

# MERCADOS DE CONFIABILIDADE: IMPLICAÇÕES PARA O CASO BRASILEIRO<sup>1</sup>

Nivalde de Castro, GESEL – Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, E-mail: nivalde@ufrj.br  
Roberto Brandão, GESEL – Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, E-mail: robertobrandao@gmail.com  
Vanessa Reich de Oliveira, ENEVA, Praia de Botafogo, 501, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2137213216, vanessa.oliveira@eneva.com.br  
Paola Dorado, GESEL – Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, E-mail: paoladoradogoitia86@gmail.com  
Pedro Vardiero, GESEL – Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, E-mail: pedro.vardiero@gesel.ie.ufrj.br

## Resumo

Desde a década de 1980, importantes reformas estruturais na direção de uma maior liberalização da indústria de energia elétrica foram conduzidas em um grande número de países. Contudo, esse processo acabou por revelar que mercados de energia liberalizados apresentam algumas falhas na garantia da expansão do sistema. Nesse sentido, torna-se importante identificar quais são as principais limitações desses mercados para que sejam apontados possíveis mecanismos de correção dessas falhas e suas implicações para o caso brasileiro. A partir dessa identificação, procedeu-se com um estudo acerca de um mecanismo específico, a criação de mercados de capacidade e/ou confiabilidade, através de extensa revisão bibliográfica acerca desses mercados, bem como pelo exame da experiência colombiana na criação de um mercado de confiabilidade. Concluiu-se que o modelo brasileiro de contratação das usinas termoeletricas possui algumas vantagens em relação aos demais modelos estudados, como a existência de uma remuneração fixa distinta para cada planta que depende diretamente de seus custos fixos, bem como a presença um teto regulatório para o PLD. Contudo, destaca-se que a capacidade de regularização dos reservatórios brasileiros vem se reduzindo gradativamente, condicionando a garantia de suprimento à realização de hidrologias favoráveis.

**Palavras chave** – Contratação; Mecanismos de Contratação; Mercados de Confiabilidade; Mercados de Capacidade; Térmicas; Usinas Termoeletricas;

## 1. Introdução

Historicamente, o setor elétrico estava estruturado em organizações monopolistas verticalmente integradas que, em geral, eram de propriedade do Estado. Tais organizações eram encarregadas da produção, do transporte e da comercialização de energia até o consumidor final, sendo reguladas em toda a cadeia produtiva como um monopólio natural (Joskow, 2008). Contudo, desde a década de 1980, importantes reformas estruturais na direção de uma maior liberalização da indústria de energia elétrica foram conduzidas em um grande número de países ao redor do mundo (Conejo et al., 2005; Huisman, Huurman e Mahieu, 2007; Cludius et al., 2014; Serena, 2014).

O processo de liberalização do mercado se iniciou com a desverticalização do setor, com o rompimento dos antigos monopólios verticalizados em novas empresas específicas para cada segmento (geração, comercialização, distribuição e transmissão). Por suas características econômicas, de monopólio natural, os segmentos de transmissão e distribuição permaneceram sob estrutura de monopólio regulado. Enquanto isso, os segmentos de geração e comercialização puderam se desregular e se inserir num mercado competitivo.

Mais especificamente, as reformas liberalizantes introduziram na prática duas estruturas de mercado: um *framework* de contrato bilateral e o mercado de energia propriamente dito (Conejo et al., 2005). De acordo com Huisman, Huurman e Mahieu (2007), em um mercado de transações bilaterais, o gerador firma um contrato direto com o consumidor, através do distribuidor ou comercializador, para fornecer uma quantidade especificada de energia elétrica por um período de tempo determinado. No mercado de energia, por sua vez, os geradores submetem ofertas que tipicamente consistem em um conjunto de blocos de energia e seus preços de venda mínimos correspondentes para um período de tempo específico, por exemplo, para cada hora do dia seguinte (*day-ahead markets*). Estas ofertas são ordenadas da mais barata até a mais cara, resultando na curva de oferta do mercado. Analogamente, as distribuidoras informam suas necessidades de consumo formando a curva de demanda. Assim, o

---

<sup>1</sup> O presente artigo foi desenvolvido no âmbito do projeto “Regulação Econômica da Geração Termoeletrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação” o qual está sendo executado pelo GESEL –UFRJ graças ao financiamento da ENEVA.

preço de mercado resulta da interseção entre essas curvas no mercado, correspondendo ao último gerador necessário para atender a demanda.

Green e Newbery (1992) salientam que o resultado do mercado de energia é a alocação ótima de recursos, com preços de energia mais baixos do que os obtidos nos modelos pré-reformas liberalizantes. Na mesma linha, Castro et al. (2014) apontam que há no mercado de energia uma clara sinalização econômica para a realização de novos investimentos. De acordo com esses autores, novas plantas entrantes, que possuam maior nível de eficiência, são despachadas frequentemente e remuneradas em grande parte do tempo acima dos seus custos variáveis, dado que o preço de equilíbrio tende a ser maior do que estes. Assim, essas geradoras entrantes têm alta probabilidade de recuperar seus custos fixos e remunerar o capital investido. De forma análoga, pode-se pensar que as plantas com custos variáveis mais elevados e com baixa eficiência tendem a ser pouco despachadas e, mesmo quando despachadas, o preço de mercado tende a ser bem próximo de seus custos variáveis, ocasionando em margens de operação apertadas. Como consequência, essas plantas ineficientes possuem pouca capacidade de cobrir seus custos fixos, sendo incentivadas a deixar de operar.

Apesar das importantes vantagens associadas à liberalização do mercado de energia elétrica, tem-se evidenciado que os mercados de energia *per se* apresentam algumas falhas na hora de garantir a apropriada expansão do sistema. Nesse sentido, o objetivo central deste artigo é identificar as principais limitações dos mercados de energia no que diz respeito à expansão da capacidade do sistema para que, a partir dessa avaliação, seja feito um estudo acerca de possíveis mecanismos adotados pela experiência internacional para correção dessas falhas e suas implicações para o caso brasileiro. Mais especificamente, optou-se, para tanto, pela revisão de um mecanismo em particular, a criação de mercados de capacidade e/ou confiabilidade. Em termos metodológicos, a escolha se deu por uma extensa revisão bibliográfica acerca desses mercados, bem como pelo exame da experiência colombiana na criação de um mercado de confiabilidade.

O artigo encontra-se dividido em 4 partes além dessa introdução. Inicialmente, na seção 2, é realizado um estudo acerca das principais limitações apresentadas pelos mercados de energia em termos de sua capacidade de expansão do sistema elétrico. Na sequência, na seção 3, são analisadas as algumas propriedades e características dos mercados de capacidade e confiabilidade. Nessa seção, procede-se com uma análise mais detalhada da experiência colombiana e seu mercado de confiabilidade. A seção 4, por sua vez, dedica-se à identificação das principais implicações para o caso brasileiro. Por fim, são feitas considerações finais acerca do trabalho desenvolvido.

## **2. Limitações do mercado de energia na expansão do sistema**

Tendo em vista que o processo de liberalização dos mercados de energia elétrica resultou em um modelo que contém falhas no que diz respeito à sua capacidade de garantir a expansão do sistema, faz-se necessário identificar quais são suas principais limitações. Castro et al. (2014) apontam que o primeiro problema pode ser considerado como estrutural e se refere à volatilidade do preço da energia no mercado de curto prazo, que se configura como um risco para o investidor. Neste sentido, Borestein (2002) assinala que este problema se deve às próprias características do setor elétrico: (1) energia elétrica não é estocável - pelo menos não em quantidades significativas - o que requer que haja um equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda; (2) restrições técnicas na operação das redes; (3) demanda altamente inelástica no curto prazo; (4) oferta inelástica no curto prazo, principalmente quando a demanda de energia se encontra perto da capacidade máxima de fornecimento do sistema.

Como consequência, considerando que o preço no mercado é formado pela última usina necessária para abastecer a demanda, em um mercado onde o gerador seja remunerado apenas pela energia, pode-se esperar que não exista muita capacidade ociosa no sistema. Isso por que usinas mais ineficientes não seriam despachadas com muita frequência e, conseqüentemente, não seriam capazes de recuperar todos os seus custos. Como resultado, o mercado tende a operar na parte inelástica da curva de oferta, o que determina que qualquer variação da demanda crie grandes variações nos preços, conforme ilustra a Figura 1. Assim, as variações horárias da demanda fazem com que os preços horários do mercado de energia sejam voláteis.

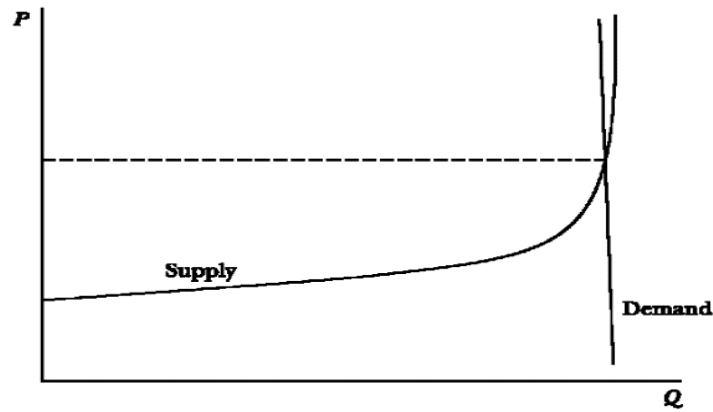


Figura 1 - Oferta e demanda de energia elétrica de curto prazo, Borestein (2002).

A segunda limitação diz respeito à sinalização econômica para novos investimentos em projetos com custos não relacionados aos preços da energia no mercado. Mais especificamente, em sistemas com predomínio de térmicas tradicionais, os preços da eletricidade variam, a princípio, na mesma direção do preço dos combustíveis fósseis utilizados como insumos na geração. Essa relação entre preço da eletricidade e preço dos combustíveis não se apresenta como impeditivo para novos investimentos em plantas térmicas, pois variações ocorridas nos preços dos combustíveis são repassadas para os preços da eletricidade sem grandes riscos para os geradores, que mantêm sua margem de lucro (Castro et al., 2014).

No entanto, o estímulo econômico eficiente para usinas térmicas não é absorvido da mesma forma por usinas com estrutura de custos baseada majoritariamente em custos fixos, como no caso das hídricas, nucleares e fontes alternativas em geral. Assim, plantas com elevado custo fixo e custo variável muito próximo de zero encontram dificuldades para garantir a viabilidade econômica de seus projetos em mercados de energia. (Fanone, Gamba e Prokopczuk, 2013; Würzburg, Labandeira e Linares, 2013; Castro et al., 2014; Cludius et al., 2014; Ketterer, 2014). Dado esse cenário, quando o planejador de um sistema julga ser estratégica a expansão de fontes alternativas e renováveis, criam-se mecanismos extra mercado específicos para garantir a viabilidade econômica desses projetos. De fato, em mercados liberalizados, a expansão da capacidade instalada de geração a partir de fontes renováveis tem se dado através de mecanismos como o *feed-in tariff*, Certificados de Obrigações e Certificados Verdes. Na prática, o que se observou a partir da adoção desses mecanismos foram importantes distorções no funcionamento do mercado. Países com significativa participação de fontes renováveis, viabilizados através destes mecanismos extra mercado, caso da Alemanha, Espanha e Portugal, experimentam com certa frequência situações de preço da eletricidade muito próximo de zero ou até mesmo negativos (Fanone, Gamba e Prokopczuk, 2013; Würzburg, Labandeira e Linares, 2013; Castro et al., 2014; Cludius et al., 2014; Ketterer, 2014). De acordo com Cludius et al. (2014), a explicação está em que o maior emprego de fontes de geração renováveis acarreta em um menor despacho das térmicas, sendo estas deslocadas na curva de ordem de mérito. Portanto, as usinas mais caras deixam de ser despachadas, reduzindo, assim, o preço do mercado.

Por fim, a terceira limitação está associada à própria formação de preços no mercado de energia (ISO New England, 2012). Neste mercado, conforme já salientado, o preço é determinado pelo custo da última usina despachada necessária para fornecer a demanda. Assim, todos os geradores despachados antes da usina marginal receberam uma receita maior do que seu custo variável. Portanto, tais plantas são capazes de remunerar todos os seus custos, incluindo a remuneração ao capital investido. Porém a usina marginal será remunerada apenas em função do custo variável, que neste caso determina o preço, não podendo remunerar o custo fixo, nem o investimento. Este problema é conhecido na literatura como *missing money*.

Na Figura 2, se observa como o gerador marginal C, quando despachado e com o preço formado em base no custo marginal, apenas recebe uma remuneração equivalente a seu custo variável. Assim, o *missing money* faz referência à receita que falta para o gerador marginal conseguir cobrir todos os seus custos e remunerar o seu capital. Embora o gerador marginal seja menos eficiente e mais caro, este é necessário a fim de garantir que a demanda seja fornecida, dando segurança ao sistema. Mas, fica evidente que o preço do mercado de energia, formado com base no custo marginal, não cria incentivos para que o gerador marginal invista ou fique no mercado.

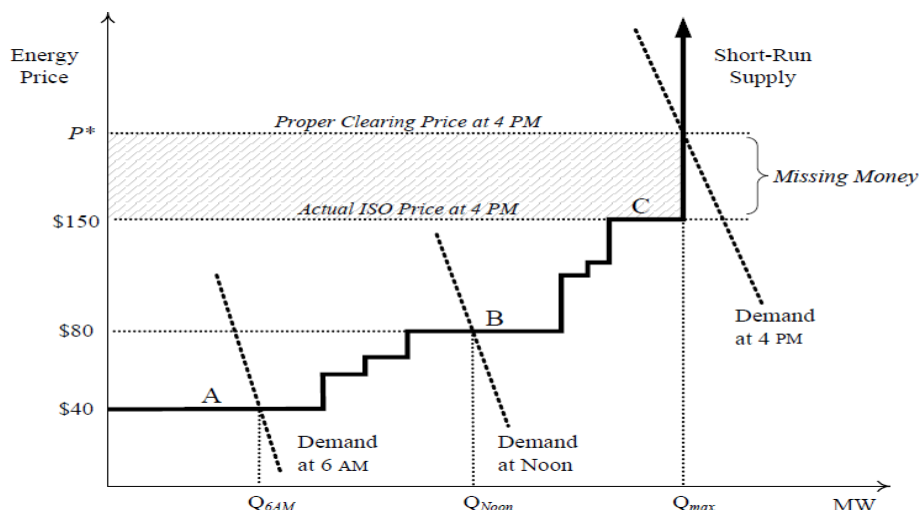


Figura 2 - Missing money no mercado de curto prazo de energia, ISO New England (2012).

Em suma, conforme analisado nesta seção, o mercado de energia *per se* apresenta falhas que acabam por impedir a correta expansão dos sistemas elétricos. Diante destas limitações os países têm adotado diferentes mecanismos para garantir o investimento na expansão, sendo um deles a criação de mercados de capacidade/confiabilidade, os quais serão analisados na seção seguinte.

### 3. Mercados de capacidade e confiabilidade

Creti e Fabra (2007) afirmam que o problema da expansão do setor apresenta duas dimensões. No curto prazo, a segurança no fornecimento, porque além da necessidade de uma capacidade suficiente para fornecer a demanda atual, é necessária uma margem de reserva que possa ser utilizada caso ocorra uma contingência no sistema, como a saída inesperada de uma máquina. E, no longo prazo, a adequação da capacidade ao crescimento futuro da demanda.

Diante desta problemática, os mercados de capacidade e confiabilidade procuram criar uma remuneração adequada que ajude a garantir a segurança e expansão do sistema usando mecanismos de mercado. Assim, pode-se responder ao duplo objetivo de assegurar que exista reserva suficiente no sistema disponível para ser despachada em períodos críticos e, ao mesmo tempo, permitir a expansão adequada do sistema para fornecimento da demanda futura.

Deixando de lado alguns detalhes mais complexos da aplicação real dos mercados de capacidade verificados no mundo, o ISO New England (2012) aponta algumas características básicas desses mercados:

- O regulador ou operador estabelece uma demanda projetada para o futuro que contempla as necessidades de reserva do sistema;
- Realizam-se leilões onde os geradores (existentes ou novos) oferecem capacidade disponível com um determinado preço;
- O preço do leilão resulta da igualdade entre a oferta e a demanda, sendo que todos os geradores contratados recebem o mesmo preço por um período de tempo determinado, independentemente de serem chamados a operar ou não.

Cramton, Ockenfels e Stoft (2013) apontam que a ideia é que o mercado de capacidade funcione de forma análoga a um mercado de energia com a diferença de que a curva de demanda neste mercado é estabelecida de forma regulatória, mas deixando a oferta operar segundo os mecanismos de mercado para determinar um preço de equilíbrio.

Um parâmetro chave para a formação da curva de demanda é o custo de uma nova usina entrante (*Cost of a New Entry* – CONE). O CONE corresponde ao custo fixo total de adicionar uma usina marginal ao sistema e, portanto, este valor é calculado com base na tecnologia de um gerador marginal, por exemplo, a gás natural. Em princípio, considerando apenas a remuneração no mercado de energia, nem todos os geradores marginais seriam remunerados apenas em função de seu custo variável, já que em algum caso este preço pode ser maior do que seus custos variáveis. Se isso for verdade, em algum momento, quando o custo variável for menor do que o preço de mercado, eles estariam remunerando alguma parte de seu custo fixo, embora não tudo. Consequentemente, no mercado de capacidade, eles não deveriam necessariamente ser remunerados pelo total do custo fixo, mas apenas por aquela parte que não pode ser recuperada com o mercado de energia, ou seja, o *missing money*. Precisamente com esse objetivo se calcula o NET CONE, em função do CONE, que corresponderia ao valor exato do *missing money*.

Desse modo, em função do NET CONE, se fixa um preço teto e um preço mínimo para a curva de demanda do mercado de capacidade/confiabilidade, conforme se observa na Figura 3. Esta estrutura garante, por um lado, que a curva de demanda seja negativamente inclinada e, por outro, um maior incentivo à concorrência.

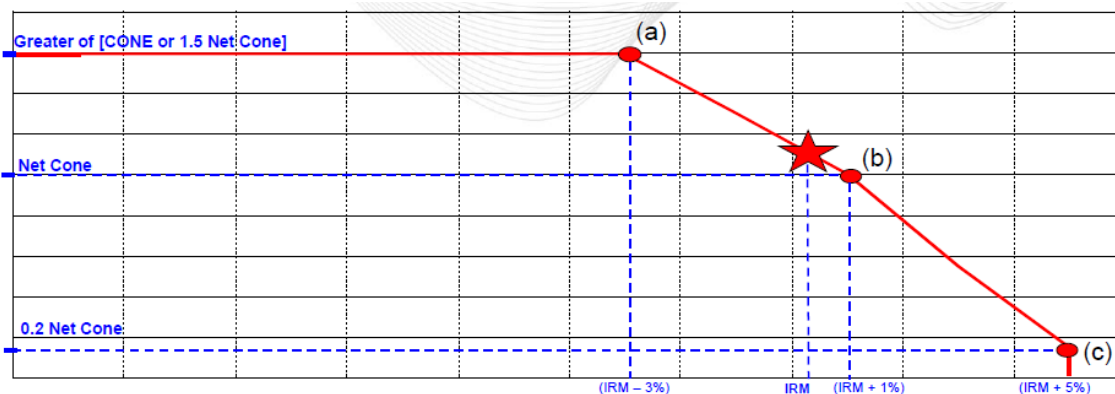


Figura 3 - Demanda regulatória do mercado de capacidade, Schidecker, 2016, p. 5

No mercado de capacidade tradicional, os geradores têm a obrigação de vender capacidade física ao sistema, sendo que a energia produzida por esta capacidade é negociada no mercado de curto prazo. Além disso, quando requerido pelo operador, em casos de emergência do sistema, esta capacidade deve estar apta para fornecer a energia necessária (Bowring, 2013).

A ideia fundamental é que os geradores que foram contratados no mercado de capacidade se comprometam a fornecer energia ao sistema sempre que este esteja em condições críticas, garantindo a segurança do sistema. Cada país estabelece o que se considera como condições críticas do sistema e sob que circunstâncias os geradores com contratos de capacidade devem ser chamados a operar. Contudo, a principal limitação atribuída ao mercado de capacidade tradicional é que, embora exista um incentivo para a contratação de capacidade, não existe garantia de que os geradores efetivamente irão a produzir energia quando o sistema estiver em condições críticas (ISO New England, 2012).

Neste contexto, o mercado de capacidade tradicional pode ser modificado para incluir um incentivo ao desempenho (*performance*), dando lugar ao mercado de confiabilidade. Portanto, a diferença fundamental entre o mercado de capacidade tradicional e o mercado de confiabilidade é que no segundo existe um forte incentivo para a boa *performance* dos geradores nos momentos críticos do sistema.

Neste sentido, Cramton, Ockenfels e Stoft (2013) mencionam que, em alguns casos, o mercado de capacidade pode contar com uma opção de confiabilidade (*releability option*). Assim, a relação entre mercado de capacidade e o mercado de energia acontece por meio do preço no mercado de energia. Sempre que o sistema está em condições críticas, o preço de curto prazo tende a aumentar rapidamente. Neste esquema, o regulador coloca um preço máximo no mercado de energia. Toda vez que o preço de curto prazo superar o preço máximo estabelecido, todos os geradores com contratos de capacidade serão chamados a fornecer energia no sistema. Cabe destacar que esta energia é remunerada ao preço máximo, ou seja, se executa a opção de confiabilidade (Cramton, Ockenfels e Stoft, 2013).

A Colômbia tem aplicado este esquema de mercado de confiabilidade a fim de garantir que aqueles geradores contratados no mercado de capacidade de fato produzam energia nos momentos críticos do sistema, conforme será analisado na próxima subseção.

### 3.1 - O mercado de confiabilidade da Colômbia.

A Colômbia possui uma matriz elétrica similar à matriz brasileira. Pode-se dizer que se trata de uma matriz hidrotérmica, onde 70% da capacidade correspondem a fontes hídricas e 26% a fontes térmicas. Porém, diferentemente do Brasil, a matriz colombiana conta com uma quantidade incipiente de outras fontes, como as renováveis (SIEL, 2016).

O mercado de eletricidade da Colômbia pode ser dividido em um mercado de contratos de longo prazo e em um mercado de energia de curto prazo. No mercado de contratos bilaterais de longo prazo os agentes compram e vendem energia a preços, quantidades e condições negociados livremente (CREG<sup>2</sup>, 2016a). Por sua vez, no mercado de energia de curto prazo, denominado Bolsa de Energia, participam todos os geradores e comercializadores e se transaciona um produto único: energia. Na Bolsa, os geradores informam sua disponibilidade horária e preço<sup>3</sup> para cada hora do dia seguinte, sendo o despacho realizado pela ordem de mérito. O preço de mercado é formado pelo último gerador despachado necessário para atender a demanda. Destaca-se que este é um preço uninodal, o que equivale a dizer que este considera o despacho ideal, como se a rede de

<sup>2</sup> Comisión de Regulación de Energía e Gas

<sup>3</sup> No preço se consideram apenas custos variáveis e o custo de oportunidade (CREG, 2016a).

transmissão não tivesse nenhuma restrição. Portanto, o despacho ideal - que forma o preço - difere do despacho real, no qual se devem considerar todas as restrições da rede (CREG, 2016a).

Além das transações bilaterais e do mercado de curto prazo, a Colômbia desenvolveu um mercado de confiabilidade. Neste se transaciona um único produto, as Obrigações de Energia Firme (OEF), que se definem como um compromisso dos geradores em produzir a energia firme<sup>4</sup> durante condições críticas de fornecimento (CREG, 2016b). Observa-se que, visando garantir a boa *performance* dos geradores, não se transacionam nem energia física nem potência no mercado, mas um produto desenhado para garantir a confiabilidade de fornecimento de energia tanto no longo prazo, quanto nos períodos de seca.

Visando incentivar a expansão do sistema no longo prazo, as OEF podem ter diferentes prazos de duração, dependendo do tipo de projeto. No caso de centrais de geração novas - que ainda não saíram do papel - as OEF podem ser de até 20 anos. No caso de centrais que estão sendo construídas, as OEF podem durar até 10 anos. Já no caso de usinas já existentes e em operação, as OEF são anuais (CREG, 2016b). As OEF são atribuídas via leilão, o qual é realizado com três anos de antecedência em relação ao requerimento efetivo da energia firme<sup>5</sup>. A curva de demanda para este leilão é definida pelo regulador, a CREG, o qual determina um preço teto equivalente a duas vezes o custo do entrante<sup>6</sup> (CONE) (CREG, 2016b). Por sua vez, os geradores e investidores realizam suas ofertas de energia firme.

Assim sendo, o preço resulta da igualdade entre a oferta e a demanda. Todos os geradores e investidores que ganham uma OEF recebem o mesmo preço resultante deste leilão ao longo de toda a vigência do contrato, com ajustes dados pela inflação (Cramtom e Stoft, 2007). Desta forma, os geradores recebem uma remuneração conhecida e estável, em dólar americano, durante o prazo de duração da sua OEF, independentemente de sua participação diária no mercado de energia, reduzindo-se, assim, o risco dos novos investimentos (Restrepo, Arango e Velez, 2012). Por sua vez, todos os consumidores devem pagar um encargo por confiabilidade destinado a remunerar as OEF (CREG, 2016b).

No mercado de energia, as OEF funcionam como uma opção do tipo *call*. Assim, quando o preço da Bolsa de Energia supera um determinado nível, chamado preço de escassez, os geradores que possuem as OEF são chamados a operar, recebendo pela energia efetivamente gerada o preço de escassez. Este último é determinado pela CREG e atualizado mensalmente em função da variação do índice de preços do combustível<sup>7</sup>. Observa-se que, enquanto a opção não for executada, o gerador pode participar da Bolsa de Energia normalmente (Restrepo, Arango e Velez, 2012).

Caso o gerador com OEF não entregue a energia no período crítico, este deve comprar a energia que não produziu no mercado de curto prazo ao preço da Bolsa, enquanto é remunerado pelo preço de escassez (CREG, 2016b). Neste contexto, é o próprio preço da Bolsa de Energia que atua como incentivo à *performance* dos geradores, já que em períodos de secas prolongadas este preço pode atingir valores muito maiores que o preço de escassez. (Cramtom e Stoft, 2007). De fato, como analisado a seguir, durante a seca de 2015-2016, o preço de energia na Bolsa atingiu valores superiores aos 1.000 US\$/MWh, enquanto o preço de escassez era de aproximadamente 300 US\$/MWh (XM, 2016).

Conforme já mencionado, a matriz elétrica da Colômbia tem uma grande participação de centrais hidrelétricas e, conseqüentemente, a produção de energia depende das condições hidrológicas. O regime hidrológico é amplamente afetado pelos fenômenos climatológicos El Niño e La Niña, onde o primeiro se caracteriza por apresentar pouca chuva, enquanto o segundo possui característica inversa, com muita chuva (Montealegre, 2007).

Neste contexto, o fenômeno El Niño acontecido entre 2015/2016 tem tido efeitos severos no setor elétrico colombiano. Conforme apontam Aguilar e Sanchez (2016a), graças às baixas afluências, os reservatórios chegaram a 25% de sua capacidade total em abril de 2016. Contudo, deve-se considerar que este valor se viu afetado pelo incidente da usina de Guatapé<sup>8</sup>. A usina de Guatapé tem capacidade de 560 MW e é regulada pelo reservatório de El Peñol-Guatapé, o maior do país (EPM, 2013). Além de se interromper a operação de Guatapé, o incidente teve efeitos sobre a operação das centrais a jusante desta usina.

Em função do fenômeno climatológico e dos eventos na usina de Guatapé, o preço de energia no mercado de curto prazo teve um forte aumento, como se pode observar na Figura 4, chegando a estar muito maior do que o preço de escassez (XM, 2016). Conforme analisado, quando isso acontece (preço da bolsa é maior do que o preço de

---

<sup>4</sup> Entende-se por energia firme a máxima energia que um determinado gerador pode produzir durante um ano de forma contínua em condições de hidrologia crítica (CREG, 2016b).

<sup>5</sup> Em alguns casos especiais, quando o projeto de construção de uma nova central demora mais de três anos, a CREG permite que os investidores participem oferecendo uma parte de sua Energia Firme até 7 anos antes do requerimento efetivo dessa energia firme (CREG, 2016b).

<sup>6</sup> Custo de construção de uma nova central.

<sup>7</sup> Este índice corresponde ao New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price (CREG, 2016b).

<sup>8</sup> Na primeira quinzena do mês de fevereiro se produziu um incêndio na hidrelétrica de Guatapé o qual atingiu 400 metros de linhas de transmissão até a subestação desta usina deixando-a fora de operação.

escassez), os geradores que possuem OEF no mercado de confiabilidade são chamados a fornecer energia no sistema, sendo remunerados pelo preço de escassez. Como consequência, a geração termoeétrica teve forte alta, passando de uma geração diária de aproximadamente 28% no primeiro trimestre de 2015, para 48% no mesmo período de 2016. (Aguilar e Sanchez, 2016a).

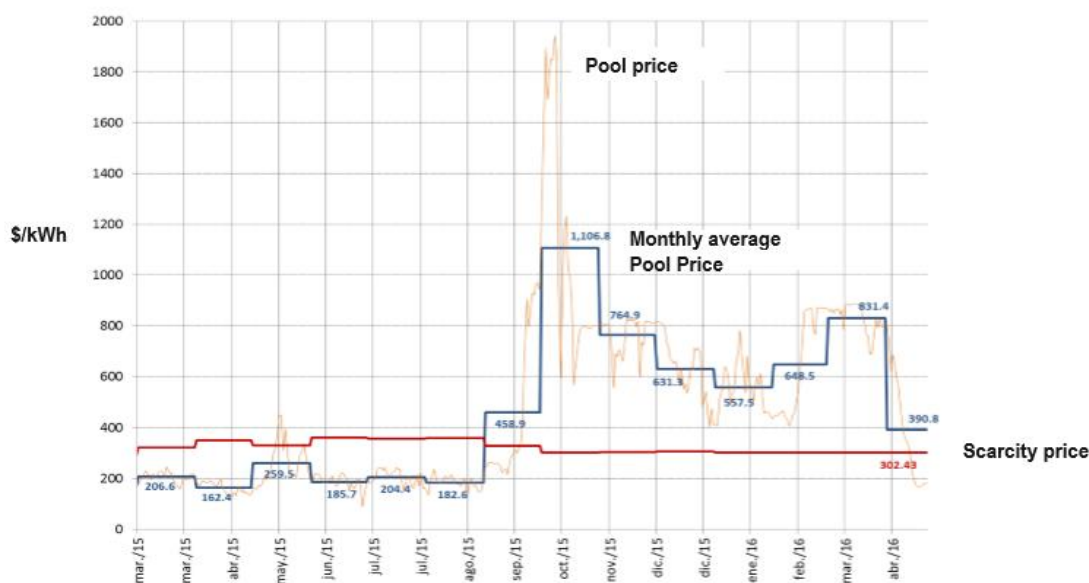


Figura 4 - Preço na bolsa de energia da Colômbia - março 2015 a abril 2016, XM (2016).

Apesar de as térmicas terem sido acionadas conforme previsto no mercado de confiabilidade, estas apresentaram diversos problemas. Conforme mostram Aguilar e Sanchez (2016b), 78% da capacidade térmica da Colômbia correspondem a usinas a gás natural. Porém, muitas destas possuem a propriedade de operar com outro combustível além do gás natural. O problema é que a demanda pelo gás natural, por parte das térmicas, foi maior do que a oferta disponível. Em parte, devido à redução da produção do campo de La Guajira (Clavijo, 2016), mas, principalmente devido à falta de infraestrutura de transporte de gás natural (Aguilar e Sanchez, 2016b). Consequentemente, várias das usinas tiveram que operar usando combustíveis líquidos com maior custo.

Este esquema apresentou dois problemas: por um lado, as usinas que operam com combustíveis líquidos, principalmente óleo diesel, têm custos variáveis muito maiores do que o preço de escassez e, portanto, estas centrais operam com perda, já que devem assumir a diferença entre seus custos de combustível e o preço de escassez. De fato, este problema fez com que a usina de Termocandelaria declarasse indisponibilidade financeira por não conseguir arcar com seus custos de combustível (Aguilar e Sanchez, 2016a). O segundo problema se refere ao risco financeiro ao qual ficam expostos os agentes que não cumprirem com sua OEF, já que estes devem comprar a energia ao preço da bolsa que, durante o período 2015-2016, atingiu valores superiores a 1.000 US\$/kWh.

Clavijo (2016) menciona que a carga financeira decorrente do estresse do sistema elétrico durante o período 2015-2016 significou que as usinas térmicas assumiram uma perda de aproximadamente 2,2 bilhões dólares. Enquanto isso, as tarifas aumentaram quase 9% e, apesar disso, o governo da Colômbia deve ainda de assumir subsídios de quase 1 bilhão de dólares nas tarifas.

Ademais, Aguilar e Sanches (2016a) mencionam que o último fenômeno El Niño revelou a necessidade de se rever o preço de escassez e o mecanismo de confiabilidade como um todo, a fim de se evitar casos de indisponibilidade financeira, como ocorrido na usina de Termocandelaria. Além disso, ficou evidente a urgência de se ampliar a infraestrutura de transporte de gás natural, com objetivo de evitar que as usinas tenham de operar com combustíveis mais caros.

#### 4. Implicações para o caso Brasileiro

A matriz elétrica brasileira, de forma similar ao que se verifica no caso colombiano, se caracteriza pelo predomínio da fonte hídrica. Dos 147,9 GW instalados em 2016, mais de 60% correspondem a usinas hidrelétricas. A matriz conta ainda com uma participação de 27,5% de usinas térmicas<sup>9</sup>, além de apresentar elevada participação de renováveis, como a eólica, que representa 6,4% do total da matriz (Aneel, 2016).

<sup>9</sup> Este valor inclui os 7,3% que representa na matriz a geração térmica a biomassa

Quanto ao modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro, ressalta-se que este poderia ser comparado a um mercado de confiabilidade, principalmente no que se refere à contratação das usinas termoeletricas. As usinas térmicas no Brasil são contratadas sob o esquema de disponibilidade. Neste esquema, o gerador recebe uma receita fixa para permanecer disponível - independente de ser despachado ou não - e uma remuneração variável quando é despachada, com objetivo de cobrir seus custos variáveis. Contudo, a diferença entre os casos brasileiro e colombiano reside no fato de que, no primeiro caso, a receita fixa é distinta para cada empresa, enquanto que no mercado de confiabilidade colombiano o valor é o mesmo para todas as usinas, derivado da interseção entre as curvas de oferta e demanda. De forma análoga, a receita variável que cada gerador térmico recebe no mercado brasileiro depende do seu custo variável unitário (CVU) declarado no leilão, sendo específico para cada gerador. Enquanto isso, no caso colombiano, quando executadas as OEF, todos os geradores recebem o mesmo preço de escassez.

Do mesmo modo que no caso colombiano, o incentivo à confiabilidade decorre do preço no mercado de curto prazo. Assim, se um gerador térmico for despachado e não produzir o volume requerido, este deve comprar a energia no mercado de curto prazo. Contudo, diferentemente do que acontece na Colômbia, o preço no mercado de curto prazo brasileiro, denominado preço de liquidação das diferenças (PLD), tem um piso e um teto regulatório. Desse modo, por mais que o PLD possa sofrer fortes altas, há um limite definido de forma regulatória que impede que esse preço exploda em situações de hidrologia desfavoráveis.

Neste contexto, pode-se dizer que o esquema de contratação de térmicas no Brasil apresenta algumas vantagens quando comparado ao esquema verificado nos mercados de capacidade. Em primeiro lugar, destaca-se o fato de existir uma remuneração fixa distinta para cada planta que depende diretamente de seus custos fixos, e não do equilíbrio obtido por mecanismos de mercado. Desse modo, há possibilidade de se remunerar de forma separada as diferentes tecnologias em função das características próprias de cada usina. O mesmo acontece com a remuneração variável, já que esta depende do CVU declarado de cada agente gerador. Assim, este sempre irá ser remunerado pelo combustível usado na geração de energia sem depender de um preço máximo, como verificado no caso colombiano com o preço de escassez.

Apesar destas vantagens, o modelo brasileiro também tem apresentado grandes limitações diante de situações de estresse hidrológico prolongado. Historicamente, no sistema elétrico brasileiro, a construção de hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenagem, interconectadas em um sistema interligado nacional, tornou a realização do risco hidrológico uma possibilidade remota. Porém, com o crescimento contínuo do consumo e as dificuldades de ampliação da capacidade hídrica, a capacidade de regularização dos reservatórios vem se reduzindo gradativamente. Consequentemente, a garantia de suprimento passa a estar cada vez mais condicionada à realização de hidrologias favoráveis e o acentuado e recorrente deplecionamento dos reservatórios torna o risco ainda mais palpável (Romeiro, 2015).

Nesse contexto, desde fins de 2012, o país passou a enfrentar incertezas quanto à garantia de fornecimento de energia. Tal cenário foi produzido por uma crise hidrológica que atingiu o país no último trimestre de 2012, perdurando até o fim do ano de 2015. Todo o parque térmico contratado para atuar esporadicamente – em contratos por disponibilidade - foi acionado continuamente, atendendo a quase 30% da carga, ante a uma participação média inferior a 10% (Romeiro, 2015).

Assim como verificado na Colômbia, o acionamento de todo o parque térmico levou a um forte aumento do preço no mercado de curto prazo. Conforme se observa na Figura 5, o PLD atingiu o seu máximo regulatório de 822,83 R\$/MWh por alguns meses consecutivos (CCEE, 2016). Em 2014, para reduzir o impacto financeiro que o PLD estava tendo nas empresas do setor, o teto foi reduzido para 388,48 R\$/MWh, ficando nesse patamar de janeiro a maio de 2015. Apesar de o PLD ter atingido o seu valor máximo, o fato de existir um teto regulatório de alguma forma limita o risco financeiro ao qual as empresas ficam expostas no mercado de curto prazo, minimizando os impactos negativos dessa alta de preços.



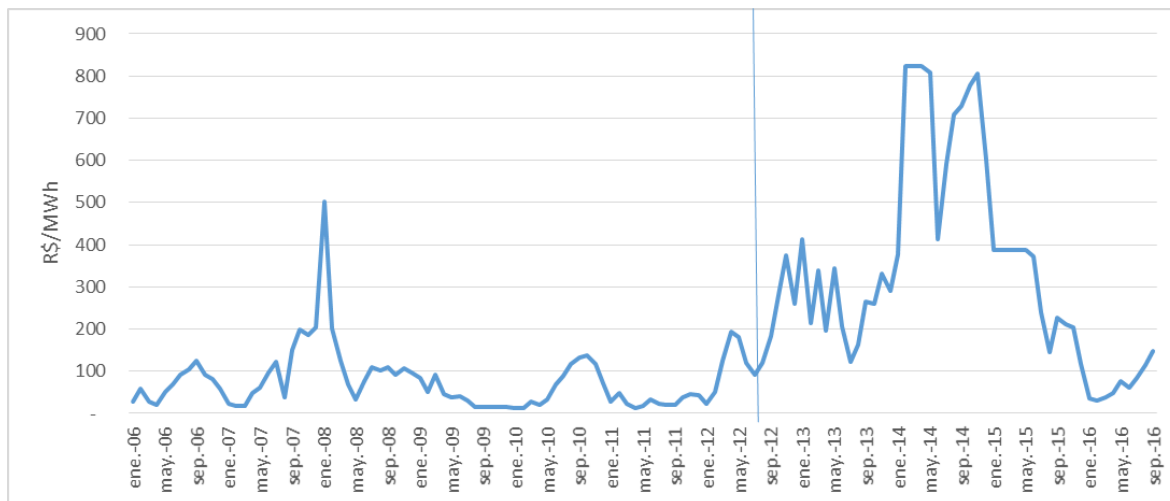


Figura 1. Evolução do PLD médio mensal da região SE/CO entre janeiro 2006 e setembro 2016, com base em dados da CCEE (2016)

## 5. Conclusão

Desde a década de 1980, importantes reformas estruturais na direção de uma maior liberalização da indústria de energia elétrica foram conduzidas em um grande número de países ao redor do mundo. Contudo, esse processo acabou por revelar que mercados de energia liberalizados apresentam algumas falhas na garantia da expansão do sistema.

Três principais falhas foram identificadas. O primeiro problema pode ser considerado como estrutural e se refere à volatilidade do preço da energia no mercado de curto prazo, pois este se configura como um risco para o investidor. O segundo diz respeito a importantes distorções no funcionamento do mercado devido à massiva inserção de renováveis, determinando que o preço no mercado de energia seja muito baixo, o que também representa um risco para o investidor. A terceira limitação abordada está associada à própria formação de preços no mercado de energia. O preço é determinado pelo custo da última usina despachada necessária para fornecer a demanda. Assim, a usina marginal será remunerada apenas em função do custo variável, que neste caso determina o preço, não podendo remunerar o custo fixo, nem o investimento.

Diante destas limitações, os países têm adotado diferentes mecanismos para garantir o investimento na expansão, sendo um deles a criação de mercados de capacidade e confiabilidade. Estes mercados procuram criar uma remuneração adequada que ajude a garantir a segurança e expansão do sistema usando mecanismos de mercado. Assim, pode-se responder ao duplo objetivo de assegurar que exista reserva suficiente no sistema disponível para ser despachada em períodos críticos e, ao mesmo tempo, permitir a expansão adequada do sistema para o fornecimento da demanda futura.

Quanto ao mercado de capacidade, a ideia é que este funcione de forma análoga a um mercado de energia, com a diferença de que a curva de demanda é estabelecida de forma regulatória, mas deixando a oferta operar segundo os mecanismos de mercado para determinar o preço de equilíbrio. A principal limitação atribuída ao mercado de capacidade tradicional é que não existe garantia de que os geradores efetivamente irão produzir energia quando o sistema estiver em condições críticas. Neste contexto, o mercado de capacidade tradicional pode ser modificado para incluir um incentivo à *performance*, dando lugar ao mercado de confiabilidade. Este mercado é desenhado para garantir o bom desempenho dos geradores nos momentos críticos do sistema.

Um exemplo de país que tenha desenvolvido um mercado de confiabilidade é a Colômbia. Neste mercado transaciona-se um único produto, as OEF, que se definem como um compromisso dos geradores em produzir a energia firme durante condições críticas de fornecimento. Assim, quando o preço do mercado de energia for maior do que o preço de escassez, as OEF são executadas, implicando que os agentes produzam a energia comprometida. O incentivo à *performance*, neste caso, advém do próprio preço do mercado, já que aqueles agentes que não fornecerem a energia comprometida devem adquiri-la no mercado de curto prazo ao preço da bolsa, que em períodos críticos pode ser muito maior do que o preço de escassez.

No caso brasileiro, as usinas térmicas são contratadas sob o esquema de disponibilidade que, no fundo, pode ser comparado com o mercado de confiabilidade colombiano. Neste caso, os geradores recebem uma remuneração fixa - independente da operação - mais uma remuneração variável, quando despachados. Do mesmo modo que o verificado na Colômbia, o incentivo à confiabilidade decorre do preço no mercado de curto prazo. Assim, se um gerador térmico for despachado e não produzir o volume requerido, este deve comprar a energia no mercado de curto prazo com um preço maior do que seu custo variável.

Contudo, pode-se dizer que o esquema de contratação de térmicas no Brasil apresenta algumas vantagens em relação aos riscos assumidos pelo investidor. Primeiro, existe uma remuneração fixa distinta para cada planta, que depende diretamente de seus custos fixos. Portanto, se permite a remuneração específica de cada tecnologia utilizada. Da mesma forma, a remuneração variável é específica para cada usina e depende dos custos variáveis de produção declarados. Assim, o gerador sempre recebe o valor do combustível usado na geração. Por fim, embora o PLD possa atingir valores elevados em períodos de hidrologia desfavorável, o fato de existir um teto regulatório para o PLD limita o risco financeiro ao qual estão expostos os agentes. Destaca-se, no entanto, que, igualmente ao verificado no caso colombiano, diante de uma seca prolongada, o modelo brasileiro evidencia possuir um elevado risco para os investidores.

## Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) (2016). Banco de Informações de Geração. Site Aneel. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 29 de setembro de 2016

AGUILAR, Argemiro; SANCHEZ, Gabriel (2016a). Experiencias de El Niño 2015-2016. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 105. Superintendencia de Servicios Públicos. Disponível em: <[https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0-ef\\_xeLPAhXKgJAKHRg-CwsQFgghMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14237%2F110042%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B105-2016\\_Experiencias%2Bdel%2BNi%25C3%25B1o%2B2015-2016.pdf&usq=AFQjCNG\\_makS0DS2d3VAgL2XeOLOsfiIalg&sig2=Zu6cO7oO7kIbDmmsYzVBTA&bvm=bv.135974163,d.Y2I](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0-ef_xeLPAhXKgJAKHRg-CwsQFgghMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14237%2F110042%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B105-2016_Experiencias%2Bdel%2BNi%25C3%25B1o%2B2015-2016.pdf&usq=AFQjCNG_makS0DS2d3VAgL2XeOLOsfiIalg&sig2=Zu6cO7oO7kIbDmmsYzVBTA&bvm=bv.135974163,d.Y2I)>. Acesso em: 16 de Outubro de 2016.

\_\_\_\_\_ (2016b). Existe viabilidad para futuras termoeléctricas a gas natural en el MEM. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 106. Superintendencia de Servicios Públicos. Disponível em: <[https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DlxuLPAhWifZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016\\_Existencia%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM\(1\).pdf&usq=AFQjCNHrD9LgTULahQBYkPegHjKIInwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHIw&bvm=bv.135974163,d.Y2I](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DlxuLPAhWifZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016_Existencia%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM(1).pdf&usq=AFQjCNHrD9LgTULahQBYkPegHjKIInwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHIw&bvm=bv.135974163,d.Y2I)>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

BORENSTEIN, Severin (2002). The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. *Journal Of Economic Perspectives*. Berkeley, p. 191-211.

BOWRING, Joseph (2013). Capacity Markets in PJM. *Economics of Energy and Environmental policy*. Vol 2 N. 2. IAEE. Disponível em: <[www.pserc.cornell.edu/empire/2\\_2\\_a03.pdf](http://www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a03.pdf)>. Acesso em: 15 de setembro de 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE) (2016). Preços. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/precos?\\_afLoop=367800143049958#@?\\_afLoop=367800143049958&\\_adf.ctrl-state=fzluwbjlu\\_49](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=367800143049958#@?_afLoop=367800143049958&_adf.ctrl-state=fzluwbjlu_49)>. Acesso em: 01 mar. 2017.

CASTRO, Nivalde et al. (2014). A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro. Rio de Janeiro: Gesel, 68 p.

CLAVIJO, Sergio (2016). La crisis energética de Colombia 2015-2016. *Comentário Económico del Día*. ANIF Centro de Estudios Económicos. Disponível em: <<http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

CLUDIUS, Johanna et al. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, [s.l.], v. 44, p.302-313.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA E GAS (CREG) (2016a). Características Generales del Mercado Mayorista. CREG. Disponível em: <[http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado\\_mayorista/bolsa.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/bolsa.htm)> Acesso em 9 de Julho de 2016.

\_\_\_\_\_ (2016b). Cargo por Confiabilidad. CREG. Disponível em: <[http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que\\_es/que\\_es.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm)> Acesso em 9 de Julho de 2016.

CONEJO, Antonio J. et al. (2005). Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market. *International Journal Of Forecasting*, [s.l.], v. 21, n. 3, p.435-462.

CRAMTON, Peter; STOFT Steven (2007). Colombia Firm Energy Market. Comisión de Regulación de Energia y Gas. Disponível em: <<http://drum.lib.umd.edu/bitstream/handle/1903/7052/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf;s>> Acesso em 11 de julho de 2016.

CRAMTON, Peter; OCKENFELS, Axel; STOFT, Steven (2013). Capacity Markets Fundamentals. *Economics of Energy and Environmental Policy* Vol. 2. N2. IAEE. Disponível em: <[http://www.pserc.cornell.edu/empire/2\\_2\\_a02.pdf](http://www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a02.pdf)>. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

CRETI, Anna; FABRA, Natalia (2007). Supply security and short-run capacity markets for electricity. *Energy Economics* Vol. 29 N 2. p. 259-276. Elsevier. Disponível em: <<http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/5009/?sequence=1>> Acesso em 1 de julho de 2016.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EMP) (2013). Embalse Peñol- Guatapé. Site oficial. Disponível em: <<http://www.epm.com.co/site/comunidadymedioambiente/Comunidadymedioambiente/EmbalsePe%C3%B1olGuatap%C3%A9.aspx>>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

FANONE, Enzo; GAMBA, Andrea; PROKOPCZUK, Marcel (2013). The case of negative day-ahead electricity prices. *Energy Economics*, [s.l.], v. 35, p.22-34.

GREEN, Richard J.; NEWBERY, David M. (1992). Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal Of Political Economy*, [s.l.], v. 100, n. 5, p.929-953.

HUISMAN, Ronald; HUURMAN, Christian; MAHIEU, Ronald (2007). Hourly electricity prices in day-ahead markets. *Energy Economics*, [s.l.], v. 29, n. 2, p.240-248.

ISO NEW ENGLAND (2012). FCM Performance Incentive. Strategic Planning Initiative. Visita técnica.

JOSKOW, Paul (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue on the Future of Electricity, pp. 9-42.

KETTERER, Janina C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, [s.l.], v. 44, p.270-280.

MONTEALEGRE, José Edgar (2007). Modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos de El Niño y La Niña. Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales. Bogotá. Disponível em: <<http://www.ideam.gov.co/documents/21021/440517/Modelo+Institucional+El+Ni%C3%B1o+-+La+Ni%C3%B1a.pdf>>. Acesso em: 18 de outubro de 2016.

RESTREPO, Maria Isabel; ARANGO, Santiago, VELEZ, Luís Guillermo (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuaderno de Economia* Vol 31 N56. Bogotá. Disponível em: <[http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0121-47722012000100008&script=sci\\_arttext&tlng=es](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0121-47722012000100008&script=sci_arttext&tlng=es)> Acessado em 11 de julho de 2016.

ROMEIRO, Diogo (2015). Exposições ao risco hidrológico no sistema elétrico brasileiro – evolução e perspectivas. Blog Infopetro. Rio de Janeiro.

SERENA, Ricardo (2014). The European Electricity Market Liberalization: Motives, problems and benefits for the consumers. 2014. 45 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de International Business Law, Tilburg University, Tilburg.

SCHIDECKER, Paul (2016). PJM capacity market overview. Apresentação feita durante a visita técnica do GESEL – UFRJ.

SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL) (2016). Consultas Estadísticas de Generación, Capacidad Efectiva de Generación. UPME. Disponível em: <<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Generaci%C3%B3n1/tabid/143/Default.aspx>> Acesso em 8 de Julho de 2016.

WÜRZBURG, Klaas; LABANDEIRA, Xavier; LINARES, Pedro (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. Energy Economics, [s.l.], v. 40, p.159-171.

XM (2016). Reliability Charge in Colombia. Apresentação em Visita Técnica.