



Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 74

Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Antonio Fraga Machado
Victor Gomes

ISBN: 978-85-93305-26-9

Junho de 2017

Sumário

1. Introdução: Características basilares do modelo do SEB.....	3
2. O risco financeiro em situações de stress hidrológico.....	6
3. Crise financeira, mudanças regulatórias e judicialização do setor.....	11
3.1. Distribuidoras: aportes do Tesouro Nacional, empréstimos à CCEE e alterações regulatórias	11
3.2. Usinas termelétricas – Judicialização	15
3.3. Usinas hidrelétricas – judicialização.....	17
3.4. Primeira onda de ações do GSF- liminares de suspensão ou limitação do GSF	19
3.5. Segunda onda de ações do GSF – proteção dos agentes do MRE sem liminar.....	19
3.6. Terceira onda – liminares de prioridade para credores do MCP.....	20
3.7. Tentativa de solução do governo – repactuação do risco hidrológico	21
3.8. Avaliação das mudanças regulatórias emergenciais	23
4. Principais problemas do modelo de comercialização de energia no atacado	26
4.1. Fragilidade do Sistema de Pagamentos e garantias da CCEE.....	26
4.2. Alto volume de diferenças durante a crise hidrológica	34
4.3. O papel do Preço de Liquidação de Diferenças no modelo brasileiro	40
5. Desafios para a comercialização de energia no atacado	54
6. Referências	57

Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente

No momento em que muito se discute uma possível de revisão do modelo brasileiro de comercialização de energia, o estudo das causas da crise financeira que em anos recentes se instalou no mercado atacadista de energia é de extrema relevância para que sejam tomadas medidas efetivas para a diminuição do risco financeiro setorial, garantindo assim a expansão do sistema de forma equilibrada e consistente.

É importante considerar que o setor elétrico brasileiro tem características físicas e comerciais bastante particular a nível mundial e por isso a transposição de desenhos de mercado outros países, que endereçam problemas e características bastante diferentes do Brasil, sem o estudo profundo das causas centrais da atual crise, provavelmente não trará soluções adequadas.

Nesse contexto, não se pretende no presente Texto de Discussão apresentar soluções para os problemas riscos do atual desenho de mercado, mas apresentar um diagnóstico preciso dos principais problemas estruturais no mercado de energia elétrica brasileiro no atacado, que resultaram na crise financeira do setor elétrico entre os anos de 2013 a 2015, que ainda não foram solucionados em 2017.

O texto será estruturado da seguinte forma. Parte-se de uma breve introdução, sistematizando de forma resumida as principais características do setor elétrico e do modelo de comercialização de energia no atacado brasileiros.

O segundo capítulo apresenta um panorama do risco financeiro inerente ao mercado de curto prazo (MCP), onde se demonstra que os valores envolvidos nas liquidações em períodos de stress hidrológico, como o período recente, são extremamente elevados e não capazes de serem gerenciáveis adequadamente pelos agentes.

O terceiro capítulo examina, com maior nível de detalhe, a grave crise financeira verificada entre 2013 e 2015, destacando os impactos para cada

segmento e as soluções governamentais adotadas para mitigação de seus efeitos.

O quarto capítulo analisa três importantes questões que contribuem, em larga medida, para o elevado nível de risco no modelo comercial atacadista brasileiro:

- i. Fragilidade no sistema de pagamentos e garantias da CCEE,
- ii. Elevado volume de diferenças no MCP; e
- iii. Inadequada sinalização econômica do preço de liquidação de diferenças (PLD) no mercado brasileiro.

O texto finaliza com uma breve conclusão.

1. Introdução: Características basilares do modelo do SEB

O Setor Elétrico Brasileiro tem uma estrutura física com diversas particularidades. O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem mais de 100 mil km de linhas de transmissão que se estendem por um território de dimensões continentais, atendendo cerca de 99% da carga de energia elétrica nacional, com intercâmbios de grandes blocos de energia a longas distâncias. Aproximadamente 70% da capacidade instalada do SIN é de usinas hidrelétricas. Nas últimas décadas, ocorreu um declínio da construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, determinando redução gradativa e irreversível da capacidade de regularização das usinas do SIN. Segundo dados compilados do ONS (2017) e EPE (2016), em 1990 os reservatórios do SIN tinham capacidade de armazenamento de cerca de 10 meses de consumo. Em 2015, a capacidade se reduziu para cerca de 4 meses de consumo. A redução da participação da hidroeletricidade na capacidade instalada total por vários fatores, destacando-se as dificuldades crescentes derivadas da legislação e regulamentação ambiental e da ampliação das outras fontes como geração termoeletrica baseada em combustíveis fósseis e pela introdução das novas renováveis, notadamente a expansão acentuada da energia eólica. Em um sistema com tais características as incertezas inerentes e derivadas dos regimes hidrológicos têm papel extremamente relevante na

operação do sistema e, também, no desenho de comercialização de energia no atacado.

O Brasil detém um esquema de comercialização de energia elétrica no atacado com diversas particularidades. Dentre os principais pontos distintivos do modelo brasileiro em relação à maioria dos países em que há mercados estruturados de energia de energia elétrica, algumas merecem destaque:

- i. No Brasil há comercialização de garantia física, que é um produto financeiro representando um lastro de confiabilidade para o sistema. Mas os contratos, mesmo não envolvendo a obrigatoriedade de geração física de energia por parte do gerador vendedor, obrigam a entrega de energia para o consumidor, ainda que proveniente de centrais diferentes daquela que firmou o contrato de venda. Os contratos no Brasil, portanto, envolvem tanto lastro de confiabilidade (garantia física) como a energia propriamente dita, diferentemente do que ocorre em outros países, em que os pagamentos ou contratos por capacidade/confiabilidade estão sempre separados da contratação da energia a ser suprida ao consumidor.
- ii. A garantia física é, em larga medida, comercializada no mercado regulado através de leilões centralizados, organizados pelo governo. Como resultado dos leilões de expansão do parque gerador, são assinados contratos de longo prazo (de 15 a 30 anos) que dão previsibilidade de receita aos geradores e servem de garantia para a obtenção de créditos para construção de novas usinas, na quase totalidade na modalidade *project finance*. Portanto, a expansão da capacidade instalada está calcada na contratação compulsória e regulada da energia futura das distribuidoras.
- iii. O mercado desregulado (mercado livre) não desempenha papel nem significativo e nem expressivo na expansão do sistema¹. Isso

¹ Merece destaque o fato de que há um nicho para novos projetos no mercado livre que são as fontes incentivadas, como biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidroelétricas, que têm descontos nas tarifas de acesso à rede tanto para o produtor e para os consumidores especiais (consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3MW). Estes consumidores não têm acesso à contratação de energia proveniente de fontes tradicionais, restrita aos consumidores classificados na categoria livre (demanda contratada mínima de 3MW). Este subsídio dá a estas

se deve em grande medida à altíssima volatilidade dos preços de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD), que alternam períodos muito longos de preços baixíssimos com períodos de preços extremamente elevados. Essa alta volatilidade dos preços de curto prazo na prática impede a viabilização de novos projetos sem contratos de longo prazo, que são difíceis de obter no mercado livre. Embora não sejam raros contratos de prazos relativamente dilatados no mercado livre, de cinco anos ou até mais, eles não têm se mostrado capazes de servir de garantia para financiamentos nos prazos necessários à viabilização de novos projetos.

- iv. Os contratos não determinam o despacho de energia e não há mercado diário que determina o despacho das usinas. O despacho é determinado centralizadamente pelo Operador do Sistema (ONS), que utiliza modelos de otimização do parque gerador completamente independente dos contratos. Há, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema.
- v. As decisões operativas de despacho das usinas são da responsabilidade do ONS, sob orientação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por definir a política de prevenção a risco de desabastecimento. Como, com o agravamento da crise hidrológica, verificou-se uma crescente “judicialização”, questionando-se quem cabe arcar com os custos destas decisões, notadamente com os despachos determinados fora da ordem de mérito. Como resultante, tem sido recorrente a busca de grandes acordos, de tempos em tempos, para rateio destes custos e destravamento do mercado.
- vi. Por não existir comercialização de energia física, também não existe um mercado de energia de curto prazo *strictu sensu*.
- vii. Há um mecanismo de contabilização e de liquidação das diferenças entre os valores contratados e os que de fato são produzidos e/ou consumidos, denominado de forma conceitualmente inadequada

fontes um diferencial competitivo que viabilizou alguns novos projetos. Trata-se de um nicho relativamente pouco representativo em relação à capacidade total do sistema (Castro *et al*, 2014, pp. 58).

de Mercado de Curto Prazo – MCP. Em razão do descolamento entre despacho e contratos, há grande volume de diferenças entre a energia contratada e a energia medida. Neste sentido, o mecanismo de conciliação de diferenças (MCP) assume no modelo brasileiro uma grande relevância, que não é constatada em outros países com mercados liberalizados.

- viii. O mecanismo de conciliação de diferenças (MCP), conta com um preço (PLD) que não é determinado pela interação entre a oferta e a demanda no mercado. O PLD é calculado por modelos computacionais que é influenciado, sobretudo, pelas condições hidrológicas, refletindo assim o custo de oportunidade da água. Questões relativas à formação do PLD também são demandadas judicialmente, aumentando o quadro de incerteza jurídica no setor.

Embora o fato de o modelo comercial brasileiro ser baseado em contratos seja positivo do ponto de vista da expansão da capacidade, o descolamento entre contratos e despacho torna o modelo de contratação inerentemente arriscado, fazendo com que os volumes financeiros de diferenças, que precisam ser liquidados financeiramente em prazo curto, aumentem de forma acentuada em períodos de seca prolongada. Este fato, já conhecido e diagnosticado (Castro e Brandão 2010a), merece ser abordado sucintamente aqui, pois esteve na raiz da grave crise financeira do SEB entre 2013 e 2015 e é um ponto que deve ser endereçado em um eventual aperfeiçoamento do modelo de comercialização de energia no atacado.

2. O risco financeiro em situações de stress hidrológico

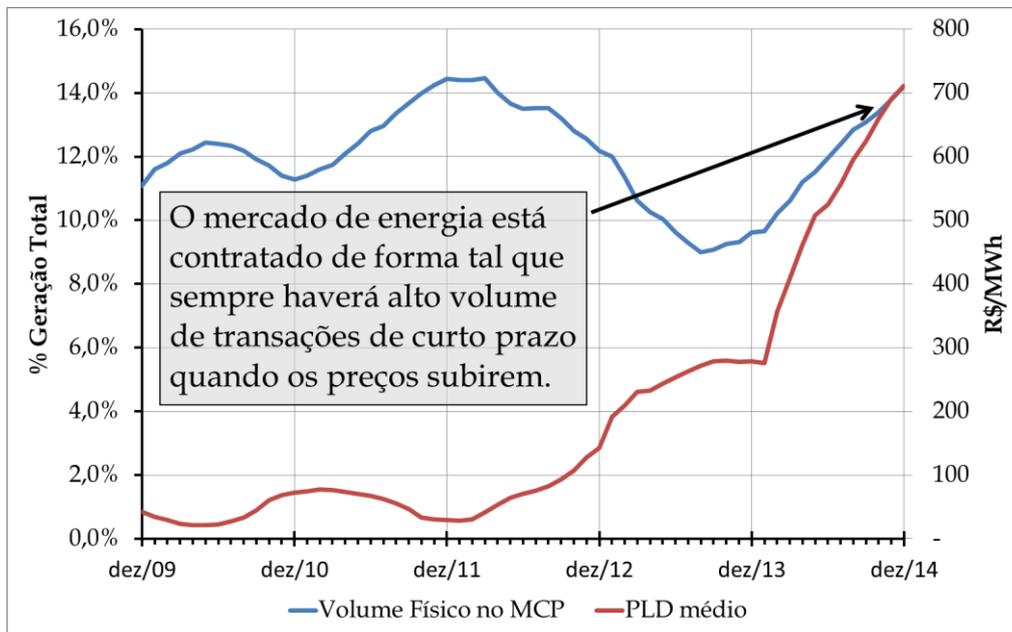
O foco da instabilidade financeira enfrentada pelo setor elétrico brasileiro nos últimos anos veio da conjunção da alta prolongada do PLD, que como indicado, é o preço que valora as diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP) com os elevados volumes físicos de energia transacionados neste mercado.

O Gráfico 1 apresenta dados sobre a dinâmica das transações no MCP entre dezembro de 2009 e 2014². O volume físico de energia transacionada no MCP é apresentado, no eixo vertical esquerdo, como percentual da geração total em média móvel de doze meses. Observa-se que os volumes de energia contabilizados no MCP são sempre elevados, oscilando entre 9% e quase 15% da geração total, diferentemente do que ocorre nos mercados de energia de países avançados (europeus, por exemplo) em que o volume físico de diferenças tende a ser pequeno ou residual³. Já o PLD, preço que valora as transações no MCP (eixo da direita) mudou de patamar de forma acentuada a partir do início da crise hidrológica. Ele foi muito baixos na maior parte do tempo, só ultrapassando os R\$ 100/MWh no final de 2012, o que explica os baixos volumes financeiros das transações no MCP até aquele ano. Em 2013 houve uma alta expressiva do PLD, mas com volumes físicos de diferenças relativamente baixos. Em 2014, ocorreu uma nova elevação dos preços médios no momento que as quantidades médias no MCP também se elevavam, levando, como pode-se constatar visto na Tabela 1, a um incremento inusitado dos volumes financeiros das transações no MCP.

² Esta seção do texto, isto é, o comentário ao Gráfico 1 e à Tabela 1, está baseada em Castro e Brandão (2015). O Gráfico 1 não foi atualizada para 2015, dado que há duas discontinuidades importantes que tornam os dados não comparáveis ao restante da série. Em primeiro lugar, o teto do PLD foi regulatoriamente reduzido em 2015 de R\$ 822/MWh para menos de metade do valor do ano anterior fixando-se em R\$ 388/MWh, tendo o PLD permanecido estacionado neste valor durante boa parte de 2015. Em segundo lugar o ano de 2015 assistiu ao travamento progressivo das transações no MCP da CCEE, com um crescendo de liminares protegendo diversos agentes do fortíssimo impacto financeiro de compromissos de curto prazo na CCEE. Com isso a inadimplência cresceu a valores inauditos e o MCP ficou completamente paralisado no segundo semestre deste ano.

³ O volume físico de diferenças nos mercados europeus tende a ser crescente com o aumento de penetração de renováveis, que, devido a sua intermitência, aumentam as discrepâncias entre a energia contratada no mercado diário e intradiário e o despacho real, obrigando o Operador do Sistema a recorrer com maior frequência ao mercado de tempo de real (mercado de balanço) para equilibrar geração e consumo.

Gráfico 1
Mercado de Curto Prazo:
Volumes e preços (média móvel de 12 meses) em R\$/MWh (PLD) e da Geração Total (Volume físico no MCP) -2009 a 2014



Fonte: Elaboração própria com base em dados do *InfoMercado* da CCEE.

A Tabela 1 apresenta indicadores e variáveis relevantes para a determinação dos montantes financeiros associados à comercialização de energia no curto prazo. O objetivo da tabela é traduzir em números o *stress* financeiro associado a obrigações de curto prazo que dificilmente podem ser antecipados pelos agentes, mas que precisam ser quitadas praticamente à vista. Por esta razão não foram considerados quaisquer compromissos previsíveis, como, por exemplo, o pagamento por contratos de longo prazo por quantidade, energia de Itaipu, Eletronuclear e Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa) ou os pagamentos fixos de contratos por disponibilidade.

Tabela 1
Estimativa do custo total da energia no
curto prazo 2009 a 2014 (somente CCEE)

Ano	PLD	Energia Comercializada do MCP	CCEE Contabilização	CCEAR-D Custos Variáveis	Custo Total*
	R\$/Mwh	Mwméd	R\$ mi	R\$ mi	R\$ mi
2009	42	5.669	2.585		2.585
2010	73	6.282	5.071	694	5.765
2011	29	8.322	3.928	244	4.172
2012	143	7.279	8.998	3.818	12.816
2013	279	5.906	15.405	9.569	24.974
2014	723	8.921	42.897	17.470	60.367

Fonte: Elaboração própria com base em CCEE InfoMercado

* Soma simples da Contabilização do MCP e Custos Variáveis dos CCEAR-D.

As colunas *PLD* e *Energia Comercializada no MCP* da Tabela 1 trazem informações sobre preços e quantidades médias transacionadas no MCP a cada ano⁴. O destaque aqui é o fato de que em 2014 tanto os preços quanto as quantidades literalmente bateram recordes: PLD médio de R\$ 723/MWh e 8.921 Mwméd.

A coluna *CCEE Contabilização* apresenta o volume financeiro total contabilizado pela CCEE a cada ano e contempla não apenas as transações no MCP (que são o componente mais representativo), como também encargos e alívios de exposições financeiras⁵.

A coluna *CCEAR-D Custos Variáveis* indica os valores pagos pelas distribuidoras aos geradores térmicos contratados por disponibilidade para custear os custos variáveis associados ao despacho, notadamente os gastos com combustíveis. A CCEE calcula os valores devidos pelas distribuidoras aos geradores térmicos, porém tais pagamentos são feitos

⁴ O PLD médio foi obtido pela divisão entre a média de compras e vendas em reais no MCP e o volume de energia em MWh transacionado. Os dados, como em toda a Tabela, são do boletim *InfoMercado*, importante publicação mensal da CCEE.

⁵ Merece ser destacado que o volume financeiro contabilizado para 2014, R\$ 42.897 milhões, é bastante superior ao somatório das contabilizações nos cinco anos anteriores (R\$ 35.987 milhões).

bilateralmente, fora do ambiente de contabilização da CCEE. Os valores pagos a este título em 2014 (R\$ 17.470 milhões) também ultrapassam largamente a soma de pagamentos nos cinco anos anteriores (R\$ 14.325 milhões).

Finalmente, a coluna *Custo Total* é o somatório das duas colunas anteriores⁶. Também aqui o número para 2014, R\$ 60.367 milhões, foi superior à soma dos cinco anos anteriores (R\$ 50.312 milhões) e mais de catorze vezes a média do custo total de curto prazo entre os anos de 2009 e 2011 (R\$ 4.174 milhões). Estes dados evidenciam de forma clara e objetiva o caráter excepcional e recorde dos compromissos financeiros de curto prazo no ano de 2014.

Os dados da Tabela 1 não captam, porém, o impacto financeiro da crise fora do ambiente da CCEE. Isso porque o PLD, além de valorar as diferenças no MCP, também é o custo de oportunidade da energia, no sentido de que geradores que dispõem de energia ganham o PLD se deixarem de vendê-la através de contratos e os consumidores sem contratos suficientes devem pagar o PLD ao ficarem subcontratados em um dado mês⁷. Por esta razão, quando o PLD sobe, além do impacto financeiro no MCP, há impacto no preço dos contratos negociados no mercado livre, sobretudo os contratos de prazos mais curtos. Esse impacto é difícil de estimar e, por isso, não foi levado em conta aqui.

⁶ O Custo Total deve ser entendido como um *indicador* dos valores transacionados no curto prazo e não como o custo efetivo da energia no curto prazo para o sistema, pois não considera uma parte das transações de curto prazo que não se conseguiu aqui quantificar com um mínimo de precisão: são os contratos bilaterais no mercado livre com prazos curtos (um ou alguns meses) que têm preços fortemente indexados ao PLD. Tais transações são realizadas tipicamente por consumidores com consumo acima da contratação de longo prazo para evitar penalização por insuficiência de lastro. Outros agentes também podem recorrer a contratos curtos por variadas razões. Por outro lado, o indicador de Custo Total não capta o custo líquido para os agentes em um ano, pois é possível que o mesmo agente alterne, por exemplo, posições credoras e devedoras no MCP em meses sucessivos. Além disto, um mesmo agente pode ser credor em um dado mês no MCP, mas ter valores a pagar a título de ESS.

⁷ No mercado livre, há obrigação de 100% de contratação. A aferição de comprovação de lastro é feita considerando uma média móvel de 12 meses. Estando o agente enquadrado no período de 12 meses, ele pode estar exposto positivamente ou negativamente ao PLD em algum(ns) destes meses sem estar sujeito a penalidades. Assim, um vendedor ou consumidor, ao negociar a contratação de energia no curto prazo, pode arbitrar entre as alternativas de ficar subcontratado em um dado mês e ficar exposto ao PLD ou de comprar um contrato de curto prazo para zerar sua posição.

3. Crise financeira, mudanças regulatórias e judicialização do setor

O modelo comercial brasileiro, como analisado anteriormente, não foi desenhado para arcar em um só ano com compromissos financeiros extraordinários da ordem de grandeza das dezenas de bilhões de reais, como verificadas a partir de 2013. Desta forma, durante a crise financeira, o governo foi obrigado a intervir, impondo mudanças regulatórias e criando condições para evitar que diversos agentes ficassem insolventes, contaminando todo o sistema de comercialização. Em outros casos, os empreendedores que se sentiam prejudicados pelas regras setoriais que lhes imputavam grandes prejuízos durante a crise financeira procuraram o Poder Judiciário para fazer valer as suas alegações e direitos.

O ponto focal dos problemas foi justamente o altíssimo volume de compromissos de curto prazo, sobretudo no Mercado de Curto Prazo da CCEE, que atingiram diversas classes de agentes, muitos com contratos no longo prazo.

A seguir, será apresentada breve análise descritiva de como alguns segmentos relevantes do SEB foram afetados pela crise financeira, bem como a quais medidas foram ou estão sendo tomadas para solucionar, ou pelo menos para contornar, alguns efeitos da crise financeira.

3.1. Distribuidoras: aportes do Tesouro Nacional, empréstimos à CCEE e alterações regulatórias

A crise hídrica elevou os valores de PLD significativamente entre os anos de 2013 e 2014. E justamente neste período alguns problemas regulatórios fizeram com que as concessionárias de distribuição ficassem subcontratadas, ou seja, não lograssem cobrir 100% de seu consumo de energia elétrica. Dentre estes problemas, pode-se destacar:

- i. Cancelamento de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs de usinas térmicas que obtiveram contratos em leilões, mas que não foram construídas;
- ii. Atrasos na entrada em operação comercial de usinas com CCEARs;

- iii. Cancelamento ou insuficiência de oferta em Leilões de Energia Existente; e
- iv. Não adesão de importantes geradores à prorrogação de concessões (MP 579) associado ao fato de seu não comparecimento aos leilões de energia existente (A-1).

A subcontratação expôs as distribuidoras a débitos elevados no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Mesmo contado com garantia de repasse aos consumidores finais na data do próximo Reajuste Anual ou Revisão Tarifária, os valores exigíveis em prazo curto para as concessionárias de distribuição mostraram-se de tal magnitude que ameaçavam a solvência do Mercado de Curto Prazo da CCEE como um todo, podendo no limite impedir a continuidade dos serviços. O problema de solvência se colocava porque as distribuidoras não eram capazes de tomar no mercado financeiro volumes atípicos de recursos, que ultrapassavam em muito seus limites de crédito, para honrar os compromissos de curto prazo.

Frente à gravidade do problema e a fim de evitar um problema sistêmico de inadimplência, o governo introduziu uma sequência de alterações regulatórias com o intuito de proporcionar às distribuidoras recursos que permitissem honrar compromissos não contemplados de imediato na tarifa e, conseqüentemente, manter o MCP solvente.

O Governo Federal adotou diversas medidas. Primeiramente, foi editado o Decreto nº 7.945, de 07 de março de 2013, que ampliou a destinação de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para permitir cobrir o déficit tarifário associado a:

- i. Exposição involuntária das distribuidoras no MCP, decorrente da insuficiência na alocação de cotas de garantia física, determinada pela Lei 12.783, decorrente da não renovação de algumas concessões de geração;
- ii. Risco hidrológico associado às cotas de garantia física;
- iii. Despacho termelétrico fora da ordem de mérito; e
- iv. Parte da compra de energia proveniente dos CCEARs por Disponibilidade.

Na mesma data foi editado o Decreto nº 8.203, que alterou o Decreto nº 7.945/2013, dispondo que poderiam ser repassados recursos da CDE para “neutralizar a exposição contratual involuntária das concessionárias de distribuição no Mercado de Curto Prazo, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013”.

O Tesouro Nacional fundamentado nos Decretos 7.945 e 8.203 aportou recursos na CDE em valores superiores a R\$ 11 bilhões para dar fôlego financeiro para que a CDE pudesse fazer repasses às distribuidoras com a finalidade de cobrir custos de curto prazo com a compra de energia. Trataram-se na verdade de empréstimos, com repasse às tarifas dos consumidores finais a partir de 2015.

A situação hidrológica, porém, não se normalizou e as distribuidoras seguiram tendo elevados compromissos de curto prazo com compra de energia no MCP que não podiam ser repassados imediatamente às tarifas dos consumidores regulados, necessitando aguardar a data do seu reajuste tarifário anual para a recomposição do caixa. O governo, notadamente com base nos estudos da ANEEL e CCEE, avaliou que a necessidade de recursos adicionais para manter as distribuidoras solventes no MCP não podia continuar a ser suprida pelo Tesouro Nacional.

A solução para o problema foi criar um mecanismo de financiamento bancário para o déficit das distribuidoras. Neste sentido, em 1º de abril de 2014, foi editado o Decreto nº 8.221, que criou a CONTA-ACR, destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em decorrência de:

- i. Exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo; e
- ii. Despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

A CONTA-ACR permitiu a captação via CCEE de empréstimos de bancos públicos e privados destinados a cobrir compromissos de curto prazo das distribuidoras de energia elétrica a serem pagos mediante posterior aumento das tarifas do mercado regulado.

Os aportes realizados pelas instituições financeiras na CONTA-ACR totalizaram cerca de R\$ 21 bilhões. Quando considerados os juros e a necessidade de reserva de 10%, o valor total sobe a cerca de R\$ 37 bilhões. Os pagamentos, relativos ao serviço desta dívida, vêm sendo repassados às tarifas dos consumidores finais, a partir dos reajustes tarifários de 2015, e destinam-se à quitação junto às instituições financeiras no prazo de cinco anos.

No *front* da regulação da comercialização, no segundo semestre de 2014 a ANEEL realizou uma consulta pública e em seguida uma audiência pública para rever os limites inferior e superior do PLD. O teto foi reduzido a pouco menos da metade, trazendo assim um expressivo alívio em termos de custos de curto prazo em 2015 para todos os agentes expostos caso ocorresse – como de fato ocorreu – uma continuação da crise hidrológica.

No entanto, a situação hídrica permaneceu crítica em 2015 e o problema original das distribuidoras – descasamento das tarifas com custos de curto prazo da energia – seguiu sendo um problema. Como o Tesouro Nacional sinalizou a impossibilidade de novos aportes para auxiliar as distribuidoras, em função da deterioração das finanças públicas, e os bancos já detinham elevada exposição às distribuidoras de energia elétrica, esgotou-se a possibilidade de pagar contas de curto prazo com a compra de energia no atacado mediante endividamento.

A alternativa encontrada para adequar o fluxo de caixa das distribuidoras aos compromissos de curto prazo com a compra de energia foi a introdução do mecanismo de bandeiras tarifárias. Através das bandeiras tarifárias as tarifas do consumidor cativo passaram a ter um adicional relacionado ao nível de despacho térmico, adequando mensalmente a receita das distribuidoras às condições hidrológicas e proporcionando a elas recursos para honrar compromissos de curto prazo associados à compra de energia, sempre que o ONS necessitar utilizar o parque térmico de forma mais intensa. Desta forma, busca-se evitar o descasamento excessivo entre receitas e despesas relativas à Parcela A prevista nos contratos de concessão, isto é, aos custos não gerenciáveis das distribuidoras.

Por fim, a ANEEL realizou a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de todas as concessionárias de distribuição do país, reajustando as tarifas a fim de cobrir o déficit tarifário referente a:

- i. Aumento da CDE, destinado principalmente a honrar empréstimos captados via CDE para as distribuidoras;
- ii. Aumento da tarifa de Itaipu, decorrente do pagamento do déficit hidrológico de Itaipu do ano anterior, que foi suportado à época pela Eletrobrás; e
- iii. Prover recursos para pagar energia mais cara proveniente de contratos de compra de energia obtidos no 18º Leilão de Ajuste, e no 14º Leilão de Energia Existente, que compraram energia por um preço bastante superior ao preço médio dos demais contratos de energia dos portfólios das distribuidoras.

A RTE foi aprovada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.858/2015 e teve vigência a partir de março de 2015. Passou então a vigorar o que à época foi chamado de realismo tarifário: os custos previsíveis com a compra de energia foram incorporados às tarifas e eventuais custos adicionais decorrentes do despacho térmico passaram a ser cobrados no curto prazo ao consumidor através das bandeiras tarifárias.

3.2. Usinas termelétricas - Judicialização

Os geradores térmicos também foram afetados por altos níveis de compromissos com a comercialização de energia de curto prazo. Diversos geradores contratados por disponibilidade apresentaram débitos expressivos na CCEE e a controvérsia a respeito da apuração do volume de débitos acabou sendo judicializada.

A operacionalização das cláusulas dos CCEARs por disponibilidade de termoelétricas dos Leilões entre 2005 e 2010 suscitou discussões regulatórias na ANEEL e no Poder Judiciário, notadamente em relação à metodologia de verificação da indisponibilidade das usinas termelétricas para fins de alocação de riscos e exposição ao MCP.

A partir da operação comercial das primeiras termelétricas com CCEARs por disponibilidade, a CCEE consolidou o mecanismo horário de verificação de indisponibilidade para fins de apuração da exposição

financeira do vendedor ao MCP. A verificação horária expõe a termoelétrica ao MCP quando sua geração desvia do despacho do ONS por qualquer razão interna à usina.

Após arcarem com débitos elevados associados a indisponibilidades durante o despacho prolongado verificado na crise hídrica, alguns agentes titulares de usinas térmicas questionaram a regra de verificação de indisponibilidade horária. Os agentes alegavam, em resumo, que a regra impossibilita o agente de lidar com situações comuns de saída forçada de equipamentos e de parada programada para manutenção da usina sem incorrer em exposição ao MCP em valores financeiros potencialmente muito elevados, capazes de colocar em risco o equilíbrio econômico e financeiro do empreendimento.

Em 06.11.2014, foi aberta na ANEEL a Audiência Pública 063/2014, com o objetivo de “obter subsídios para o aprimoramento da compatibilização da forma de entrega de energia dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs por disponibilidade de leilões antes de 2011 com a forma dos CCEARs dos leilões posteriores”.

Na Nota Técnica de abertura da referida AP⁸ a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) defendeu a uniformização da obrigação de entrega de energia dos contratos por disponibilidade com custo variável unitário (CVU) não nulo. De acordo com a área técnica, haveria “razoabilidade técnica em ser alterado o tratamento dispensado aos contratos anteriores a 2011 no que se refere ao compromisso de entrega de energia, de modo a ser uniformizado com o tratamento dado aos contratos a partir de 2011.”

Após a análise das contribuições dos agentes, a Diretoria Colegiada da ANEEL editou a Resolução Normativa 658/2015, que regulamenta a obrigação de entrega de energia para as usinas termelétricas com CVU não nulo vencedoras dos Leilões de 2006 a 2010.

⁸ Nota Técnica 061/2014-SRG/ANEEL.

Com a publicação da RES 658 todas as usinas termelétricas vencedoras dos Leilões de Energia Nova a partir de 2006 passaram a ter a obrigação de entrega nos moldes dos CCEARs de 2011 em diante. No entanto, permaneceu o mecanismo temporal de verificação de indisponibilidade, que, no entendimento de alguns agentes, ainda fere o direito do gerador de ter paradas programadas e forçadas e não ficar exposto ao MCP.

Estes agentes recorreram ao Poder Judiciário para ter sua indisponibilidade contabilizada em média móvel de 60 (sessenta) meses, sob a alegação de que a metodologia de apuração de indisponibilidade a partir de dados do ONS é usual para outras finalidades e concede previsibilidade para os compromissos associados a penalizações por indisponibilidade. Pelas informações levantadas pelo Gesel-UFRJ, as seguintes usinas termelétricas conseguiram decisões judiciais (liminares e/ou sentenças) favoráveis à verificação de indisponibilidade nesse horizonte temporal as UTEs: Porto do Pecém, Itaqui, Pecém II, Maranhão IV, Maranhão V, Parnaíba III, Pernambuco III, LORM (ex-Linhares), Viana, Maracanaú, Borborema, Palmeiras de Goiás e Suape II.

Vale destacar que posteriormente, a ANEEL decidiu administrativamente sobre o horizonte temporal de verificação de indisponibilidade de três dessas usinas: as UTEs Maracanaú, Borborema e Pernambuco III, conforme Despachos ANEEL n.º 2.725, 2.724 e 2.733, todos publicados no Diário Oficial da União de 17/10/2016. Nas duas primeiras, a ANEEL reconheceu o direito do gerador à verificação na média móvel de 60 meses, enquanto negou essa possibilidade ao terceiro⁹.

3.3. Usinas hidrelétricas – judicialização

Em vários meses no período de 2013 a 2015, a geração de energia elétrica das hidrelétricas participantes do MRE foi menor do que a totalidade da garantia física dessas usinas, resultando no Fator de Ajuste do MRE (também chamado de *Generating Scaling Factor* – GSF) menor do que um.

⁹ A Diretoria da ANEEL sustentou que somente as usinas vencedoras dos Leilões do ano de 2007 teriam direito ao horizonte temporal de 60 meses, pois no momento do Leilão não havia Regra de Comercialização que tratasse do assunto, sendo assim, aplicada a Resolução Normativa ANEEL 169/2005.

Com isso, a energia alocada a cada usina do MRE foi menor que a garantia física. Essa situação resultou, em muitos casos, em exposição dos agentes de geração hidrelétrica ao Mercado de Curto Prazo em momento de PLD muito alto e, conseqüentemente, em débitos financeiros expressivos.

Os agentes hidrelétricos, em geral, reconhecem que o período em questão foi muito seco, mas argumentam que parte da diminuição em sua geração decorreu também de outros fatores, com destaque para:

- i. Contratação de energia de reserva;
- ii. Despacho fora da ordem de mérito e;
- iii. Importação de energia.

Esses agentes alegaram que estes riscos não deveriam ser suportados pelas geradoras hidrelétricas. Sendo assim, em 18/11/2014, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE protocolou, junto à ANEEL, pedido solicitando aprimoramentos no critério de alocação de custos assumidos pelos geradores hidrelétricos participantes do MRE em relação ao impacto econômico decorrente do despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito. A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE, por sua vez, protocolou em 06/03/2015, carta que apresenta seus entendimentos, bem como propõe soluções para a atenuação dos efeitos do GSF menor do que 1¹⁰.

Em 19/05/2015, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado ("SRM") e a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração ("SRG") emitiram a Nota Técnica nº 038/2015-SRM-SRG/ANEEL¹¹, recomendando a negativa dos pleitos das associações.

¹⁰ Conforme informações do processo administrativo ANEEL 48500.006210/2014-19, que trata da Audiência Pública ANEEL 32/2015 - Análise Conceitual do GSF.

¹¹ Idem.

3.4. Primeira onda de ações do GSF- liminares de suspensão ou limitação do GSF

Diante da negativa da ANEEL em readequar o risco hidrológico, os geradores hidrelétricos ajuizaram diversas ações judiciais, obtendo liminares que limitaram ou suspenderam o pagamento de exposições ao MCP decorrentes do GSF. A primeira liminar foi obtida pela Piedade Usina Geradora de Energia S.A. A partir da segunda liminar, em favor da Santo Antônio Energia S.A. (UHE Santo Antônio), cujo efeito foi relevante no mercado devido ao porte da usina, ocorreu um aumento expressivo de ações judiciais questionando o GSF, propostas entre junho e agosto de 2015. Dentre as dezenas de ações, se destacam, pela relevância e número de agentes envolvidos, as ações propostas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) e pela Associação Brasileira dos Geradores de Energia Limpa (ABRAGEL).

O cumprimento das decisões judiciais, por parte da CCEE e da ANEEL, se tornou controverso. Inicialmente, essas instituições entenderam que o cumprimento da decisão deveria afetar tão somente os geradores do MRE. Ou seja, o alívio dos débitos dos geradores do MRE com liminares protegendo-os da exposição ao MCP deveria recair sobre os geradores do MRE não protegidos por liminares.

3.5. Segunda onda de ações do GSF - proteção dos agentes do MRE sem liminar

Os geradores do MRE não amparados por liminares recorreram ao Poder Judiciário para se proteger da decisão do regulador que transferia para eles os débitos dos geradores hídricos protegidos pela primeira onda de liminares relativa ao GSF. Isso gerou uma segunda onda de demandas judiciais e de liminares relativas ao risco hidrológico das hidroelétricas. Nessa fase, as liminares simplesmente protegiam os agentes do MRE não amparados pelas liminares anteriores para garantir a alocação original da energia para cada usina. Nesse grupo, destacam-se as liminares obtidas pela ABRAGEL e Eletrosul. A consequência de tais decisões judiciais foi

transferir para os geradores hídricos não amparados por liminares todo o peso de amparar os agentes protegidos por liminares da primeira leva¹².

A combinação de tais liminares gerou insuficiência de recursos financeiros no MCP, resultando, conforme as regras estabelecidas, no rateio de inadimplência entre os agentes credores desse mercado. Com isso o problema atingiu de forma direta todo o MCP.

3.6. Terceira onda - liminares de prioridade para credores do MCP

Os credores do MCP prejudicados pelo rateio da inadimplência também ingressaram em juízo, argumentando que não deviam ser responsáveis por qualquer pagamento aos geradores hídricos e por processos do quais não faziam parte. Vale destacar que alguns agentes que eram credores à época, são titulares de usinas termelétricas que utilizam os recursos do MCP para compra de combustíveis, sendo esse argumento utilizado em ações judiciais. Nesse sentido, alguns credores do MCP também conseguiram liminares para receber os valores integrais dos créditos nesse mercado, com *prioridade* sobre os demais credores.

Em novembro de 2016 eram 34 as liminares de priorização de créditos no MCP, sendo as mais importantes a da Associação Brasileira dos Geradores Termelétricos (ABRAGET), Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) e da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA).

A partir da contabilização de setembro de 2015, que deveria ser liquidada em novembro de 2015, o volume financeiro total arrecadado no MCP passou a ser insuficiente para pagar integralmente os credores com liminares de prioridade, paralisando o mercado, pela impossibilidade de atender todas as determinações judiciais vigentes. Na prática o montante de recursos aportados pelos devedores era menor que o valor para atendimento ao conjunto de determinações judiciais de priorização de

¹² Houve um caso singular de um gerador titular de usinas hídricas que somam 13 MW que não obteve proteção liminar na justiça para se proteger do rateio entre agentes do MRE dos débitos decorrentes da primeira leva de liminares contra o GSF e que ficou com débitos acumulados de cerca de R\$ 1,6 bilhões !!!!!

créditos. Assim, em 9 de novembro de 2015, a CCEE (2015) determinou a suspensão da liquidação financeira, conforme Comunicado 546/15:

“A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa a suspensão do lançamento dos créditos da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a setembro de 2015 (originalmente agendado para 10/11/15). A alteração consta de deliberação do Conselho de Administração da CCEE em sua 836ª reunião extraordinária, realizada nesta segunda-feira (9/11).

A suspensão ocorreu em virtude da notificação, a esta Câmara de Comercialização, de decisões judiciais em caráter liminar, cujos autores são: União da Indústria de Cana-de-açúcar – Unica, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – Abraceel, Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – Abraget e CJ Hydro Geração de Energia S/A.

As decisões determinam, de modo geral, que os agentes protegidos pelas liminares não sejam impactados pelo rateio de valores não pagos no mercado de curto prazo decorrente das decisões judiciais, em oposição ao que tem sido feito desde a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/02.

A decisão do Conselho de Administração decorre essencialmente do fato de que os valores arrecadados em 9/11 foram insuficientes para atender simultaneamente as liminares judiciais e os créditos dos agentes com posição credora protegidos pelas decisões judiciais indicadas.

A CCEE divulgará, por meio de comunicado, a nova data do lançamento dos créditos da Liquidação Financeira do MCP, assim que esta for redefinida. A liquidação de penalidades – out/15 está mantida para 10/11/15, conforme o Calendário Geral de Operações.

A CCEE informará a referida suspensão da liquidação à Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, ao Ministério de Minas e Energia – MME e ao Poder Judiciário.”

3.7. Tentativa de solução do governo – repactuação do risco hidrológico

Em paralelo à intensificação da judicialização que acabaria levando à suspensão da liquidação, em 18 de agosto de 2015, foi editada a MP nº 688/2015, convertida na Lei nº 13.203/2015. A referida Lei estabeleceu que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE poderia ser repactuado pelos geradores, desde que com anuência da ANEEL, com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida (pagamento de prêmio) dos agentes de

geração hidrelétrica. Trata-se da repactuação do risco hidrológico para os agentes produtores deste tipo de energia elétrica.

De acordo com os novos dispositivos legais, os geradores hidrelétricos que aceitassem a repactuação deveriam arcar com os valores que eram a eles imputados no MCP no ano de 2015. Tais valores seriam considerados como créditos para desconto do prêmio a ser pago pelos geradores pela repactuação. A Lei também determinou que os agentes que aceitassem a repactuação deveriam renunciar aos direitos sustentados nas ações judiciais e desistir dos referidos processos.

Muitos geradores hidrelétricos com contratos no mercado regulado aderiram à repactuação, retirando as ações judiciais e aliviando parte dos problemas da CCEE. No entanto, a maioria dos geradores com contratos no ambiente livre não aderiu à proposta. No total, de acordo com os despachos publicados no Diário Oficial da União, 138 usinas anuíram à repactuação do risco hidrológico, perfazendo o total de 11.691 MW méd.

Logo que ocorreu a repactuação, a maioria dos geradores hídricos solicitou o parcelamento dos valores que deviam no MCP relativos ao ano de 2015, tendo em vista se tratar de montantes expressivos. A ANEEL deferiu o parcelamento, em até seis vezes, com pagamento a partir da liquidação do mês de janeiro de 2016.

De acordo com a CCEE¹³ dos 56 agentes que optaram pela repactuação e que detinham débitos de GSF, 51 saldaram integralmente suas dívidas até a liquidação financeira de agosto de 2016. Assim, dos R\$ 3,05 bilhões referentes ao GSF de 2015 que foram repactuados, R\$ 2,87 bilhões (94%) foram quitados entre as liquidações de janeiro a agosto de 2016.

No entanto, vale ressaltar que ainda havia à época da redação deste texto um volume financeiro relevante, de cerca de R\$ 1,3 bilhão, considerado como inadimplência no MCP, de usinas que ainda detinham liminares relativas ao GSF, impedindo que o mercado funcionasse de maneira adequada.

¹³ CCEE - Comunicado n. 541/2016.

3.8. Avaliação das mudanças regulatórias emergenciais

Problemas no desenho do modelo de comercialização de energia no atacado, que se mostrou inadequado em situações de seca severa e prolongada, estão na base da crise financeira recente. A conjunção de um modelo comercial que tende a gerar grandes volumes físicos de diferenças entre montantes de energia contratada e medida, com altos preços de curto prazo gerou fluxos financeiros demasiado elevados para os agentes envolvidos. Os descasamentos de fluxos de caixa no mercado regulado foram corrigidos pelo governo criando formas de alavancar recursos de terceiros para que as distribuidoras pudessem honrar compromissos associados à compra de energia e alinhando melhor no curto prazo as tarifas das distribuidoras ao custo da geração.

Porém, o governo teve pouco raio de manobra para endereçar problemas que afetaram agentes que não têm tarifas reguladas. Os agentes atingidos recorreram ao poder judiciário, em uma avalanche de ações que levaram o mercado de energia primeiro a um nível inaudito de inadimplência e, depois, a uma paralisação por vários meses. E mesmo após retomadas as liquidações e aceita a repactuação do risco hidrológico por muitos geradores hídricos com contratos com o mercado regulado, permanece, ao fim de 2016, um nível de inadimplência alto devido basicamente a decisões liminares em favor de geradores hídricos que comercializam energia para o mercado livre.

A relativa facilidade com que muitos agentes obtiveram decisões liminares na justiça suspendendo débitos na CCEE já é em si uma demonstração da fragilidade do modelo de comercialização. Uma leitura dos contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (seja de térmicas ou de hídricas) é suficiente para constatar que os pesados débitos desses agentes na CCEE não são decorrência simples e direta dos contratos, pois eles são frutos de cálculos que decorrem da convenção e das regras de comercialização aprovadas pela ANEEL.

O problema não está nos contratos remeterem a uma regulação externa para cálculo das diferenças na CCEE, mas na magnitude dos valores que tais diferenças podem assumir, somada à pouca (ou nenhuma) capacidade de gestão que os agentes têm sobre elas. Os valores dos compromissos de curto prazo pareceram desproporcionais tanto para os

agentes como para o judiciário, que concedeu uma profusão de decisões liminares relacionadas à comercialização de energia no atacado.

O Código de Processo Civil brasileiro estabelece dois requisitos para a concessão de decisões liminares em tutela de urgência pelo Poder Judiciário:

- i. A probabilidade do direito (fumaça do bom direito) e;
- ii. Perigo de dano ou o risco ao resultado útil do processo (periculum in mora).

Se somente o primeiro requisito estiver presente (o bom direito, ou seja, elementos que evidenciem a probabilidade do direito), não é possível a concessão de tutelas de urgência. O segundo requisito se refere aos potenciais prejuízos decorrentes da demora em uma decisão final de mérito. Os altos valores envolvidos nas liquidações do MCP contribuem para que o segundo requisito esteja presente nos pleitos de tutela antecipada dos agentes perante o Judiciário. Em outras palavras, quando um agente está exposto negativamente a valores relevantes no MCP e entende que teria direito a uma exposição menor, é facilmente comprovável que a espera de uma sentença definitiva causará danos irreversíveis para seu negócio.

Nesse contexto, se os valores das exposições ao MCP fossem substancialmente menores, haveria uma tendência natural de diminuição do número de decisões liminares, pois a espera por uma decisão definitiva não traria grandes danos aos agentes. Haveria também uma tendência de redução do número de ações judiciais, tendo em vista que muitas vezes os agentes somente ingressam em Juízo quando há discussão jurídica que envolve valores expressivos.

Esta fragilidade de uma peça fundamental do modelo comercial – a contabilização e liquidação de diferenças – a questionamentos judiciais já é em si uma indicação de que o modelo como um todo requer aperfeiçoamentos.

Por outro lado, as mudanças no modelo de comercialização que foram implementadas durante a crise hidrológica implicaram principalmente em transferência de riscos para os consumidores. A seguir, são destacados alguns impactos destas mudanças para os consumidores:

- i. O teto mais baixo para o PLD reduziu o nível de risco financeiro geral, mas durante anos de hidrologia desfavorável isso também implica o aumento do Encargo de Serviços de Sistema (ESS), pago pelos consumidores, inclusive por aqueles que estão cem por cento contratados e, por isso, não deveriam estar diretamente expostos aos preços de curto prazo. Isso porque as termoelétricas com CVU acima do teto do PLD recebem, via encargos pagos pelos consumidores, uma complementação de receitas destinada a custear a parcela dos custos variáveis que excede o teto do PLD.
- ii. As bandeiras tarifárias também representam uma transferência de risco ao consumidor, na medida em que a conta de luz pode sofrer flutuações expressivas ao longo do ano. Há, porém que destacar que a variação da tarifa de acordo com a situação hidrológica tem a vantagem sinalizar a escassez de água para o consumidor, estimulando o uso racional dos recursos energéticos no momento mesmo em que eles são escassos. Trata-se assim de um sinal de preço para os consumidores.
- iii. A repactuação do risco hidrológico dos contratos de hidroelétricas com consumidores regulados também transferiu maior parcela de risco para estes. Formalmente isto se deu mediante desconto no valor dos contratos, mas como a repactuação retroagiu a janeiro de 2015 e os geradores tiveram que pagar o déficit de geração de todo este ano, na prática isto constituiu um crédito em favor dos geradores e o desconto não entra em vigor enquanto este crédito retroativo não for quitado.

A transferência de riscos para os consumidores não pode *a priori* ser considerada como errada, mas deve-se ressaltar que a alocação de riscos original do modelo de comercialização era bastante distinta. As exposições no MCP deveriam ser bancadas pelos agentes diretamente expostos. As distribuidoras seriam responsáveis durante o ano tarifário por eventuais descasamentos entre o custo da energia previsto na tarifa e o custo realizado, enquanto os geradores hídricos suportariam o risco hidrológico em seus contratos por quantidade. A transferência de riscos para o consumidor não se deu de forma planejada, mas com o simples intuito de reduzir o nível geral de risco para os agentes expostos à crise financeira.

Passada a crise hidrológica cabe uma reflexão de fundo sobre a conveniência de reestruturar o modelo de comercialização de energia no atacado especialmente nos aspectos que se mostraram mais frágeis na experiência recente.

4. Principais problemas do modelo de comercialização de energia no atacado

Três fatores relacionados à estrutura do modelo de comercialização brasileiro que levaram à crise financeira serão examinados a seguir.

O primeiro deles é a fragilidade do sistema de pagamentos para as transações realizadas no atacado, sobretudo as relacionadas ao Mercado de Curto prazo da CCEE, que será abordado na seção 4.1. O segundo fator está relacionado ao desenho do modelo de comercialização que induz a um volume muito alto de diferenças entre a energia vendida e a energia produzida pelo agente vendedor em situações de stress financeiro, a ser tratado na seção 4.2. O terceiro fator é o comportamento do preço de curto prazo (PLD) que em uma seca severa sempre tende a se estabilizar em valores extremamente elevados, ao mesmo tempo em que não fornece sinais econômicos corretos para a expansão da geração, a ser tratado na seção 4.3.

4.1. Fragilidade do Sistema de Pagamentos e garantias da CCEE

O Sistema de Pagamentos da comercialização de energia no atacado no Brasil tem dois aspectos relevantes:

- i. Os contratos de longo prazo bilaterais; e
- ii. A liquidação multilateral das diferenças.

A grande maioria dos problemas verificados durante a crise hidrológica foi relacionada não aos pagamentos bilaterais relacionados aos contratos, mas à liquidação das diferenças, que desde 2013 passou a representar volumes expressivos de obrigações de curto prazo, sem que os agentes e o sistema de pagamentos em si estivessem preparados para elas, levando a altíssimos níveis de inadimplência em sua maior parte devido a questionamentos judiciais.

A contratação da energia no atacado se faz no Brasil através de contratos bilaterais, onde o gerador corre o risco de crédito do consumidor. No caso específico dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), em que as distribuidoras contratam energia dos geradores, os contratos preveem a constituição de garantias adicionais pelas distribuidoras que mitigam de sobremodo o risco de crédito embutido na operação. Está previsto um mecanismo de constituição de garantias financeiras por parte das distribuidoras em benefício dos vendedores de forma a assegurar a disponibilidade de recursos vinculados ao contrato capazes de honrar os compromissos financeiros pactuados (ANEEL, 2016).

As garantias são regidas por um Contrato de Constituição de Garantias (CCG), firmado entre a distribuidora e a geradora. A distribuidora cede os recursos oriundos de suas receitas por fornecimento de eletricidade aos consumidores finais como garantia aos pagamentos relacionados ao contrato. Em caso de inadimplência por parte da distribuidora, o vendedor tem acesso à conta corrente centralizadora de recebíveis da contratante. Nesta conta são depositados os pagamentos das faturas de energia elétrica dos consumidores e, em caso de não pagamento do contrato, a instituição gestora designada no CCG, está autorizada previamente a reter e destinar ao gerador recursos capazes de sanar o inadimplemento.

O desenho das garantias dos CCEAR é considerado satisfatório, sendo robusto o bastante para se constituir na principal garantia para os financiamentos à construção dos novos empreendimentos de geração na modalidade *Project Finance*. Cada empreendedor de novos projetos de geração que se sagra vencedor de um leilão para o mercado regulado firma CCEAR com cada uma das distribuidoras que declararam necessidade de compra de energia no leilão. As distribuidoras têm garantia de repasse da compra de energia à tarifa dos consumidores e dão garantias adicionais na forma de cessão de recebíveis via Contrato de Constituição de Garantias (CCG).

No entanto, é importante mencionar que, não obstante o bom desenho do sistema de garantias dos CCEARs, foram verificados problemas na operacionalização dos CCGs. Em alguns casos, apesar de assinar os

CCGs, as distribuidoras e os bancos gestores não vêm cumprindo o disposto nos contratos. Na verdade, devido ao grande volume de contratos, a gestão e o compartilhamento das garantias dos contratos do ambiente regulado é de operacionalização complexa: a cada leilão, cada distribuidora firma contratos com todos os geradores que venceram o leilão e cada um desses contratos dá origem a um CCG que compartilha o acesso aos recebíveis da distribuidora. Com o passar dos anos, cada distribuidora passa a acumular grande número de CCEARs e o volume total de CCGs das distribuidoras ascende à casa dos milhares.

Os contratos no mercado livre também são bilaterais. Não há, porém, nem garantia de repasse dos custos efetivos da energia e nem uma padronização do desenho de garantias, que são negociadas livremente entre as partes. Devido à alta volatilidade dos preços de curto prazo da energia no Brasil, os consumidores livres são levados a contratar energia em prazos relativamente dilatados para padrões internacionais, sendo comuns contratos de quatro anos ou mesmo mais. Nem sempre, porém, são fornecidas garantias para prazos tão dilatados, o que na prática, aumenta a probabilidade de rescisão antecipada dos contratos. Para as operações genéricas ocorridas no mercado livre, no entanto, os mecanismos bilaterais de constituição de garantias financeiras dos contratos praticados pelos agentes (ressalvadas questões pontuais que não impactam o conjunto geral das contratações) têm se mostrado eficientes e adequados.

Já as transações no Mercado de Curto Prazo da CCEE têm característica multilateral. A CCEE calcula ao final do processo de contabilização a posição líquida credora ou devedora de cada um dos agentes. Na data da liquidação todos os devedores depositam os valores devidos em uma conta centralizadora da CCEE e, no dia seguinte, a instituição financeira que administra os pagamentos efetua transferências de recursos aos credores em suas respectivas contas. Caso haja inadimplência entre agentes devedores, há rateio da inadimplência entre os agentes credores, que recebem a mesma proporção dos seus respectivos créditos.

O mecanismo de aporte de garantias financeiras do MCP é frágil, pois se constitui em mera antecipação, de alguns dias, ao pagamento da liquidação, através de aporte do valor devido, acrescido de uma pequena

margem, pelos devedores da liquidação subsequente, não existindo mecanismos eficientes para recompor em tempo hábil (antes da liquidação financeira) o aporte do devedor inadimplente.

Em mercados de energia dos países desenvolvidos (na verdade, em mercados de commodities de forma geral, inclusive no Brasil) pratica-se outro regime de garantias: o depósito de garantias ou a apresentação de uma garantia bancária deve ser feita antecipadamente, isto é, no momento da contratação, antes de haver geração e consumo e, não, como é praticado no MCP, após a contabilização.

4.1.1 Arcabouço de garantias financeiras do MCP

Desde a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), foram adotados diversos modelos de aporte de garantias financeiras para as operações no MCP.

O primeiro modelo foi adotado após a publicação da Resolução ANEEL 161/2001. Nesse modelo, previa-se a apresentação, pelos agentes de mercado, de garantias financeiras no montante de 30% da estimativa de compra anual de energia no MAE. A adoção deste modelo era eficiente para a época, pois de tratava de um mercado constituído essencialmente de geradores em sua maioria de grande porte e de distribuidoras.

Como o MCP não operou até dezembro de 2002, iniciando suas liquidações a partir de 2003 e o fez com inadimplência quase inexistente nos primeiros quatro anos de operação, a análise de compatibilidade dos mecanismos de garantia financeira não mereceu maior atenção; ou seja, como o mercado estava funcionando, não havia motivos para alterá-lo. Além disto, o mercado livre ainda era incipiente no país e a regulamentação que vedou o reajuste tarifário para as distribuidoras inadimplentes era elemento poderoso de garantia financeira nas liquidações do MCP.

Em 2006, o mercado livre já havia crescido significativamente com o ingresso de agentes dos mais diversos setores da economia, com comportamentos heterogêneos e diferentes dos agentes geradores e distribuidores originais do MCP. Por isso, o modelo de garantias foi modificado com vistas a conferir maior confiabilidade às operações. Foi

publicada a Resolução Normativa ANEEL 216/2006, que determinava o aporte de garantias considerando a média das três últimas posições devedoras no MCP. No entanto, o modelo não se mostrou efetivo, na medida em que não era realizada uma previsão de exposição futura dos agentes.

Em janeiro de 2008, quando o PLD disparou, houve inadimplência no MCP de agentes que não tinham posições devedoras no passado e que ficaram expostos a montantes significativos.

Em função desta situação, em 2008, a ANEEL alterou o arcabouço de garantias por meio da edição da Resolução Normativa 336/2008, o qual previa mecanismos de garantia conforme as expectativas de exposições futuras (seis próximas liquidações) dos agentes de mercado. Nesta Resolução, caso ocorresse inadimplemento e as garantias se mostrassem insuficientes, haveria rateio do saldo devedor entre os agentes credores.

Este modelo também se mostrou insuficiente para garantir a confiabilidade das operações do MCP. A Nota Técnica 87/2012-SEM/ANEEL enumera as fraquezas daquele modelo¹⁴:

- i. “Não previne o mercado do mau comportamento de agentes, ou seja, não impede a falta de aporte de GF [garantia financeira] e permite que inadimplentes quanto ao aporte de GF continuem operando no mercado;
- ii. As GF são calculadas com base em análise momentânea das exposições (data específica), permitindo que sejam utilizados mecanismos para distorcer a exposição do agente e, via de consequência, os valores da garantia. Uma das formas utilizadas é o registro de novos contratos de venda após o cálculo da respectiva GF. Esse problema somente pode ser verificado depois que ocorre, quando não há mais mecanismos para se evitar/mitigar o dano financeiro;
- iii. Na maior parte dos casos, as inadimplências são provocadas por agentes que não aportam garantias, ou seja, nesses casos

¹⁴ A enumeração não consta do original.

- o mecanismo não é robusto para mitigar os efeitos da inadimplência no MCP;
- iv. Os contratos existentes dos agentes inadimplentes permanecem válidos até que esses sejam desligados, ampliando, com isso, os débitos que são rateados com o mercado; e
 - v. A garantia financeira hoje é utilizada como pré-pagamento da liquidação financeira, e não como uma real garantia para as operações no âmbito da Câmara.”

Diante dessas fragilidades, a ANEEL abriu a Audiência Pública 072/2012, destinada a obter subsídios para o aprimoramento do mecanismo de garantias financeiras.

Conforme descrito na Nota Técnica SEM/ANEEL 086/2013 (ANEEL, 2013), a CCEE, após reuniões realizadas com a própria ANEEL e os agentes do mercado, apresentou proposta conceitual, apresentada no Anexo I da Nota Técnica 087/2012, consubstanciada em três princípios:

- i. Participação de instituições financeiras como garantidores do processo de liquidação financeira do mercado de curto prazo;
- ii. O compartilhamento dos riscos da compra e venda de energia elétrica entre vendedores e compradores; e
- iii. A introdução de mecanismos para não propagação e agravamento da inadimplência de um agente, em especial a possibilidade de suspensão da eficácia dos registros de seus contratos de venda que ultrapassem seu limite operacional e eventual impedimento de registro de novos contratos de venda.

A proposta vem sendo implementada em fases. A primeira fase introduziu a suspensão da eficácia dos registros dos contratos, por meio da Resolução Normativa 531/2012. Esta Resolução foi substituída pela Resolução Normativa 622/2014, de 19 de agosto de 2014, atualmente em vigor, que trata também do estabelecimento dos limites operacionais para os agentes e introdução de instituições financeiras como garantidoras das operações.

O regramento atual, em suma, disciplina que a cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do MCP, a CCEE deverá verificar a condição potencial de inadimplência de cada agente vendedor ou cedente, em termos de garantias financeiras constituídas para fins de efetivação de registros validados de seus contratos de venda (art. 19).

Caso não haja garantias financeiras suficientes, a CCEE não promoverá a efetivação dos registros dos montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes.

As garantias financeiras devem ser constituídas pelo agente da CCEE mediante a contratação de operação de crédito junto ao agente garantidor, quando se tratar do limite operacional e junto a qualquer instituição financeira apta a atuar em território nacional, de acordo com a aceitação do agente de liquidação, quando se tratar de garantias avulsas¹⁵.

A constituição de limite operacional é responsabilidade de cada agente da CCEE, arbitrado de acordo com sua própria avaliação de risco acerca da conjuntura de mercado e de suas contrapartes. O agente garantidor é solidariamente responsável com o contratante, até o montante contratado.

Além disso, é facultado ao agente constituir garantias avulsas complementares ao limite operacional. A regra da ANEEL permite que os Procedimentos de Comercialização da CCEE restrinjam as garantias avulsas a uma fração do limite operacional, ou ainda até mesmo suprimir totalmente a possibilidade de aporte de garantias avulsas.

No entanto, a exigência de limites operacionais foi suspensa pelo Despacho 2718/2015, tendo em vista que as instituições financeiras não possuíam sistemas e serviços adequados até o início da vigência da REN 622. Nesse contexto, o Despacho determinou:

¹⁵ A CCEE deve ser aceitar os seguintes ativos financeiros, isoladamente ou em composição:

I - Moeda corrente nacional;

II - Títulos públicos federais;

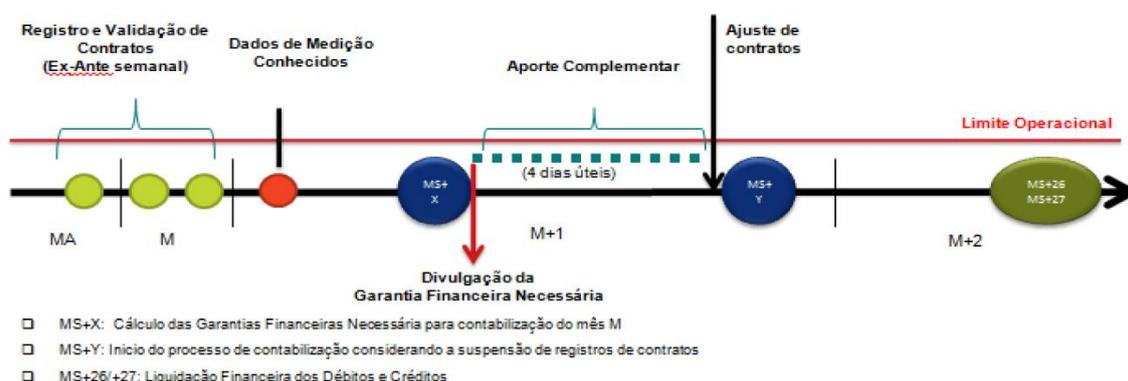
III - Carta de fiança; ou

IV - Quotas de fundos de investimento extra mercado.

- i. Suspender, até a expedição de nova disciplina pela ANEEL, a exigibilidade do disposto no art. 30 da Resolução Normativa 622, de 19 de agosto de 2014;
- ii. Até que se torne exigível a constituição de limites operacionais, de que trata a Resolução 622, os agentes da CCEE proponentes ou habilitados à comercialização varejista devem constituir garantias financeiras equivalentes ao limite operacional mediante: (a) contratação de cartas fiança com prazos de vencimento em trinta, sessenta e noventa dias, aportando mensalmente nova carta fiança com vencimento para noventa dias; ou (b) outros ativos financeiros aceitos e assegurados pelo agente de liquidação, desde que permitam a mesma sistemática do limite operacional, notadamente a possibilidade de execução fracionada mensal; iii) a constituição de garantias financeiras, nos termos referidos em (ii), deve ser informada pelo agente de liquidação à CCEE.

A Figura 1 abaixo resume os prazos envolvidos no processo de liquidação financeira no MCP e as respectivas datas de aporte de garantias e eventual redução contratual.

Figura 1
Processo de garantias financeiras



Fonte: Nota Técnica 086/2013-SEM/ANEEL.

A figura mostra que a apuração da necessidade de garantias é realizada *após* a medição e não antes da negociação bilateral entre os agentes. O efeito do não aporte de garantias é a redução dos contratos bilaterais entre as partes (afetando, portanto, a contraparte do agente com insuficiência de garantias) e penalização do agente que não cumpriu com

as obrigações de aporte e de liquidação no MCP. A redução dos contratos é um avanço em relação à regulamentação anterior, na medida em que induz o comprador de energia a buscar vendedores de maior idoneidade e capacidade econômico-financeira, mas torna o ambiente de comercialização mais arriscado para os compradores, pois eles têm capacidade limitada de avaliar a capacidade do vendedor de efetuar eventuais depósitos de garantias na CCEE.

No entanto, na prática não há mecanismo de gestão de risco que impeçam a abertura de posições a descoberto, nem que elimine os contratos de agentes que não obedeçam à chamada de margem sem afetar a contraparte e, ainda, que eliminem o risco de inadimplência no MCP.

4.2. Alto volume de diferenças durante a crise hidrológica

Em uma situação de seca severa como a ocorrida entre fins de 2012 até 2015 há dois tipos distintos de diferenças. Defini-los e entendê-los permite explicar a raiz do risco financeiro elevado da comercialização de energia e pode fornecer fundamento para propostas de aprimoramento¹⁶:

- i. **Tipo 1 -Diferenças não gerenciáveis:** diferenças no MCP que não decorrem de decisões dos agentes, pois são fruto do descasamento entre as garantias físicas (energia comercializável) e o despacho físico. Este tipo de transação está estruturalmente vinculadas à forma como estão contratadas grande parte da *geração térmica* e a *energia de reserva*.
- ii. **Tipo 2 - Diferenças gerenciáveis:** Decorrem de decisões dos próprios agentes ou de variáveis que podem ser gerenciadas por eles, como as estratégias de contratação e o nível de consumo.

4.2.1 Diferenças não gerenciáveis (Tipo 1)

As diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) são decorrência do descasamento entre a garantia física (energia comercializável) e a geração efetiva. Em

¹⁶ Para esta seção, ver Castro e Brandão (2015) e também Castro e Brandão (2010a).

uma situação de seca severa o volume de diferenças não gerenciáveis está ligado à forma de contratação das usinas termoeletricas e da Energia de Reserva.

As termoeletricas, sobretudo as com Custo Variável Unitário (CVU) elevado, têm garantia física substancialmente menor do que a potência disponível. Desta forma, quando são despachadas e geram a plena capacidade geram créditos no MCP. Na verdade, a garantia física de qualquer usina normalmente é menor que sua potência disponível¹⁷. No caso específico das centrais termoeletricas, a diferença entre a potência disponível e a garantia física é tanto maior quanto maior o CVU da usina, refletindo em parte o fato de que usinas de CVU elevado terem baixa frequência esperada de despacho, com utilização restrita a períodos de escassez hídrica.

As termoeletricas com garantia física menor que a potência disponível *sempre geram diferenças no MCP* em situações de seca severa. Mesmo que usinas termoeletricas estejam 100% contratadas, isto é, que tenham comprometido toda a sua garantia física em contratos com consumidores, o volume de energia gerado será superior ao contratado, tornando-as credoras no MCP. No caso das usinas contratadas por disponibilidade, as distribuidoras contratantes, que arcam com os custos de operação das usinas, serão detentoras dos créditos no MCP referentes ao montante de energia gerado em excesso à garantia física. Estas usinas também acarretam diferenças não gerenciáveis em situações de hidrologia favorável: nesses casos elas permanecem ociosas e, caso estejam 100% contratadas, haverá um débito no MCP equivalente à diferença entre a energia gerada (zero) e a garantia física comercializada. Não se trata, porém, de um caso financeiramente problemático, pois as diferenças serão, nestas situações, valoradas a um PLD baixo, inferior ao CVU das usinas.

As usinas contratadas como energia de reserva constituem um reforço de geração para o sistema e por isso não podem lastrear consumo. Não

¹⁷ A disponibilidade ou potência disponível é energia que pode ser produzida efetivamente pela usina. É calculada a partir da potência da usina descontada de seu fator de capacidade e das previsões para manutenções preventivas e paradas forçadas.

estando nunca contratadas, elas dão origem a diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) no MCP em qualquer cenário hidrológico em volume igual ao de sua geração efetiva. Essas plantas são custeadas pelos consumidores mediante encargo específico (EER - Encargo de Energia de Reserva) e geram energia sempre que há condições operacionais, vendendo toda a produção no MCP ao PLD do momento. O produto dessas vendas é depositado na Conta de Energia de Reserva (CONER), gerida pela CCEE, reduzindo a necessidade de encargos ou, caso as receitas auferidas no MCP sejam superiores ao custo dos contratos com os geradores (como ocorreu em 2014 e 2015) permitindo a restituição de recursos aos consumidores.

O ponto distintivo das diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) é o fato de ocorrerem de forma automática, sem que geradores ou consumidores tenham qualquer capacidade de gestão sobre elas. No caso das diferenças originadas pela geração térmica acima da garantia física, elas ocorrem como decorrência de decisão do ONS e não dos agentes. E no caso da energia de reserva, constituída de usinas com CVU igual a zero (cogeração a biomassa, eólicas e mais recentemente também usinas solares), são centrais que produzem energia (e geram diferenças) sempre que há condições para tal.

Cabe frisar que aos créditos gerados no MCP por diferenças do Tipo 1, originadas no despacho térmico ou na geração de energia de reserva, correspondem débitos contra outros agentes. Ou seja, a uma diferença positiva entre a energia medida e a energia contratada em alguns contratos deve necessariamente corresponder uma diferença negativa para outros contratos ou perfis.

Entretanto a contraparte para as diferenças do Tipo 1 não é determinada de antemão, pois ela depende da forma como os agentes contrataram sua energia. Em um exemplo hipotético, se a garantia física total do sistema for igual ao consumo e se todos os consumidores estiverem 100% contratados, um eventual excedente da geração térmica com relação à garantia física total das termoeletricas corresponderá a um déficit de geração das hidroelétricas, a ser honrado por:

- i. Distribuidoras na parte relativa à energia de Itaipu,
- ii. Distribuidoras, nas diferenças referentes às hidroelétricas contratadas no regime de cotas,
- iii. Distribuidoras, no caso das hidroelétricas com risco hidrológico repactuado, até o limite de repactuação de risco contratado; e
- iv. Geradores hídricos que não operem no regime de cotas e que não tenham repactuado o risco hidrológico.

No entanto, se alguns geradores hídricos optarem por deixar parte de sua garantia física descontratada ou então vinculada a contratos de prazo curto, eles poderão reduzir ou até eliminar sua exposição ao MCP quando houver déficit de geração hídrica (GSF). Em suma, eles deixarão de auferir receitas no MCP em situações em que houver excesso de geração hídrica (energia secundária), mas, em compensação, não precisarão comprar energia ao PLD para honrar seus contratos durante situações de seca severa. Esta possibilidade não chega, porém, a resolver o problema do ponto de vista do sistema como um todo, pois as diferenças do Tipo 1 são necessariamente contabilizadas e, por isso, sempre há uma contraparte para elas. Desta forma, no caso dos geradores hídricos se protegerem evitando firmar contratos longos com a totalidade da sua garantia física, os consumidores, sejam livres ou cativos, terão dificuldade em contratar todo o consumo em contratos longos, ficando expostos aos preços de curto prazo, ou seja, ao PLD.

As diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) só são mitigadas quando, em um dado momento, um agente tem um contrato ou perfil com saldo credor no MCP e outro contrato ou perfil com saldo devedor. Neste caso, o crédito pode compensar, ainda que parcialmente, o débito, reduzindo ou até eliminando o volume a ser liquidado.

4.2.2 Diferenças gerenciáveis (Tipo 2)

As diferenças gerenciáveis (Tipo 2) decorrem de fatores que em princípio estão sob gestão e responsabilidade de um agente, como, por exemplo, a estratégia contratação de energia dos geradores e o nível de contratação dos consumidores.

Os *geradores* podem deixar parte garantia física descontratada, seja como estratégia comercial de vincular parte das receitas ao PLD, seja por não

terem encontrado consumidores dispostos a comprar toda a sua energia. Quando a garantia física descontratada corresponde, parcial ou integralmente, à geração efetiva, o gerador se torna credor no MCP.

Os *geradores hídricos* têm motivação para deixar parte de sua garantia física descontratada – trata-se da estratégia de *hedge* examinada na seção anterior¹⁸. No entanto, quando o montante de garantia física descontratada é maior que o déficit de geração, isso cria uma diferença no MCP e o gerador se torna credor no MCP mesmo em situação de seca. Em 2013 e 2014 alguns geradores hídricos, que não aceitaram renovar suas concessões em fins de 2012, ficaram nesta situação, isto é, com um montante de garantia física descontratada superior ao déficit de geração hídrico, auferindo ganhos expressivos.

Geradores térmicos também podem ficar descontratados caso não consigam obter contratos de longo prazo com características adequadas ao seu negócio. As termoelétricas construídas recentemente foram contratadas por disponibilidade e não apresentam esse tipo de problema. Mas usinas térmicas mais antigas podem ter dificuldades para obter novos contratos uma vez expirados os contratos originais. A principal razão decorre da exposição da maior parte dos geradores térmicos ao risco de variações nos preços de combustíveis. Este risco pode tornar problemática a contratação de energia no longo prazo a preços fixos, que é a forma corrente de contratação no mercado livre. Por outro lado, a contratação de energia térmica em um leilão de energia existente para o mercado regulado tem como principal dificuldade o fato de não serem frequentes leilões desse tipo para contratação na modalidade por disponibilidade – a única capaz de eliminar o risco de variações nos preços de combustíveis para o gerador térmico. Sendo assim, resta a esse tipo de gerador a contratação em horizontes curtos de tempo ou então permanecer descontratado, à espera de momentos de hidrologia desfavorável, onde são possíveis vendas a um PLD elevado ou através de contratos curtos com preços altos.

¹⁸ A repactuação do risco hidrológico dos geradores hídricos com contratos com o ambiente regulado reduziu a necessidade de manter parte da garantia física descontratada, pois o risco hidrológico, isto é, o risco de exposição ao MCP em situações de seca severa foi transferido em parte para os consumidores regulados mediante desconto no preço dos contratos.

Em 2013 e 2014 vários geradores térmicos ficaram nesta situação, como foi o caso de duas térmicas descontratadas (Araucária e Cuiabá) que geraram de forma contínua, vendendo energia no MCP. A AES Uruguaiana, igualmente descontratada, também gerou durante alguns meses, liquidando sua energia no MCP, assim como, residualmente, também a UTE Norte Fluminense (Castro e Brandão, 2015).

O inconveniente de existirem geradores que por qualquer razão optaram por deixar descontratada parte de sua garantia física e que têm geração excedente está no fato de que esta produção de energia contabiliza débitos para outros agentes do mercado, deixando-os necessariamente em posição *short* no MCP conforme as regras de comercialização, que contêm muitos mecanismos de transferência e de rateio de riscos. Em suma, as diferenças gerenciáveis ocasionadas pelas estratégias de contratação de alguns agentes, criam compromissos para terceiros, aumentando o grau do risco financeiro do sistema, sobretudo em um período de seca prolongada, quando o PLD seguramente estará elevado. Essa geração não vinculada a contratos sempre gera créditos no MCP, aos quais corresponderão débitos para terceiros.

Os consumidores podem ser a contraparte de tais diferenças no MCP para os créditos em favor dos geradores descontratados, quando não conseguirem contratos com outros agentes. Caso os consumidores estejam contratados, a contraparte da sobra de energia descontratada no MCP será direcionada aos geradores hídricos que comprometeram percentual elevado de sua garantia física em contratos ou a distribuidoras via risco hidrológico de Itaipu, das cotas e das hidroelétricas com risco repactuado.

Os *consumidores livres* também podem dar origem a diferenças gerenciáveis (Tipo 2) na medida em que alterem seu padrão de consumo, descasando-o de seus contratos de energia. Em 2014 vários consumidores eletro intensivos com contratos de energia de longo prazo optaram por reduzir a produção de suas fábricas para auferirem receitas expressivas no MCP em razão do PLD elevado (Castro e Brandão, 2015).

Também ocorrem diferenças por conta de decisões de *sazonalização da garantia física* de usinas hidroelétricas com perfil diferente dos contratos com consumidores. Isso ocorre quando os geradores hídricos optam por

distribuir ao longo do ano sua garantia física (a sazonalização, é feita ao final do ano anterior) de forma distinta de sua carteira de contratos com consumidores, gerando com isso diferenças positivas em alguns meses e negativas em outros¹⁹.

Finalmente, podem ocorrer diferenças gerenciáveis no MCP por *diferenças fortuitas* entre montantes contratados e medidos, devido a paradas para manutenção de equipamentos de geração e variações não previsíveis no consumo. Nesse caso tratam-se de diferenças que estão sob gestão dos atores e que podem ser minimizadas, mas dificilmente eliminadas de todo.

4.3. O papel do Preço de Liquidação de Diferenças no modelo brasileiro

A grave crise financeira recente da comercialização de energia no atacado foi marcada por um longo período de preços de curto prazo muito elevados. Por um lado, é natural que os preços da energia subam em condições de escassez. Por outro lado, os preços de curto prazo da energia têm no Brasil uma volatilidade demasiadamente elevada. O PLD se comportou historicamente de forma muito volátil, alternando longos períodos com valores irrisórios e outros em valores extremos. A crise financeira de 2013 a 2015 alcançou as dimensões verificadas em boa parte devido aos elevados valores do PLD.

Porém, a questão é mais profunda, não se limitando à valoração das diferenças. O PLD é o custo de oportunidade para os agentes do mercado atacadista, mas infelizmente ele fornece sistematicamente sinalizações econômicas inadequadas para os agentes. Há uma discrepância acentuada entre o PLD e os custos de produção da geração de energia

¹⁹ A sazonalização da garantia física das hidroelétricas é uma poderosa ferramenta de gestão de portfólio para agentes de geração. Ela permite, por exemplo, montar uma carteira com energia firme ao longo do ano a partir de usinas de biomassa de cana de açúcar, que só produzem energia durante o período de safra, e hidroelétricas com garantia física sazonalizada de forma complementar à produção de bioeletricidade. Por outro lado, a sazonalização da garantia física das hidroelétricas também pode ser utilizada para montar posições financeiras que se beneficiem do PLD esperado. Nesse caso o gerador sazonaliza sua garantia física em um padrão diferente dos contratos com consumidores de forma a gerar diferenças positivas em alguns meses e negativas em outros meses, lucrando caso o PLD médio nos meses em que o gerador é credor for superior ao PLD médio nos meses em que ele é devedor.

elétrica. E esta discrepância não dá sinais econômicos para orientar as decisões de investimento e desinvestimento por parte dos geradores. Nestes termos, considera-se necessária e conveniente colocar na ordem do dia uma discussão sobre uma eventual revisão na lógica econômica de determinação do preço de curto prazo da energia.

A seção 4.3.1 procura demonstrar que o PLD não emite sinais econômicos adequados para a expansão da geração. Na seção 4.3.2, mostra-se que o modelo atual de contratação de energia nova através de contratos de longo prazo foi a forma encontrada de assegurar receitas fixas para os novos geradores em um mercado em que o preço de curto prazo não tem relação com os custos de produção.

4.3.1 Disfunções na sinalização econômica do PLD

O parque de geração brasileiro atual e o parque projetado em um horizonte de dez anos apresentam forte predominância de centrais de geração com estrutura de custos baseada em custos fixos. O parque gerador predominantemente ou não utilizam combustíveis – sobretudo hidroelétricas, mas recentemente também uma quantidade crescente de parques eólicos – ou utilizam combustíveis, mas com certo nível de inflexibilidade, sem que este consumo de combustíveis esteja relacionado aos preços da energia.

A preponderância dos custos fixos no parque gerador hoje contratado pode ser constatada pela análise dos dados publicados pela EPE para o leilão A-5 de 2016²⁰. Algumas características do sistema modelado para o cálculo das garantias físicas para aquele leilão são apresentadas na Tabela 2. A carga que pode ser atendida pelo sistema já contratado (incluindo usinas com contratos, mas ainda não operacionais na data do leilão) é de 87.730 MW_{méd} (EPE 2016b). A capacidade instalada termoelétrica total é de 27.102 MW, contando tanto com a geração nuclear como as térmicas que utilizam combustíveis fósseis. Pequenas centrais termoelétricas, na sua quase totalidade plantas de cogeração a bagaço de cana, não estão incluídas neste total.

²⁰ Ver em www.epe.gov.br

Tabela 2
Dados sobre o sistema modelado para o leilão
A-5 de 2016

Variável	Valor	Unidade	Legenda
Carga	87.730	MWméd	A
Capacidade instalada termoelétrica	27.102	MW	B
Disponibilidade termoelétrica	24.314	MWméd	C
Geração termoelétrica inflexível	6.633	MWméd	D
Disponibilidade termica flexível	17.749	MWméd	E
Térmicas flexíveis/Carga	20,2	%	F= E/ A
Geração térmica flexível esperada	5.765	MWméd	G
Geração térmica flexível esperada/Carga	6,6	%	H = G/ A
Geração baseada em custos fixos mínima	79,8	%	I = (1 - F)
Geração baseada em custos fixos esperada	93,4	%	J = (1 - H)

Elaboração própria com base em EPE, *Deck para cálculo das Garantias Físicas para o Leilão A-5/2016* (www.epe.gov.br)

A disponibilidade térmica total (calculada com o fator de capacidade da central, as previsões para manutenções programadas e paradas forçadas de cada usina) é de 24.314 MWméd (C). Desta disponibilidade térmica, 6.633 MWméd (D) correspondem à inflexibilidade operativa de termoelétricas, isto é, a geração que ocorre independente das condições hidrológicas, seja proveniente de plantas termonucleares, de cogeração ou de centrais com contratos de *take or pay* de combustível. Estas centrais inflexíveis também representam custos fixos para o sistema, uma vez que há gastos com combustíveis que irão ocorrer de forma previsível, independente do comportamento da hidrologia. Os custos variáveis do sistema advêm de termoelétricas totalmente flexíveis ou com parte de sua capacidade não comprometida com a geração mínima. A disponibilidade térmica flexível total é de 17.749 MWméd (E), representando apenas 20,2% da carga (F).

No caso extremo, em que o Operador Nacional do Sistema utilize a plena carga todo o parque térmico flexível, ainda assim 79,8% (I) da geração terá somente de custos fixos. O valor esperado da geração térmica flexível é bem menor, apenas 5.765 MWméd, ou 6,6% da carga (H). Isto quer dizer que a situação esperada é de que 93,4% (J) de toda a geração do sistema será feita com tecnologias baseadas em custos fixos e com usinas

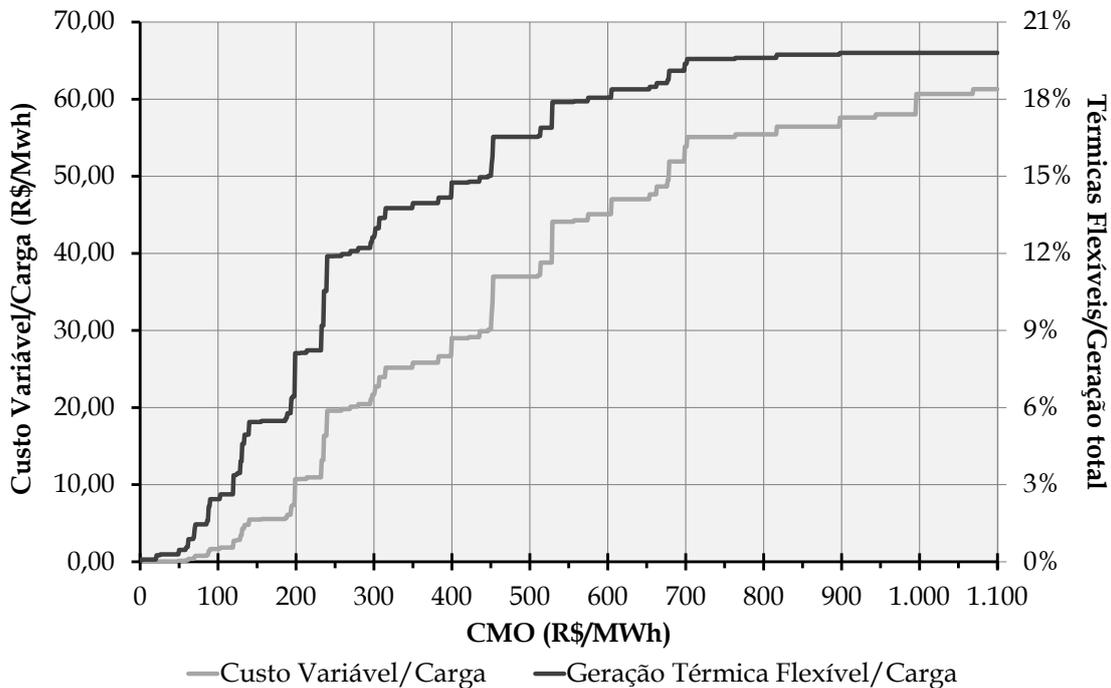
térmicas com geração inflexível. E haverá então termoeletricas flexíveis paradas, com potência disponível suficiente para abastecer 13,8% da carga do SIN, agregando apenas custos fixos ao sistema. Somente térmicas com potência disponível equivalente a 6,6% da carga terão custos *fixos e variáveis* neste momento.

Em um sistema fortemente baseado em custos fixos, espera-se, que os custos totais de produção de energia elétrica variem pouco. Esta afirmativa pode ser verificada pelo Gráfico 2, que exhibe o custo variável do sistema como um todo (isto é, o somatório dos custos variáveis de toda a geração flexível acionada no momento) dividido pela carga, em função do Custo Marginal de Operação (CMO, valores em R\$/MWh representados no eixo esquerdo).

Também está traçada no Gráfico 2 a participação da geração flexível na carga (valores em percentuais da carga total no eixo direito). Muito embora os custos variáveis unitários das termoeletricas brasileiras sejam elevados, quando calculados em relação à disponibilidade das próprias termoeletricas flexíveis (R\$ 303/MWh no deck do leilão A-5 de 2016), os custos variáveis calculados em relação à carga são relativamente baixos, devido à pequena participação da geração flexível no parque gerador.

Assim, embora o CMO atinja valores de até R\$ 4.004,00/MWh e o PLD esteja limitado a R\$ 422,56/MWh, o Custo Variável em relação à carga assume no máximo o valor de R\$ 61,31/MWh, quando ocorre o despacho contínuo de todo o parque gerador térmico.

Gráfico 2
Custo variável em relação à carga e participação da geração térmica flexível na geração total em função do CMO



Elaboração própria com base em EPE, *Deck para cálculo das garantias físicas do leilão A-5 de 2016* (www.epe.gov.br).

O passo seguinte do raciocínio é comparar a variabilidade dos custos de produção à variabilidade dos preços calculados pelos modelos computacionais. Para dimensionar os custos totais de produção adotou-se aqui uma suposição simples: que o custo médio de produção, que será denominado por **Custo de Geração de Eletricidade (CGE)**, é igual ao Custo Marginal de Expansão (CME), calculado pela EPE em R\$ 193/MWh para 2016 (EPE 2016c). Como o custo médio de produção (CGE) é a soma de custos fixos e variáveis e como o Custo Variável Médio esperado em relação à carga, usando os dados da EPE para o leilão A-5 de 2016, pode ser calculado em R\$ 10,84/MWh, é possível estimar um Custo Fixo para o sistema como um todo de R\$ 182,16/MWh.

A partir destas premissas é possível calcular qual é o CGE em cada cenário modelado e com isso se pode construir algumas estatísticas descritivas sobre preços e custos, baseadas nas simulações de CMO para o subsistema Sudeste Centro-Oeste usadas no mesmo leilão A-5 de 2016.

As estatísticas foram produzidas com base em duas mil séries mensais em um período total de cinco anos. A Tabela 3 exhibe as estatísticas de preços e custos em base mensal (duas mil séries de sessenta meses). Observa-se que o CMO em média é bem próximo do CGE, o que seria de se esperar, pois por um lado o critério de convergência da simulação foi igualar o CMO ao CME e, por outro lado, foi suposto aqui que o CGE também iguala-se ao CME. O PLD esperado é menor, apenas R\$ 179,05/MWh, indicando que a aplicação do piso e do teto atuais ao PLD resulta em uma redução do valor esperado do PLD com relação aos demais indicadores de custos.

Tabela 3
Médias mensais de preços e custos de eletricidade. Estatísticas descritivas em R\$/MWh

	CMO	PLD	CGE	Custo Variável
Média	192,86	179,05	193,00	10,84
Mediana	169,58	169,58	187,70	5,54
Mínimo	-	30,25	182,16	-
Máximo	4.004,00	422,56	243,47	61,31
Volatilidade	316,26	123,92	12,92	12,92

Elaboração própria baseada em EPE, Dados para leilão A-5, 2016.

Há que destacar, ainda com base na Tabela 3, que o CGE mensal tem uma amplitude de variação muitíssimo menor que o CMO e o PLD. O valor mínimo para o CMO é zero, enquanto o PLD tem como piso R\$ 30,25/MWh. Já o CGE tem como piso o Custo Fixo do Sistema, que é R\$ 182,16/MWh, valor maior inclusive que o PLD médio. Por outro lado, o CGE tem um valor máximo bastante modesto quando comparado ao CMO e o PLD. Enquanto o CMO pode atingir R\$ 4.004/MWh e o PLD tem como teto R\$ 422,56/MWh, o CGE não ultrapassa os R\$ 243,47/MWh. A volatilidade do CGE, medida aqui pelo desvio padrão²¹

²¹ O desvio padrão é usado aqui apenas como medida de volatilidade das variáveis. Além de ser uma medida de volatilidade, o desvio padrão também pode ser utilizado para cálculos de probabilidade para dados que apresentem uma distribuição normal ou próxima da normal, o que não é o caso aqui, pois o CMO e o PLD têm distribuições fortemente assimétricas, com preponderância da ocorrência de baixos valores.

também é muito menor do que a do CMO e do PLD. Enquanto a volatilidade do CMO, medida em base mensal, é de R\$ 316,26/MWh e a do PLD é R\$ 123,92/MWh, a volatilidade do CGE é muito menor: R\$ 12,92/MWh.

A Tabela 4 exhibe o mesmo conjunto de estatísticas, porém calculadas a partir de médias anuais (duas mil séries cada uma com cinco valores expressando as médias anuais do CMO, PLD, CGE e Custo Variável). Nesta linha analítica, a amplitude entre valores mínimos e máximos reduz um pouco, assim como diminui a volatilidade de cada uma das séries. Ainda assim, a volatilidade do PLD ainda é mais de nove vezes maior do que a volatilidade do CGE: R\$ 100,42/MWh versus R\$ 11,06/MWh.

Tabela 4
Médias anuais de preços e custos de eletricidade. Estatísticas descritivas em R\$/MWh

	CMO	PLD	CGE	Custo Variável
Média	192,86	179,05	193,00	10,84
Mediana	147,25	153,53	189,38	7,22
Mínimo	7,44	32,20	182,17	0,01
Máximo	3.239,32	422,56	243,42	61,26
Volatilidade	263,75	100,42	11,06	11,06

Elaboração própria baseada em EPE, Dados para leilão A-5, 2016.

Por fim, a Tabela 5 apresenta as estatísticas descritivas de preços e custos a partir de médias de cinco anos (duas mil médias calculadas a partir das séries quinquenais originais). Todas as variáveis têm sua amplitude amortecida ao refletirem a média de um período mais longo: os valores mínimos são maiores do que nas tabelas anteriores e há redução dos valores máximos. A volatilidade das séries também cai, mas ainda assim a volatilidade do PLD é mais de nove vezes a volatilidade do CGE: R\$ 60,48/MWh contra R\$ 6,66/MWh.

Tabela 5
Médias de cinco anos de preços e custos de eletricidade.
Estatísticas descritivas em R\$/MWh

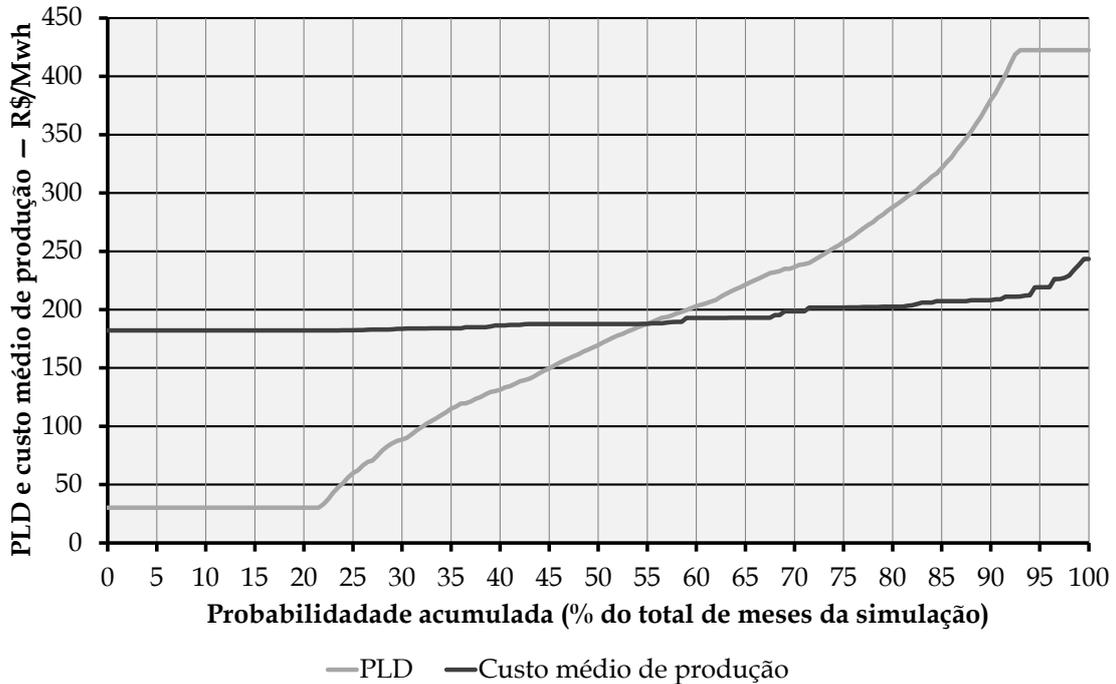
	CMO	PLD	CGE	Custo Variável
Média	192,86	179,05	193,00	10,84
Mediana	168,40	172,19	191,69	9,54
Mínimo	39,42	55,43	182,93	0,77
Máximo	1.298,90	407,13	225,94	43,78
Volatilidade	129,51	60,48	6,66	6,66

Elaboração própria baseada em EPE, Dados para leilão A-5, 2016.

As estatísticas apresentadas demonstram de forma clara e objetiva que os custos médios de produção, estimados pelo CGE - Custo de Geração de Eletricidade, variam relativamente pouco, o que contrasta de forma aguda com a altíssima volatilidade do CMO e do PLD. A baixa variabilidade dos custos de produção é uma consequência direta do fato do parque gerador brasileiro ser fortemente baseado em usinas com estrutura de custos baseadas em custos fixos.

A análise das curvas de permanência do PLD e do CGE oferece um *insight* interessante sobre a relação (ou melhor, a falta de relação) entre o preço de curto prazo do mercado brasileiro e os custos de produção de energia. O Gráfico 3 apresenta as curvas de permanência traçadas a partir de dados com frequência mensal. O que se observa é que a convergência entre o PLD e o CGE é um evento atípico: há uma probabilidade de apenas 26,5% de o PLD estar em um intervalo entre 20% acima e 20% abaixo do CGE.

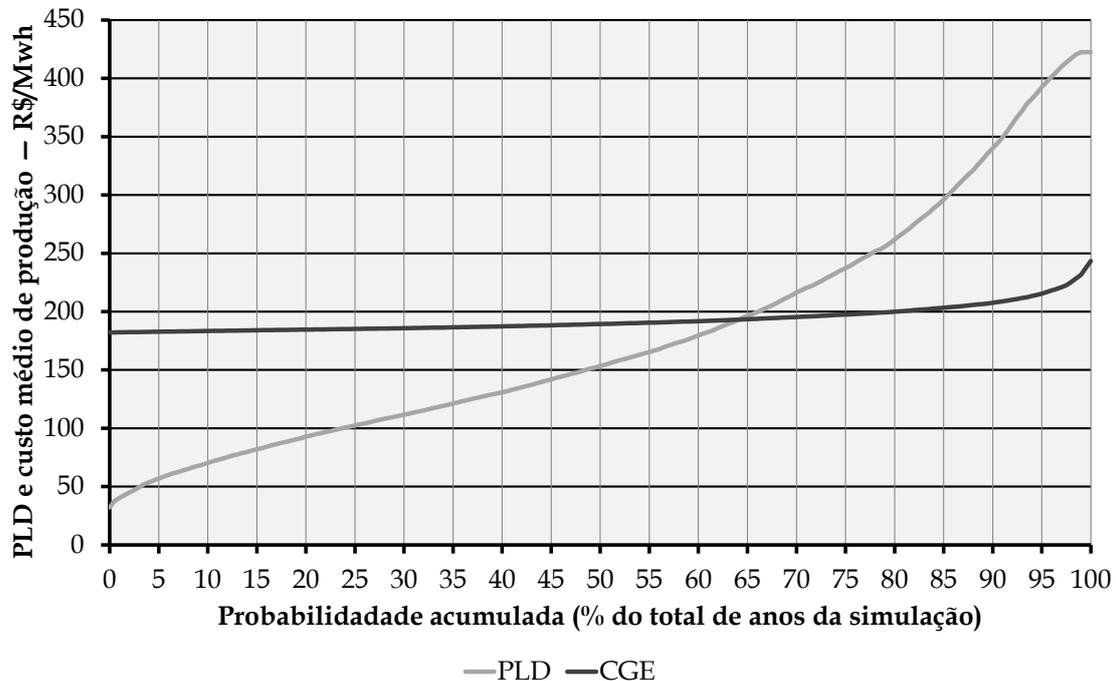
Gráfico 3
PLD e CGE. Curva de permanência para médias mensais. Leilão
A-5 2016 (SE-CO)



Elaboração própria com base em EPE, *Caso Base para cálculo das garantias físicas do leilão A-5 de 2016* (www.epe.gov.br).

O Gráfico 4 exibe as curvas de permanência traçadas a partir de dados com frequência anual. O que se constata é que mesmo utilizando médias anuais do PLD e do CGE raramente convergem: há uma probabilidade de apenas 25,5% de o PLD estar em um intervalo entre 20% acima ou abaixo do Custo Médio.

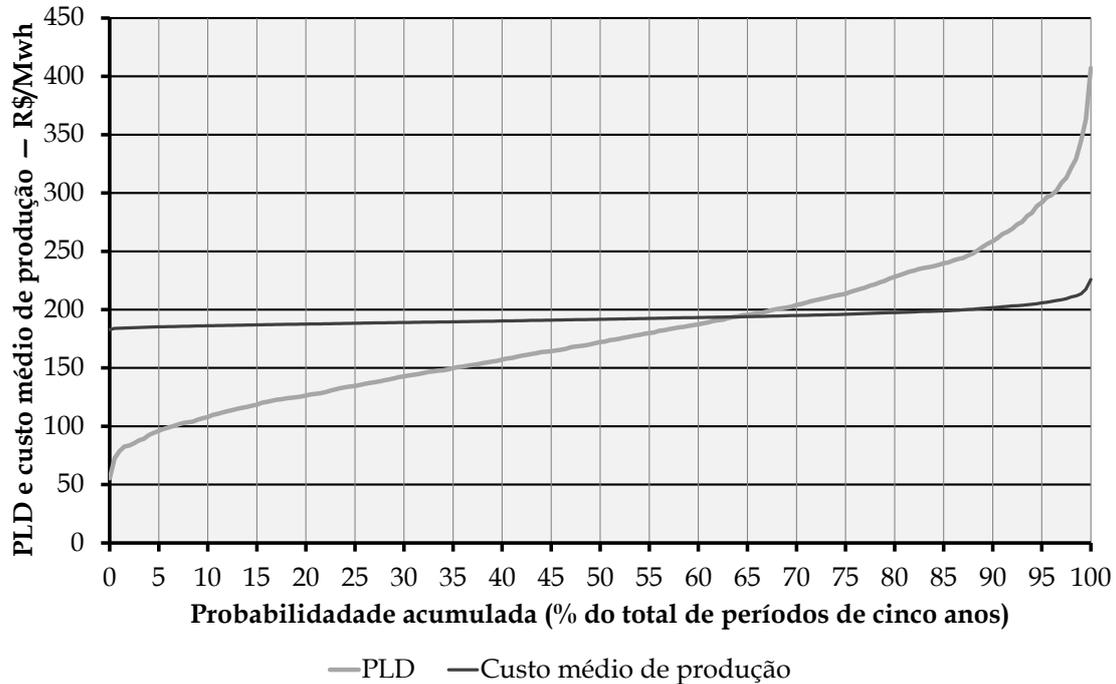
Gráfico 4
PLD e CGE. Curva de permanência para médias anuais. Leilão A-5 2016 (SE-CO)



Elaboração própria com base em EPE, *Caso Base para cálculo das garantias físicas do leilão A-5 de 2016* (www.epe.gov.br).

O Gráfico 5 apresenta as curvas de permanência traçada a partir de médias de cinco anos para o PLD e para o CGE. Embora com períodos mais longos sejam menos frequentes os valores extremos, tanto do PLD quanto do CGE, a probabilidade do PLD estar em um intervalo entre 20% acima ou abaixo do Custo Médio ainda é inferior à probabilidade de acertar um lance de cara ou coroa (47,5%).

Gráfico 5
PLD e CGE. Curva de permanência para médias de cinco anos.
Leilão A-5 2016 (SE-CO)



Elaboração própria com base em EPE, *Caso Base para cálculo das garantias físicas do leilão A-5 de 2016* (www.epe.gov.br).

Todas as estatísticas utilizadas nesta seção foram produzidas com base em séries de dados que espelham um sistema equilibrado, isto é, dimensionado adequadamente do ponto de vista de risco de déficit e dos custos esperados da operação. A única incerteza nos modelos utilizados no planejamento da expansão é o comportamento da variável hidrologia. Outras variáveis relevantes para a operação do sistema, que no mundo real são incertas, são consideradas nos modelos computacionais como conhecidas e determinadas, a saber:

- i. Evolução da carga;
- ii. Data efetiva de entrada em operação de novas usinas e linhas de transmissão;
- iii. Preços de combustíveis; e
- iv. Variabilidade da geração de pequenas centrais (eólicas e PCHs, sobretudo).

As flutuações do CGE e do PLD nas modelagens que serviram de base para as tabelas e figuras apresentadas anteriormente são efeito única e exclusivamente da hidrologia em um sistema que tem capacidade instalada adequada para atender à demanda. Neste sentido, uma situação em que o PLD e o CGE estão em níveis altos significa pura e simplesmente que a hidrologia simulada é desfavorável e requer o uso intenso das usinas termoeletricas flexíveis. Um PLD muito alto não quer dizer que há insuficiência estrutural de oferta como aconteceria em um sistema térmico (o sistema está dimensionado de forma ótima!), mas apenas que a hidrologia é muito ruim. E um PLD muito baixo não é sinal de excesso estrutural de oferta, mas somente uma hidrologia muito favorável.

No mundo real o sistema nem sempre está equilibrado, podendo ocorrer situações com excesso e outras de insuficiência de capacidade instalada, ocasionando custos e preços esperados relativamente menores ou maiores. Mas mesmo nestas situações a influência da hidrologia é muito forte:

- i. Uma hidrologia favorável pode provocar uma situação de custos e preços baixos mesmo em um sistema com insuficiência estrutural de oferta; e
- ii. Uma hidrologia ruim pode levar a custos e preços altos mesmo que o sistema tenha sobra estrutural de oferta, algo que jamais ocorreria em um sistema térmico.

4.3.2 *A garantia da expansão da geração no modelo brasileiro*

Como se procurou demonstrar anteriormente, o PLD não fornece sinal econômico para investimentos e desinvestimentos para os agentes do mercado de energia. Como consequência direta, ele não pode servir de base para a expansão do sistema. A necessidade de contratos de longo prazo para a expansão da geração brasileira não decorre do problema da suficiência da receita ou *missing money problem*²², como se verifica em

²² O PLD, calculado pelas regras atuais, apresenta um problema da suficiência da receita, pois o PLD esperado é significativamente menor que o CME e o CMO esperado para um sistema equilibrado. Os novos piso e teto do PLD, em vigor a partir de 2015, levaram a isso: o acréscimo de valores trazido pela elevação do piso do PLD não compensou a redução provocada pelo teto

sistemas térmicos, mas da altíssima volatilidade do PLD (ver o Box 1 para a sinalização econômica para investimentos em sistemas térmicos). O PLD é imprevisível no curto, no médio e no longo prazos e assim constitui base inadequada para a tomada de decisões de investimento e de financiamento.

O problema da sinalização econômica para novos investimentos foi um dos principais objetivos da reforma do modelo de 2004, se não o maior deles. A reforma na comercialização de energia no atacado daquele ano introduziu a obrigação de todos os consumidores lastrearem cem por cento do consumo em contratos de garantia física e criou um desenho de Leilões para contratação das necessidades de energia de novos projetos para o mercado regulado. Em particular, os Leilões de Energia Nova foram inegavelmente bem-sucedidos em viabilizar a expansão da geração mediante o uso de mecanismos de mercado, viabilizando grande volume de projetos hídricos, térmicos, eólicos, de biomassa e, mais recentemente, solares. Os leilões apresentaram alguns problemas, notadamente quanto aos critérios de seleção de projetos adotados, cuja economicidade é questionável²³, e com respeito ao número elevado de projetos vencedores em leilões que não conseguiram se materializar. Não obstante estes problemas houve sempre grande interesse por parte dos empreendedores e a oferta de projetos nos Leilões de Energia Nova foi sempre superior à quantidade de energia demandada.

O sucesso dos Leilões está em grande medida associado ao desenho de contratos específicos para cada tipo de projeto (geração hídrica, biomassa, solar, eólica, térmica), capazes de garantir a previsibilidade de receitas, blindando os projetos da volatilidade do PLD e reduzindo o papel dos preços de curto prazo na tomada de decisões de investimentos pelos investidores em geração.

substancialmente mais baixo. Isso não ocorria com a regra anterior para o piso e o teto do PLD, ou pelo menos não ocorria na mesma intensidade. No leilão A-5 de 2014, por exemplo, o CMO esperado era de R\$ 139,10/MWh (Subsistema SE-CO) e o PLD esperado era de R\$ 137,02/MWh. O CME era de R\$ 139,00/MWh e a diferença entre o PLD e o CMO esperados era de apenas 1,5%. Já no leilão A-5 de 2016, com os novos piso e teto, a diferença subiu para 7,2%, tornando-se mais significativa.

²³ Ver Castro e Brandão (2009) e Castro e Brandão (2010b).

Box 1: Preços em sistemas térmicos e a sinalização para novos investimentos

Os preços de energia em sistemas térmicos são voláteis, porém as variações de preços têm explicações econômicas, enquanto no caso de sistemas com grande participação de geração hídrica os preços variam muitas vezes em função apenas da hidrologia. Por exemplo, se um sistema térmico está subdimensionado em relação ao consumo, a tendência é que termoelétricas com custos variáveis mais altos sejam acionadas com frequência, aumentando o preço médio da energia e tornando novos projetos de geração economicamente atrativos. Ao contrário, se o sistema está superdimensionado, as termoelétricas com custos variáveis mais elevados não serão acionadas, o preço médio da energia será mais baixo e novos projetos de geração não se justificarão economicamente. No sistema brasileiro isto de certo modo também é verdade, porém a influência da hidrologia nos preços é tão grande que ofusca o papel da escassez ou do excesso de capacidade instalada.

Outra diferença importante entre sistemas térmicos e o sistema brasileiro, com sua forte participação de geração hídrica é que os preços de mercado de sistemas térmicos acompanham os preços de mercado dos combustíveis. Se há, por exemplo, uma alta dos preços de combustíveis para geração térmica, isto impacta também os preços do mercado elétrico. Mesmo assim, é relativamente simples modelar o funcionamento de um sistema térmico e avaliar a viabilidade de um novo projeto de geração. Em primeiro lugar, havendo um mercado de combustíveis para geração térmica, como nos EUA e na Europa, os custos de combustíveis para todos os geradores serão os mesmos ou, o que tem quase o mesmo significado, o custo de oportunidade dos combustíveis será o mesmo para todos²⁴.

²⁴ Onde existe, um mercado de gás com grande liquidez, o preço deste mercado é o custo de oportunidade para todos os agentes. Assim, ainda que alguns agentes tenham contratos de longo prazo de gás com preços não indexados ao preço spot do gás, será o preço spot do gás a determinar as ofertas de preços e quantidades no mercado diário elétrico. Isto porque se o preço spot for maior que o preço do contrato, o gerador fará ofertas no mercado elétrico compatíveis com o preço spot do gás, ou ligeiramente abaixo, a fim de auferir lucros extraordinários. E se o preço spot do gás for menor que o preço do contrato, será preferível comprar no spot e não acionar o contrato.

Em segundo lugar, como a eficiência térmica dos equipamentos é conhecida, é possível modelar quais geradores serão acionadas para cada nível de demanda e qual será o gerador marginal. Como o gerador marginal fixa sua oferta de preços em função do custo do combustível utilizado, e as eficiências técnicas são conhecidas, é possível depreender qual a margem sobre os custos variáveis a ser auferida por cada gerador a cada momento. Mais importante, é possível estimar, a partir da eficiência térmica de um novo projeto, qual a frequência de despacho e qual será a margem média sobre os custos variáveis a ser auferida caso o novo projeto seja construído. Esta estimativa, somada a eventuais receitas no mercado por capacidade e de serviços ancilares são suficientes para embasar uma decisão de investimento.

Nos contratos para novos projetos de geração hídrica, a maior parte das receitas é fixa, estando a variabilidade de fluxos de caixa associada às diferenças entre a energia comercializada e a energia atribuída ao projeto após o rateio da geração hídrica total pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Nos contratos para projetos de biomassa sucroenergética, em que só há geração durante a época de processamento da safra, a substancial exposição às diferenças no MCP (geração acima da energia contratada durante a safra e geração zero fora da safra) foi transferida integralmente para os contratantes (distribuidoras ou Energia de Reserva), tornando o fluxo de caixa dos geradores uma receita quase fixa. De forma análoga, a geração eólica, que pode sofrer grandes variações ao longo dos meses, foi blindada do MCP por um mecanismo em que as diferenças entre a energia vendida e gerada são apuradas em intervalos longos (anualmente e quadrienalmente) com valoração das diferenças indexadas ao preço do contrato e não ao PLD. Finalmente, para os novos projetos térmicos flexíveis, a remuneração própria do gerador é uma receita fixa, havendo transferência ao consumidor dos custos de combustíveis e de eventuais exposições ao PLD no MCP.

5. Desafios para a comercialização de energia no atacado

Não obstante o esforço feito a partir da reforma do modelo elétrico brasileiro de 2004 em desenhar contratos capazes de assegurar previsibilidade de receita aos geradores, a crise hidrológica iniciada em outubro de 2012 mostrou debilidades importantes do modelo comercial.

Os projetos novos apresentam exposição, ainda que residual, ao PLD, o que foi suficiente para criar problemas financeiros de grande magnitude para diversos agentes em um período de alta prolongada do PLD, destacando-se, entre outros:

- i. Projetos em atraso foram obrigados a comprar energia a preços muito elevados para honrar seus contratos;
- ii. Geradores hídricos ficaram expostos a comprar energia para cobrir o déficit de geração;
- iii. Geradores térmicos com dificuldade para atingir o despacho especificado pelo ONS também foram obrigados a recorrer ao MCP para ressarcir os consumidores pela energia não gerada; e
- iv. As distribuidoras experimentaram problemas financeiros severos, tendo que lidar em 2013 e 2014 simultaneamente com a alta nos pagamentos a termoelétricas contratadas por disponibilidade e com déficits no MCP decorrentes da subcontratação involuntária.

A repactuação do risco hidrológico, a redução do teto do PLD, decisões judiciais reduzindo e tornando menos incertos os ressarcimentos de geradores térmicos às distribuidoras e a introdução das bandeiras tarifárias endereçaram em certa medida os problemas enumerados acima. Tomadas em meio ao calor de uma crise financeira intensa e grave, estas medidas tiveram o mérito de evitar a exacerbação do risco financeiro e de evitar uma crise geral de solvência do sistema.

No entanto, e com a devida ênfase, estas medidas não constituem uma revisão coesa do modelo comercial.

A redução do teto do PLD tem o efeito colateral indesejado de aumentar o volume de Encargos destinados a pagar a diferença entre o CVU das térmicas mais caras e o novo teto do PLD e de distorcer o sinal de preços para grandes consumidores, que poderiam eventualmente reduzir seu consumo com uma remuneração mais alta. Já a repactuação do risco hidrológico e a adoção das bandeiras tarifárias (mecanismo que permite o reajuste dos preços ao consumidor em base mensal) tornaram as tarifas dos consumidores muito mais voláteis, algo pode ser considerado questionável em um modelo comercial baseado em contratos de longo

prazo que, em tese, deveria tornar o custo da energia ao consumidor mais previsível.

Outros problemas importantes do modelo de comercialização ainda não foram abordados de forma efetiva. Um exemplo é relação pouco fluida entre o Ambiente de Contratação Livre o Ambiente de Contratação Regulada, que se manifesta recentemente por uma tendência à migração de consumidores em direção ao Mercado Livre. Diversos consumidores têm fugido dos custos altos e incertos da energia das distribuidoras e migrado para o mercado livre, deixando na carteira das distribuidoras grande volume de contratos de longo prazo com geradores que não têm mais correspondência a consumo.

Outro problema ainda por endereçar é a dependência da expansão da geração em relação a contratos de longo prazo com consumidores. Dado o preço da energia de curto prazo altamente volátil do sistema brasileiro, a forma encontrada de dar previsibilidade de receitas para geradores foi na forma de contratos com distribuidoras. Mas este mecanismo na prática faz com que o mercado livre não participe adequadamente da expansão do sistema, uma vez que não há disposição por parte de consumidores em voluntariamente contratar no longo prazo o seu consumo.

Outro problema a ser endereçado é a falta de um esquema efetivo de importação e exportação que aproveite as interligações existentes com Argentina e Uruguai, hoje praticamente ociosas. Também deve entrar na ordem do dia, introduzir a resposta da demanda no mercado atacadista, aproveitando a grande capacidade instalada de geração diesel de *backup* em grandes consumidores.

Esses e outros temas devem ser tratados em uma futura reforma do mercado de energia. Destaca-se, porém, que qualquer que seja o perfil da reforma deve-se buscar soluções robustas para os problemas tratados com destaque no capítulo 4 deste texto, a saber e em síntese:

- i. O risco excessivo e sistêmico no mercado de energia;
- ii. A fragilidade do sistema de pagamentos e garantias; e
- iii. A má sinalização econômica do preço de curto prazo da energia elétrica.

6. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Resolução 658, de 14 de abril de 2015. Brasília. DOU, 02.03.2015, seção 1, p. 87, v. 152, n. 74.

____. Nota Técnica 061/2014-SRG-SEM/ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/063/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_61-2014-srg-sem-aneel.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2016.

____. Processo administrativo 48500.003200/2013. Ressarcimento por verificação de indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da garantia física. Data: maio de 2013.

____. Processo 48500.006210/2014-19. ANEEL 48500.006210/2014-19, que trata da Audiência Pública ANEEL 32/2015 – Análise Conceitual do GSF.

____. Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.
http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Minuta_CCEAR_3o_e_4o_lei_lao_existente_2006_2009_consulta.pdf. Acessado em 11 de dezembro de 2016.

____. Nota Técnica SEM/ANEEL 086/2013.
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/067/documento/nt_086_2013_sem_abertura_ap_gfin_r16_25jun13.pdf. Acessado em 21 de março de 2017.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências. Resolução n. 8, de 20 de dezembro de 2007. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolucao.pdf>>. Acesso em: 28 mar. 2016.

BRASIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a

Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União de 24.01.2013.

____. Decreto nº 7.945, de 07 de março de 2013. Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Diário Oficial da União de 08.03.2013.

____. Decreto nº 8.221, de 1º de abril de 2014. Dispõe sobre a criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada e dá outras providências. Diário Oficial da União de 02.04.2014.

____. Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nºs 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica. Brasília, DOU, 09 dez. 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). *Preços*. No site oficial da CCEE. 2016. On line www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=895612097887471#%40%3F_afLoop%3D895612097887471%26_adf.ctrl-state%3Dwcykweb_21 Acessado em 17 de Julho de 2016.

____. Comunicado CCEE 541/16. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_381857&_afLoop=489197493055237#%40%3F_afLoop%3D489197493055237%26contentId%3DCCEE_381857%26_adf.ctrl-state%3Dbzt6h5t5t_4>

_____. Comunicado 546/15. Disponível em: <
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinio/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_359392&_afLoop=784024383963622#%40%3F_afLoop%3D784024383963622%26contentId%3DCCEE_359392%26_adf.ctrl-state%3De7buyzhv1_106>

_____. Treinamento Newave – Decomp. São Paulo, 2007.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 11. GESEL-UFRJ. Setembro de 2009. www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

_____. *O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 17. GESEL-UFRJ. 2010a. www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

_____. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 16. GESEL-UFRJ. 2010b. www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENTAL, Rubens. *A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 62. GESEL-UFRJ. Novembro de 2014. On line www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf Acessado em 17 de julho de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *Relatório Técnico – Modelo de Comercialização de Energia: Reflexões para Aperfeiçoamentos*. Gesel-UFRJ, Março de 2015.

ELA, E; MILLIGAN, M; BLOMM, A; BOTTERUD, A; TOWNSEND, A; LEVIN, T. Evolution of whole sale electricity market design with increasing levels of renewable generation. Technical Report, National

Renewable Energy Laboratory, U.S Department of Energy, 2014. On line <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011*. Rio de Janeiro 2012. www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx Acessado em 22 de setembro de 2016.

_____. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015*. Rio de Janeiro, 2016. www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx Acessado em 22 de setembro de 2016.

_____. *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos. Leilão de Energia nova A-5, 2016*. Rio de Janeiro, 2016b. www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/EPE-DEE-RE-024-2016-r1.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

_____. *Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo, 2016*. Rio de Janeiro, 2016c. <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf>. Acessado em 28 de setembro de 2016.

_____. *Balanço Energético Nacional 2016 - Ano base 2015: Relatório Final*. Rio de Janeiro: EPE. Acesso em 28 Dec 2016: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Histórico da operação*. Site oficial ONS 2016. On line www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx Acessado em 22 de setembro de 2016.

_____. *Boletim Semanal da Operação*. Acesso em: 10 Jan 2017: http://www.ons.com.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.htm

_____. *IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação*. Acesso em 11 Jan 2017: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx