão. Uma alternativa é adotar uma aproximação desejável para o atendimento da demanda projetada: tal aproximação deve satisfazer ao requisito de aproximar um sistema equilibrado para diferentes resultados do leilão (ainda que este resultado seja diferente da expectativa do planejador). Um critério que satisfaz estas condições é o critério de garantias físicas adotado atualmente pelo Brasil. Utilizando este critério, a restrição para contratação no leilão seria dada como:

$$\sum_i GF_i \cdot x_i \geq D_{proj} \quad (4)$$

Entretanto, como foi mostrado, o que cada agente deixa de receber no mercado de energia (e tem que ser remunerado, portanto, através do produto lastro) é um valor dissociado do conceito de garantia física – e intimamente ligado à geração nos momentos em que CMO é diferente do PLD. Dessa forma, em um leilão de lastro, como queremos contratar garantia física suficiente para atendimento da demanda e do critério de segurança de suprimento, se as ofertas forem realizadas em termos de R\$ por megawatt-hora de garantia física, é necessário que se façam ajustes para que as usinas compitam em condições igualitárias.

A função objetivo do leilão deve minimizar os custos ao consumidor, mas ainda ser compatível com os incentivos para a expansão adequada do sistema. Visto que o leilão de lastro é responsável por definir a expansão do sistema, tal função objetivo torna-se (onde o *missing money* e a garantia física de cada agente são definidos de maneira *ex ante* ao leilão):

$$\min \sum_i (p_i - MM_i) \cdot GF_i \quad (5)$$

Dessa maneira, para que as ofertas dos geradores sejam comparáveis (e todos recebam remuneração pelo *missing money* caso entrem no sistema), propõe-se que existam fatores de ajuste, ou atributos, conferidos a cada candidato

no momento da realização do leilão de lastro. Propõe-se que os candidatos compitam igualmente no leilão de lastro, que terá um preço de equilíbrio final único<sup>1</sup> por megawatt-hora de garantia física no sistema ( $p_i - MM_i$ ), mas cada agente receberá remunerações adicionais de acordo com o seu *missing money*  $MM_i$ . Por exemplo, se o *missing money* de uma termelétrica é 60 R\$/MWh e de uma eólica é 30 R\$/MWh, o gerador termelétrico que ofertar 80 R\$/MWh deslocará a renovável que oferta 51 R\$/MWh (já que o valor do lastro sem o ajuste ofertado pela termelétrica é 20 R\$/MWh e pela eólica é 21 R\$/MWh). Nota-se também que quanto mais abrangente for o cálculo do *missing money* e a alocação adequada de atributos entre os agentes das variadas tecnologias, menor é o valor do lastro “desajustado”, que no limite refletiria apenas o perfil de risco dos agentes para entrada no sistema.

Chega-se, portanto, a uma metodologia que: (i) garante a separação entre os produtos energia e lastro com a remuneração adequada pelo que não é remunerado pelo mercado de energia; (ii) garante a segurança de suprimento do sistema através do atendimento da carga crítica; (iii) provê uma aproximação desejável do equilíbrio entre os custos marginais de expansão e operação através da utilização da garantia física para atendimento da carga crítica; e (iv) garante condições igualitárias de competição em um leilão de lastro entre os diferentes tipos de geradores através de atributos que os recompensem por serviços entregues e não remunerados pelo mercado de energia (neste estudo será explorada a remuneração por contribuição quando o CMO está acima do PLD teto, mas outras distorções podem – e devem – ser incluídas futuramente nos atributos).

## 5.0 - ESTUDO DE CASO

Este capítulo coloca em prática a metodologia descrita na seção anterior. Foi feita uma simulação estática do sistema elétrico brasileiro utilizando o software SDDP, de propriedade da PSR Consultoria. O SDDP é um *software* de otimização estocástica da operação de sistemas hidrotérmicos com representação individualizada de suas usinas. É utilizada Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) e um modelo estatístico auto-regressivo para a criação de cenários futuros de vazões [13].

A configuração do sistema empregada na simulação foi virtualmente a mesma utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para determinação das garantias físicas do sistema à época da realização do leilão A-5 de 2015. Dessa forma, o sistema simulado é o esperado para estar instalado em 2020.

Como explicado anteriormente, para o sistema estar em equilíbrio econômico, o seu custo marginal de operação médio deve ser igual ao seu custo marginal de expansão. O CME do sistema brasileiro é periodicamente calculado pela EPE, sob metodologia descrita em [14]. O CME utilizado para o caso base das simulações deste trabalho será o publicado pela EPE em fevereiro de 2016, de R\$193/MWh [14].

A otimização estocástica é realizada com 1200 cenários, no qual cada um possui diferentes condições hidrológicas (variável aleatória), determinadas a partir da metodologia estatística inerente ao modelo, que gera séries sintéticas de hidrologia baseadas nos dados históricos de vazões no sistema. Dado que a configuração das usinas instaladas no sistema é fixa, para se alcançar o custo de operação médio de R\$193/MWh, ajustou-se a demanda através de seguidas iterações, aplicando sobre ela um fator multiplicador que foi variado até encontrar-se esse preço de equilíbrio, de maneira análoga à realizada pela EPE para o cálculo de garantias físicas, como descrito em [15]. Seguindo a metodologia proposta neste estudo, calculamos para todos os cenários a diferença entre o custo marginal de operação (um resultado direto da simulação de despacho) e o preço de curto prazo segundo as regras brasileiras (neste caso, a adoção de piso e teto – entretanto outras características da formação de preço poderiam ser incorporadas). Foram utilizados os valores de piso e teto atuais para o PLD brasileiro, de R\$ 33,68/MWh e R\$ 533,82/MWh, respectivamente.

Outro ponto importante a ser destacado é que a simulação estática realizada possui 15 anos de horizonte e, de forma a se capturar uma situação de estado estacionário, no qual o sistema está equilibrado, apenas os cinco anos centrais são considerados para a análise. Essa abordagem se dá pelo fato de, durante os anos iniciais, o sistema ainda estar caminhando para o equilíbrio (efeito dos volumes iniciais dos reservatórios) e, ao fim do horizonte, sem a necessidade de se planejar estoque futuro de água nos reservatórios para os períodos seguintes, a operação do sistema esvazia drasticamente os reservatórios (a utilização de anos adicionais é necessária pelas condições de contorno da PDDE). A figura a seguir ilustra tais efeitos e a seleção dos anos centrais cujo CMO médio é condizente com a condição de equilíbrio do sistema.

<sup>1</sup> Em leilões do tipo *pay-as-bid*, o preço final não é “único”. Entretanto, a discussão neste ponto é que as ofertas de leilão descontadas do *missing money* são valores comparáveis para todos os agentes.

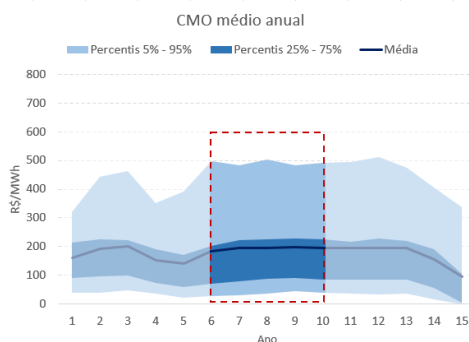


Figura 1: CMO médio anual da simulação e percentis.

### 5.1 Resultados: alocação do *missing money* e determinação do valor dos atributos de diferentes geradores

Calculou-se, para usinas de diferentes tecnologias presentes no sistema elétrico brasileiro, o *missing money* de cada uma, como as contribuições nos momentos em que o custo marginal de operação difere do preço de curto prazo. Para se permitir uma competição adequada no leilão, garantindo a todas as usinas o pagamento pelo serviço provido por elas e não remunerados através do mercado de energia caso entrem no sistema, calculou-se também o *missing money* em termos de R\$ por megawatt de garantia física, quantia denominada neste trabalho de valor do atributo *missing money* (para fins de oferta em leilão). A tabela abaixo apresenta a aplicação para seis diferentes tecnologias do sistema elétrico brasileiro.

Tabela 1: Missing money, garantia física e atributo *missing money* para agentes selecionados

Tecnologia <sup>2</sup>	Custo variável unitário (R\$/MWh) <sup>3</sup>	Missing money (\$/kW.ano)	Garantia física (% da potência instalada) <sup>4</sup>	Atributo <i>missing money</i> (R\$/MWh de garantia física)
Óleo diesel	530	231,9	27%	99,75
Gás natural (flex)	200	224,5	69%	39,47
Hidrelétricas (total)	0	72,4	51%	16,41
Hidrelétrica (reservatório)	0	126,6	57%	25,64
Eólica	0	106,1	52%	23,31
Solar	0	53,5	28%	21,77

A respeito das usinas termelétricas, nota-se elas possuem valores de *missing money* muito próximos – na realidade, corrigindo-se pela indisponibilidade declarada de cada usina (3% e 6%), os valores são iguais (R\$ 238,9 por kW disponível). Esse resultado é intuitivo, pois, já que os custos variáveis de ambas as plantas são inferiores ao preço-teto de R\$ 533,82/MWh e elas são 100% flexíveis, ambas gerarão com sua capacidade máxima sempre que o CMO estiver acima desse teto (e elas estiverem disponíveis para tal). O fato de a termelétrica a gás natural ter um custo variável mais baixo (e maior fator de despacho em geral) é compensado com maiores receitas no mercado de energia: entretanto a contribuição em momentos críticos (não remunerados pelo mercado de energia) das duas plantas e por conseguinte seu *missing money* devem ser os mesmos. Por outro lado, vemos que a garantia física da termelétrica a gás natural é substancialmente maior do que a da usina a óleo diesel. Dado que as quantidades ofertadas no leilão de lastro seriam dadas em termos de garantia física (pelas vantagens apresentada na seção 4.3), o atributo *missing money* das usinas deve ser ajustado em termos de R\$ por megawatt-hora de garantia física, de maneira que qualquer usina que entre no sistema receba integralmente o *missing money* a ela conferido. Nota-se que isso não representa desvantagem para a planta a gás natural: ambas as usinas teriam direito ao total do que o mercado de energia não é capaz de remunerá-las.

Em relação às usinas hidrelétricas, aplicou-se primeiramente a metodologia ao conjuntos de todas as hidrelétricas do sistema e em seguida a uma hidrelétrica com reservatório selecionada (com valor razoável de garantia física), permitindo uma análise mais completa. Como esperado, a hidrelétrica com reservatório apresentou *missing money* substancialmente superior ao conjunto total de hidrelétricas por kW instalado, o que neste caso resultou também em um atributo *missing money* substancialmente superior (já que as garantias físicas são próximas). Essa diferença é esperada, precisamente porque o reservatório confere maior flexibilidade para geração em momentos em que o sistema mais precisa (e o mercado de energia não remunera totalmente).

Um comentário adicional relevante é que as hidrelétricas de maneira geral tiveram uma penalização no cálculo do

<sup>2</sup> Foram utilizadas usinas virtuais representativas de algumas das principais tecnologias candidatas à expansão.

<sup>3</sup> Por simplificação, os custos de O&M das usinas hidrelétricas e renováveis foram desconsiderados.

<sup>4</sup> Por simplificação, a garantia física da usina hidrelétrica com reservatório utilizada foi calculada individualmente como  $\frac{\mathbb{E}[CMO_t \cdot G_t]}{\mathbb{E}[CMO_t]}$ , desconsiderando a repartição do bloco hidráulico pela energia firme.

missing money, já que a correção de distorções intrínseca à metodologia penaliza os agentes que *recebem* receitas quando o CMO está diferente do PLD – particularmente, quando o CMO está abaixo do piso, já que a componente ( $CMO_t - PLD_t$ ) no cálculo do *missing money* assume valores negativos nesses momentos. Como muitas usinas hidrelétricas, principalmente as centrais a fio d'água, geram grande parte de sua energia no período úmido, quando o balanço oferta-demanda está mais confortável e o custo marginal de operação está baixo (recorrentemente nulo), a metodologia corrige no pagamento pelo lastro o recebimento adicional que essas usinas possuem no mercado de energia. Uma maneira possível de amenizar tal questão seria não considerar o piso do PLD no cálculo do *missing money* (considerando que o piso seria equivalente aos custos de O&M de todas as usinas). Outra maneira, mais precisa, seria considerar os custos de O&M de cada hidrelétrica na formação de preços. Essas questões não foram consideradas nos cálculos e são possíveis temas de trabalhos futuros.

Em relação às usinas renováveis, ambas apresentaram atributo *missing money* consideráveis e comparáveis não apenas entre si mas também com as hidrelétricas. É importante ressaltar que o *missing money* calculado se refere a gerações não remuneradas pelo mercado de energia – mais precisamente, neste caso, quando o CMO é maior do que o teto do PLD. As usinas renováveis possuem geração considerável nesses momentos e, portanto, em um ambiente de energia e lastro separados, devem receber tal remuneração. A usina eólica, em particular, se beneficia do fato de haver complementaridade sazonal natural entre ventos e vazões no Brasil (correlação negativa). Esta complementaridade entre o vento e vazões no Brasil e em outros lugares na América Latina é amplamente estudada, como por exemplo em [16]. Deve-se reconhecer, entretanto, que a incorporação de outros atributos nas ofertas dos leilões, como despachabilidade e provimento de serviços ancilares tendem a beneficiar (com justiça) outras tecnologias em detrimento das renováveis, que não podem prover tais serviços ao sistema. Entretanto, o atributo considerado nesse trabalho não incluiu tais serviços adicionais – estes são temas para trabalhos futuros.

Portanto, no estudo de caso foi possível alocar os valores não recebidos no mercado de energia de acordo com a disponibilidade de geração de cada uma das plantas nesses momentos de escassez. Como era esperado, a despachabilidade de cada um deles e a disponibilidade de recursos nos momentos de necessidade do sistema foram fundamentais para essa alocação. A partir disto, as ofertas nos leilões de lastro podem ser adequadamente ajustadas para que os geradores recebam remuneração condizente com a sua real contribuição para o sistema.

## 6.0 - CONCLUSÃO

O mecanismo de confiabilidade do setor elétrico brasileiro determina a comercialização conjunta de dois produtos distintos: energia e lastro. Enquanto o primeiro é a energia elétrica em si, a ser gerada e consumida, o segundo se refere a um valor adicional a ser recebido por geradores pela capacidade de geração de energia em momentos de necessidade, o que também é comumente chamado de produto confiabilidade. A comercialização conjunta dos produtos energia e lastro fez sentido quando os leilões foram implementados no Brasil, quando se buscava simplicidade e incentivos aos investimentos em geração em um período pós-acionamento. Entretanto, além de ser conceitualmente incoerente, pois tratam-se de dois produtos diferentes, isso gera problemas como a expansão desigual dos mercados livre e regulado, falta de eficiência e liquidez no mercado de energia e alocação desproporcional de riscos entre geradores e consumidores. Procura-se, através da separação dos dois produtos, contribuir para maior eficiência do mercado de energia do Brasil, e alocar de maneira mais justa e coerente os riscos entre os agentes do mesmo.

Neste trabalho, foi apresentada uma metodologia que busca determinar um modelo de contratação de lastro no setor elétrico brasileiro. Através da condição de equilíbrio entre custos marginais de operação e expansão, mostra-se que o mercado de energia não é capaz de remunerar os agentes de acordo com a expansão ótima do sistema, devido à presença de distorções na formação de preços. Isso cria o "*missing money*" no sistema, cuja alocação deve ser proporcional à contribuição de cada gerador para a segurança de suprimento e atendimento à demanda. Dessa forma, o planejamento do sistema em um ambiente com energia e lastro separados deve levar em consideração as contribuições de cada agente não remuneradas pelo mercado de energia e permitir uma competição equilibrada entre os agentes. Propõe-se, portanto, que os novos agentes façam ofertas ajustada por atributos. Neste estudo, o atributo *missing money* foi explorado. Entretanto, é possível e desejável a incorporação de outros atributos neste processo (despachabilidade, serviços ancilares, entre outros).

Dessa maneira, permite-se que os agentes incorporem às suas ofertas as suas expectativas de remuneração no mercado de energia (de forma a recuperar seus custos totais através da combinação de ambas as fontes de receita), utilizando o leilão de lastro como um complemento à remuneração esperada pela venda de energia – o que é exatamente o propósito desse produto.

Para trabalhos futuros, propõe-se primeiramente a incorporação de outros atributos desejáveis para ajuste das ofertas dos agentes no leilão de lastro. Em particular, os atributos que não são representados na simulação para determinação dos custos marginais de operação (caso contrário, o *missing money* já os incorpora). Além disso, seria interessante uma abordagem considerando aversão ao risco dos agentes geradores na determinação de suas ofertas. Outro trabalho futuro de grande relevância para a aplicação da metodologia proposta neste estudo é a determinação e análise de penalidades pela não entrega do produto lastro. Por fim, estudos de impactos financeiros da aplicação da metodologia para os fluxos de caixa de geradores, distribuidores, consumidores livres (incluindo análise de condições de financiamento e *project finance*) seriam relevantes para a viabilidade da metodologia.



## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BATLLE, C., BARROSO, L., PÉREZ-ARRIAGA, I., 2010, "The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America". IIT Working Paper IIT-08-061A. Energy Policy, doi:10.1016/j.enpol.2010.07.037
- (2) DE VRIES, L.J., 2003, "The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets. Research Symposium on European Electricity Markets", The Hague, Netherlands.
- (3) NEUHOFF, K., DE VRIES, L.J., 2004, "Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generations". Utilities Policy, vol. 12, December.
- (4) CIGRÉ, 2013, Regulatory incentives for capital investments in electricity systems. Working Group C5-10.
- (5) CIGRÉ, 2016, Capacity mechanisms: needs, solutions and state of affairs. Working group C5-17. ISBN: 978-2-85873-350-7.
- (6) AEMO, 2015, Pricing Event Reports – February 2015. Disponível em: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Resources/Reports-and-Documents/Pricing-Event-Reports/February-2015>
- (7) CRAMTON, P. and STOFT, S., "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity," manuscrito, Abr, 2006.
- (8) JOSKOW, Paul L. Competitive electricity markets and investment in new capacity. CEEPR Working Paper No. 0609, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. Forthcoming in Oxford Review of Economic Policy, 2006.
- (9) WILLIS, K. G., GARROD, G.D, 1997, "Electricity Supply Reliability: Estimating the Value of Lost Load". Energy Policy. Vol. 25, No. 1, pp. 97-103.
- (10) MILLÁN, J. "Entre el Mercado y el Estado: Trés décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. Banco Internacional de Desarrollo". ISBN: 1-59782-028-8 Washington, D.C. 2006
- (11) JOSKOW, P., 2008, "Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. The Energy Journal, Special Issue". The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery.
- (12) SENER, 2016. Manual de Balance de Potencia. Disponível online em: <http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>
- (13) PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. V. M. G., 1991,. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning". Mathematical Programming, 52 (1), pp. 359-375.
- (14) EPE, 2016, Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo. Disponível online em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf>
- (15) EPE, 2008, Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. Disponível online em: [http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf)
- (16) IRENA, 2016, "Renewable Energy Market Analysis – Latin America". Disponível online em: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Market\\_Analysis\\_Latin\\_America\\_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf)

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

João Pedro T. Bastos (foto) é engenheiro de produção e consultor na PSR.  
 Gabriel Cunha é mestre em Engenharia de Produção (Planejamento Energético) e gerente de projetos na PSR.  
 Luiz Augusto Barroso possui DSc em otimização e é presidente da EPE.  
 Thereza Aquino possui DSc em Geologia Econômica e leciona no Departamento de Engenharia Industrial da UFRJ.  
 Bernardo Bezerra possui DSc em Engenharia Elétrica e é diretor técnico da PSR.

