



O RISCO FINANCEIRO **de um Período Seco Prolongado** **para o Setor Elétrico Brasileiro**

Nivalde J. de Castro
Roberto Brandão



O RISCO FINANCEIRO **de um Período Seco Prolongado** **para o Setor Elétrico Brasileiro**

Nivalde J. de Castro

Roberto Brandão

TDSE

Texto de Discussão
do Setor Elétrico

Nº17

Março de 2010

Rio de Janeiro

Índice



Introdução	7
1. O Custo operacional do parque térmico contratado para 2013.....	8
2. A Comercialização de energia no Mercado de Curto Prazo.....	10
3. O Risco financeiro dos contratos das hidrelétricas.....	13
3.1 O despacho das usinas hidrelétricas.....	13
3.2 Cálculo das garantias físicas.....	14
3.3 O MRE – Mecanismo de Realocação de Energia – e o MCP – Mercado de Curto Prazo.....	15
4. Risco financeiro associado à contratação de termoeletricas.....	16
4.1 Derivativos implícitos nas regras de comercialização.....	16
4.2 Exemplo de uma geradora térmica contratada por disponibilidade.....	16
4.3 Energia térmica excedente à garantia física: estimativa a partir de dados da EPE.....	23
4.4 Energia térmica excedente à garantia física: contratações dos leilões de 2007 e 2008.....	24
4.5 Energia de Reserva e o Mercado de Curto Prazo.....	25
5. O impacto financeiro de uma hidrologia crítica.....	26
5.1 Efeitos da alta do PLD em transações do mercado livre.....	28
5.2 Garantias financeiras e a solvência do MCP.....	29
5.3 A delicada situação do mercado livre.....	30
Considerações finais.....	33

O Risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro



Nivalde J. de Castro¹
Roberto Brandão²

Introdução

O risco de desabastecimento por insuficiência de oferta de energia elétrica tem sido tradicionalmente percebido como a grande ameaça para a estabilidade do Setor Elétrico Brasileiro, principalmente depois do racionamento de 2001-2002, que impôs sérios prejuízos econômicos à sociedade brasileira. Porém, o aumento recente da capacidade instalada de geradoras térmicas com custos variáveis elevados e a forma como esta nova energia vem sendo contratada criaram um novo foco de instabilidade para o setor elétrico, com características eminentemente financeiras. A contratação destas centrais termoelétricas é fundamentada pela expectativa de que elas serão despachadas com baixa frequência na maior parte dos cenários hidrológicos. Mas nas eventuais e raras ocasiões em elas venham a ser acionadas em bloco para evitar que uma seca prolongada resulte em um racionamento, o impacto financeiro dos custos extraordinários será grave e ainda não foi devidamente mensurado. Mais importante do que isto, na opinião dos autores, é que o arcabouço regulatório e contratual da comercialização de energia não conta com mecanismos robustos, capazes de evitar que forte impacto financeiro associado a um despacho intenso das termoelétricas se propague de forma adversa e nociva pelo Setor Elétrico.

Este estudo tem como principal objetivo demonstrar que as regras de comercialização, mais especificamente, o cálculo das liquidações financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tendem a provocar transferências maciças de riqueza em situações de *stress* hídrico. Os volumes de recursos financeiros (dinheiro) envolvidos nos casos extremos são de tal magnitude que configuram um risco geral de solvência. Não se consegue perceber como o setor como um todo conseguiria, sob as regras atuais, honrar as obrigações financeiras geradas em uma situação em que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) permanecesse no teto durante um longo período.

Trata-se de um problema de extrema gravidade, mas passível de solução. Nesta direção, as regras de comercialização de energia no MCP devem ser alteradas para limitar o volume financeiro a ser liquidado em caso de um despacho prolongado das termoelétricas. Deve-se também direcionar os custos associados a um despacho térmico intenso – que recairiam hoje basicamente sobre os geradores hídricos –, seja para mecanismos financeiros desenhados especificamente para suportá-los, seja para agentes com maior vocação para tomar riscos vultosos.

Além desta introdução o estudo está estruturado em seis partes. A primeira parte mede o custo operacional das usinas já contratadas, a segunda parte analisa de forma detalhada o funcionamento do Mercado de Curto Prazo da

¹Professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

²Pesquisador Sênior do GESEL-IE-UFRJ

CCEE, que, em suas regras atuais, constitui o foco de instabilidade financeira caso ocorra uma situação de *stress* hidrológico, a terceira parte examina o risco financeiro dos contratos de venda de energia das hidroelétricas, procurando demonstrar que os geradores hídricos terão que arcar com uma parte substancial do impacto financeiro de um período de alta do PLD, a quarta parte aprofunda o estudo do risco associado ao modelo atual de contratação de termoeletricas e explica porque os custos e riscos que elas representam para o sistema vem sendo sistematicamente subestimados. A quinta parte apresenta alguns elementos para dimensionar o problema, quantificando a probabilidade de ocorrência de uma situação de hidrologia crítica e exibindo estimativas para os valores envolvidos em liquidações financeiras nestas ocasiões. Por fim, a sexta parte apresenta as principais conclusões e recomendações do trabalho.

Merece ser assinalado que este estudo faz parte de uma linha de pesquisa que vem sendo desenvolvida pelo GESEL com o objetivo primordial de contribuir para maior estabilidade, fundamentação e consolidação do Setor Elétrico Brasileiro. Este estudo foi elaborado ao longo do ano de 2009, sendo objeto de inúmeras discussões técnicas em seminários e reuniões de caráter mais reservado. Neste sentido, trata-se de um estudo de base acadêmica – científica e exploratória, estando aberto e atento a contribuições e críticas, que serão muito valorizadas pelo GESEL, pois o objetivo final é contribuir para o desenvolvimento desse importante e estratégico setor de infra-estrutura da economia brasileira.

1. O Custo operacional do parque térmico contratado para 2013

O primeiro passo para avaliar as consequências de um possível *stress* financeiro associado ao despacho prolongado das térmicas é dimensionar o custo de operação das usinas já contratadas para um evento deste tipo. Para tanto, foram compilados alguns indicadores com base na configuração do parque térmico prevista para 2013, tal qual consta do Programa Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de julho de 2009. A Tabela 1 exibe dados sobre os empreendimentos térmicos contratados.

Tabela 1
Parque térmico em 2013.
Configuração termoeletrica do PMO de Julho de 2009
(em MWméd e R\$/MWh.)

Item	Valor	Unidade
Disponibilidade Total*	26.497	MWméd
Usinas inflexíveis	4.044	MWméd
Usinas flexíveis	22.454	MWméd
Custo por MW/h (média ponderada)	280,94	R\$/MWh

Fonte: ONS, PMO de julho de 2009. Dados de entrada do Newave.

*Não inclui pequenas centrais termoeletricas.

De acordo com o PMO do ONS, o parque térmico contratado para 2013 terá uma disponibilidade total de 26.497 MWméd, não considerando as pequenas centrais termoeletricas. Isto irá representar, em poucos anos, um incremento de grande magnitude na disponibilidade de energia térmica. A título de comparação, o atual recorde de geração térmica em um mês, foi de 7.237 MWméd³, verificado em fevereiro de 2008, quando houve o acionamento de todas as termoeletricas disponíveis em razão do cruzamento da Curva de Aversão ao Risco (CAR).

Do total da energia disponível em 2013, 4.044 MWméd serão de térmicas inflexíveis (incluindo co-geração, energia nuclear e usinas com contratos de *take-or-pay* de combustíveis) e 22.454 MWméd serão de energia flexível, isto é, de usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. Trata-se de uma energia cara. O Custo Variável Unitário (CVU) médio, ponderado pela disponibilidade de cada usina, é de R\$ 280,94 por MWh.

³Fonte: ONS, *Histórico da Operação, Geração de Energia*. Disponível em <http://www.ons.org.br>.

A Tabela 2 apresenta a distribuição da disponibilidade de energia térmica por faixa de custo. A maior parte da energia disponível é de usinas com altos custos variáveis de geração: 71% das usinas têm CVU maior ou igual a R\$ 200 por MWh.

Tabela 2
Disponibilidade de energia térmica
por faixa de Custo Variável Unitário (CVU)
(Em R\$/MWh e %)

CVU (R\$/MWh)	Energia disponível	%total
Até 100	1.536	6,8
100 a 150	3.655	16,3
150 a 200	1.313	5,8
200 a 250	6.386	28,4
250 a 300	2.723	12,1
300 a 400	3.561	15,9
400 a 600	1.643	7,3
Mais que 600	1.637	7,3
Total	22.454	100,0

Fonte: ONS, PMO de julho de 2009.

A Tabela 3 exibe estimativa para o custo operacional desse parque térmico. São apresentados o despacho físico (em MW_{méd}) e o custo operacional mensal das termoeletricas despachadas por ordem de mérito, de acordo com o Custo Marginal de Operação (CMO). Verifica-se que o custo operacional aumenta rapidamente, à medida que são acionadas as centrais termoeletricas de custo mais elevado. Se o CMO estaciona em R\$ 50/MWh durante um mês, resulta um despacho de 914 MW_{méd} a um custo de R\$ 9 milhões. Se o CMO dobra para R\$ 100/MWh o custo operacional sobe quase quatro vezes, para R\$ 42 milhões/mês. O padrão de elevação dos custos operacionais se dá a um ritmo muito maior que o aumento do CMO como poderá ser constatado na Tabela 3. Se o CMO dobra novamente para R\$ 200/MWh, o custo operacional sobe quase treze vezes – de R\$ 42 milhões para R\$ 573 milhões. Se o CMO dobra mais uma vez para R\$ 400/MWh, o custo operacional aumenta mais de quatro vezes, atingindo a cifra de R\$ 3 bilhões. No pior dos cenários tem-se um custo operacional mensal superior a R\$ 4,5 bilhões.

O primeiro ponto a ser destacado é o alto volume de recursos financeiros envolvido em um despacho pleno das usinas termoeletricas. A título de comparação, o custo de R\$ 4,5 bilhões/mês envolvido no pior cenário de despacho das termoeletricas em 2013 é bastante superior ao custo mensal da “Parcela A” para todas as distribuidoras filiadas à Abradee em 2007: R\$ 3,4 bilhões⁴. E mesmo levando-se em conta que o primeiro número não computa os custos fixos relacionados à contratação de termoeletricas e que o número da Abradee inclui outros custos não-gerenciáveis das distribuidoras além do custo da energia, notadamente, as tarifas de uso do sistema de transmissão e os encargos.

Entretanto, há que se destacar que esses custos operacionais estimados das termoeletricas não se traduzem automaticamente em custos da energia comercializada. Os cálculos medem o custo variável incorrido no despacho das centrais térmicas e não o impacto que estes custos têm nas tarifas cobradas dos consumidores cativos e nos custos suportados por outros agentes do setor, inclusive geradores. Embora os valores obtidos representem adequadamente o custo do despacho das termoeletricas para o sistema, eles não medem o impacto financeiro que um mês de despacho traz para cada categoria de agente, pois este depende da forma como a energia está contratada.

⁴A Parcela A para as distribuidoras da Abradee foi atualizada pelo IGP-M até maio de 2009, utilizando como fonte primária o *Relatório Anual 2007: Econômico-Financeiro*. Disponível em: <http://www.abradee.org.br>.

Tabela 3
Energia despachada e custo operacional mensal
calculados de acordo com o CMO.
(Em MWméd e R\$ milhões)

CMO	Energia Despachada MWméd	Custo Operacional Mensal R\$ milhões
50	914	9
100	1.536	42
150	5.191	402
200	6.504	573
250	12.890	1.637
300	15.613	2.148
400	19.174	3.020
500	19.838	3.249
600	20.817	3.642
800	21.631	4.041
1.000	22.446	4.536
1.050	22.454	4.542

Elaborado pelo Gesel-IE-UFRJ com base em dados do PMO de julho de 2009 (ONS)

Por exemplo, há térmicas, as classificadas como energia velha, sobretudo, que vendem energia “por quantidade” e que, por isso, não repassam para seus clientes o aumento de custos que acompanha o despacho. Já os clientes das centrais térmicas que contratam energia “por disponibilidade” absorvem somente parte do impacto do aumento de custos, como será demonstrado na quarta parte do presente estudo. Finalmente, os agentes expostos no Mercado de Curto Prazo (MCP) são os mais prejudicados, pois têm que liquidar suas insuficiências contratuais a um PLD muito alto.

Portanto, o real dimensionamento do impacto financeiro de um período prolongado de hidrologia crítica requer o entendimento das principais características da comercialização da energia no Brasil, que será examinada na segunda parte, em seguida.

2. A Comercialização de energia no Mercado de Curto Prazo

A comercialização de energia elétrica implica e exige o respeito aos procedimentos e às regras de comercialização de energia que são regulados pela Aneel e operacionalizados pela CCEE. Quando uma central elétrica é contratada, por exemplo, em um leilão de energia nova, o gerador e seus clientes aderem obrigatoriamente a essas regras de comercialização. Esta adesão implica direitos e obrigações que não estão explicitados nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), mas decorrem da aplicação das regras de liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP), que disciplinam o ajuste financeiro das diferenças entre a energia contratada e a energia medida.

Merece ser destacado que as regras de comercialização estabelecem direitos e obrigações para geradores que têm um caráter contingente e uma dimensão financeira incerta. Os direitos e deveres são “contingentes” no sentido que dependerem de ordens de um despacho centralizado, que é determinado de forma isenta em função das condições hidrológicas e não por vontade ou atos dos geradores. Eles são “incertos” porque implicam os compromissos que não podem ser previstos ou dimensionados antecipadamente.

A liquidação financeira no MCP é calculada no âmbito da CCEE em função de vários fatores. Os principais deles são:

- i. A carga.
- ii. A configuração do parque gerador, que pode incluir usinas que não existiam à época em que foram firmados contratos de longo prazo.
- iii. A forma como o sistema é despachado, isto é, de quais geradores são chamados a gerar pelo ONS.
- iv. O nível de contratação da garantia física praticado pelos geradores.
- v. O valor assumido pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), calculado pelos modelos computacionais.

O Mercado de Curto Prazo – MCP – é um mecanismo automático, que calcula o ajuste entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas ou consumidas em um período. No MCP, cada gerador tem:

- i. A obrigação de comprar energia quando a geração for insuficiente para atender aos contratos previamente assinados.
- ii. O direito⁵ de vender a geração superior à garantia física contratada.

A “obrigação de comprar” energia no MCP se materializa em circunstâncias distintas para os geradores hídricos e térmicos:

- i. Para os geradores “hídricos”, a obrigação de comprar energia no MCP só surge em situações hídricas adversas, respondendo a um comando do ONS. Mesmo que em conjunto as hidroelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tenham água nos reservatórios para gerar energia suficiente para honrar seus contratos, o ONS pode estimar, com base em critérios estritamente técnicos, que o volume de água armazenada é insuficiente para garantir a segurança do abastecimento no futuro. O despacho térmico nestas situações pode ser tão intenso que as hidrelétricas se vejam na situação de não serem capazes de gerar a energia suficiente para cumprir seus contratos. Como resultado desta situação elas são obrigadas a recorrer ao MCP para comprar a energia faltante, pagando pelo PLD, justamente em um momento em que este PLD estará em níveis elevados.
- ii. Os geradores “térmicos” têm, em princípio, uma baixa frequência de despacho e, por isso, recorrem comumente ao MCP para fechar seus balanços. Nesta situação estarão comprando a energia hídrica excedente a preços baixos⁶.

Por outro lado, o “direito de vender” a energia no MCP se materializa em situações simétricas para geradores hídricos e térmicos:

- i. Para os geradores “hídricos”, do MRE, a geração de um excedente vendável no MCP é fruto de uma hidrologia favorável. Nesta situação o ONS consegue atender à carga predominantemente com geração hídrica. Com isto o MRE gera mais do que sua garantia física. O excedente de energia hídrica com relação aos contratos dos geradores hídricos será vendido no MCP ao PLD da ocasião – normalmente um preço baixo, devido à grande oferta de energia hídrica.
- ii. Para os geradores “térmicos” com garantia física menor do que a disponibilidade é gerado um excedente no MCP sempre que há despacho, uma vez que o gerador térmico tem a obrigação de gerar toda a energia declarada como disponível independente de sua garantia física.

A liquidação no Mercado de Curto Prazo entre geradores será ilustrada nos Gráficos 1 e 2. Os geradores são divididos, para efeitos didáticos, em três grupos:

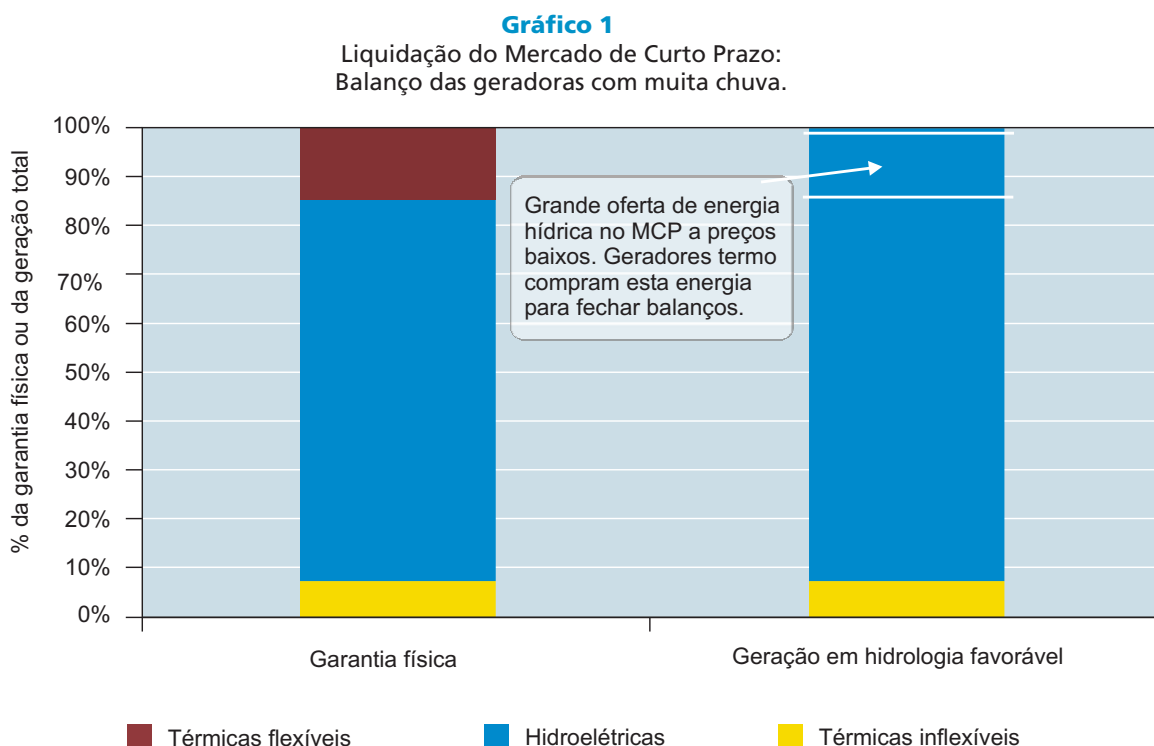
- i. Geradores térmicos inflexíveis, que despachados independentemente de comando do ONS (geração nuclear, co-geração ou geradores com contratos de *take-or-pay* para a compra de combustíveis).
- ii. Geradores hídricos.
- iii. Geradores térmicos “flexíveis”, só geram sob comando do ONS.

⁵Obrigações e direitos devem ser entendidos aqui na acepção econômica e não jurídica. Obrigações são valores devidos e direitos são valores a receber.

⁶Uma terceira razão pode levar um gerador a recorrer ao MCP: a incapacidade de gerar energia para atender aos contratos por razões técnicas de responsabilidade do gerador. Neste caso, além da obrigação de comprar energia no MCP para honrar contratos, podem incidir penalidades pela não-geração.

Os dois gráficos compõem-se de duas colunas. A coluna da esquerda mostra a distribuição da garantia física dos geradores como percentual da garantia física total do sistema. A coluna da direita mostra a geração verificada em um dado momento (situação hidrológica favorável no Gráfico 1 e seca aguda no Gráfico 2). Supõe-se que os geradores firmaram contratos com a totalidade de suas garantias físicas e que a carga é igual à garantia física do sistema.

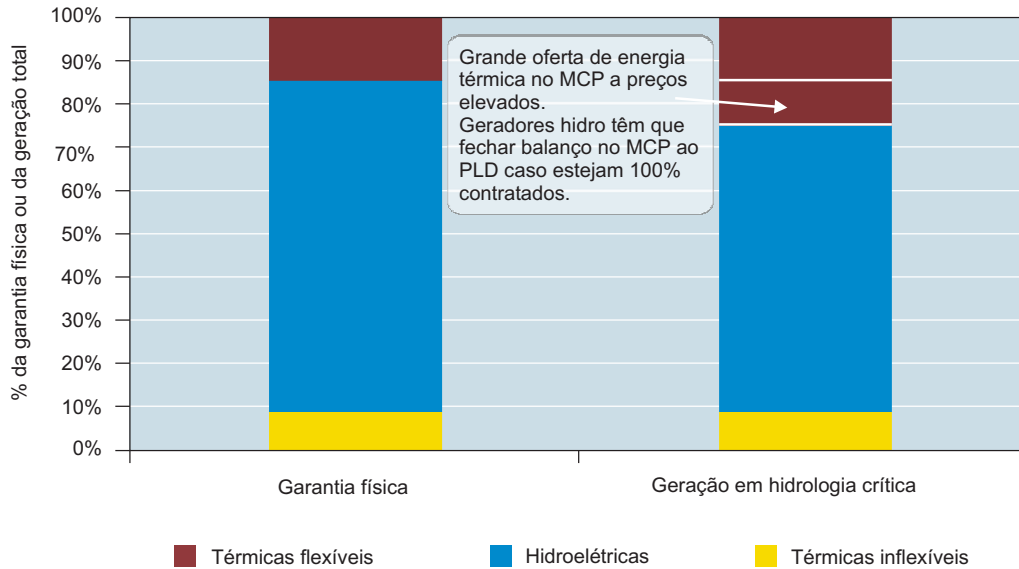
O Gráfico 1 ilustra o que ocorre em uma situação de abundância de chuvas. Neste caso, somente há geração por parte de hidroelétricas, que produzem mais energia que sua garantia física, e por parte das termoelétricas com inflexibilidade. As térmicas flexíveis permanecem completamente ociosas. Na coluna da direita, onde está indicada a geração efetivamente verificada, a energia hídrica gerada em excesso à garantia física está assinalada entre linhas brancas. Para honrar seus contratos as centrais térmicas flexíveis têm a obrigação de comprar no MCP a energia excedente dos geradores hídricos. E essa compra ocorre em uma situação de preço baixo, no caso, ao piso para o PLD.



O Gráfico 2 ilustra uma situação de seca aguda. Neste caso as térmicas flexíveis, isto é, as UTEs despachadas centralizadamente pelo ONS, geram a plena capacidade, como poderá ser visto na coluna da direita. Já as centrais hidroelétricas são acionadas com menor intensidade para poupar água dos reservatórios. As geradoras térmicas geram acima de sua garantia física e têm o direito de vender este excedente no MCP a preços elevados. Já as geradoras hídricas não conseguem atender plenamente os seus contratos com geração própria e são obrigadas a comprar a energia faltante no MCP, que neste momento estará praticando um PLD a um nível muito alto.

Desta forma, verifica-se que há uma **assimetria financeira** entre geradores hídricos e térmicos no MCP. Como o mais comum é a ocorrência de hidrologias médias ou favoráveis, os geradores térmicos têm altos índices de ociosidade, costumando fechar seus balanços com a compra de energia hídrica a preços baixos. Os geradores hídricos ofertam esta energia “secundária” – correspondente ao excedente em relação à garantia física – no MCP com frequência. Mas nestas situações resultam receitas relativamente modestas, já que essa energia é liquidada a preços reduzidos. Em contrapartida, nas raras ocasiões em que ocorre um despacho intenso do bloco térmico, as centrais hidroelétricas são obrigadas a comprar a energia excedente de fonte térmica a preços elevados, arcando com um alto impacto financeiro. Assim, os geradores térmicos têm despesas pequenas no MCP na maior parte do tempo e têm altas receitas em raras ocasiões.

Gráfico 2
Liquidação do Mercado de Curto Prazo:
Balço das geradoras em seca aguda.



Caso ocorra uma situação de hidrologia crítica, os geradores hídricos terão que arcar com parte substancial do impacto financeiro do despacho das termoelétricas, devido a sua exposição estrutural no MCP. A terceira parte tratará com mais detalhe dos riscos suportados pelas centrais hidroelétricas.

3. O Risco financeiro dos contratos das hidrelétricas

Os contratos de venda de energia das usinas hidrelétricas embutem riscos importantes. Através desses contratos os empreendedores assumem “os custos decorrentes dos riscos hidrológicos”.⁷ Para precisar quais são estes custos que podem vir a ser suportados pelos empreendimentos hidrelétricos e compreender em que circunstâncias os riscos hidrológicos podem resultar em prejuízo para os empreendedores é necessário entender:

- i. Como se dá o despacho do parque gerador hídrico.
- ii. Como é feita a liquidação financeira dos contratos firmados pelas hidroelétricas.

A análise destas duas situações será desenvolvida em seguida.

3.1 O despacho das usinas hidrelétricas

O parque hídrico brasileiro é administrado na forma de um condomínio e é despachado de forma centralizada pelo ONS. O despacho é centralizado porque se constatou que a geração de energia de origem hídrica não aproveitaria os recursos existentes de forma otimizada se fosse feita com base nos interesses individuais e privados das centrais geradoras. Esta decisão está assentada no fato de que na maior parte dos rios há usinas em cascata, pertencentes a proprietários distintos, de sorte que a disponibilidade de água para uma determinada usina não depende apenas do regime de chuvas. O volume de água turbinado pelas usinas à montante é, em diversas circunstâncias, até mais importante que as chuvas. Inversamente, a decisão de uma usina de gerar mais ou menos energia tem impacto direto na operação das usinas a jusante.

⁷Nos contratos por quantidade “os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelo vendedor”, isto é, pelo empreendimento de geração hídrica. Aneel, *Anexo III ao Edital de Leilão n. 05/2007 – Minuta de Contrato de Comercialização por Quantidade e Anexos. (Leilão da UHE Santo Antônio.)* Cláusula 3.3.

Assim, o uso dos recursos hídricos pode ser otimizado se os aproveitamentos existentes forem tratados como um conjunto e operado de forma coordenada. Esta é uma das principais funções do ONS, que opera sob bases estritamente técnicas, buscando sempre a otimização do sistema elétrico.

O que é válido para um rio também é verdadeiro quando se pensa nos recursos das diversas bacias hidrográficas. Como os regimes de chuvas são distintos, por vezes há água em abundância em uma região e escassez em outra. A eficiência máxima se dá pela administração centralizada das usinas de todas as bacias hidrográficas. É esta uma das tarefas do ONS: utilizar com maior intensidade os recursos abundantes e economizar os recursos escassos. A otimização dos recursos hídricos disponíveis faz com que o volume de energia gerada por um empreendimento seja determinado centralizadamente, não dependendo, nem de seus proprietários e nem mesmo do regime de chuvas da região. É perfeitamente possível, por exemplo, que o ONS decida em certo momento diminuir drasticamente a geração das usinas de determinado rio em uma situação em que as aflúências estão dentro das médias históricas, apenas para permitir o enchimento mais rápido de seus reservatórios.

Tanto os recursos hídricos como a energia produzida pelo parque gerador são tratados como pertencendo, pelo menos até certo ponto, a um condomínio e não aos empreendedores individualmente. Isto representa uma notável vantagem para seus participantes, pois, ao invés de cada empreendimento ter que se submeter às incertezas da hidrologia local, o sistema como um todo dilui e compartilha o risco hidrológico.

Por exemplo, mesmo se a hidrologia de um rio for particularmente ruim em determinado ano, fazendo com que as usinas nele situadas gerem em nível inferior ao estipulado em seus contratos, o condomínio pode gerar energia em outro local e cedê-la às usinas atingidas pela seca, evitando que estas sejam penalizadas por descumprir seus contratos.

A principal incerteza a que o conjunto das usinas hídricas está sujeito consiste em não ser capaz de gerar energia equivalente à garantia física total. Em momentos de sobra de água, as hídricas em conjunto podem gerar muito mais que a garantia física e este excedente, chamado de energia secundária, é comercializado no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao preço vigente (PLD). Inversamente, se o conjunto das hidroelétricas não gerar, ainda que por uma ou algumas semanas, a garantia física total contratada, ele estará exposto no MCP, sendo obrigado a adquirir energia de origem térmica para cumprir os contratos.

3.2 Cálculo das garantias físicas

Para compreender melhor em que situações as centrais hidrelétricas podem ficar expostas no MCP, convém resumir a metodologia de cálculo da garantia física, que é a base para toda a comercialização de energia por contratos.

A garantia física do Sistema Interligado Nacional – SIN – pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. Este procedimento tem por objetivo garantir efetivamente o lastro físico daqueles empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos⁸.

O cálculo da garantia física é feito a partir de uma modelagem do funcionamento do Sistema Interligado, contando com as instalações existentes e com as já contratadas, mas que ainda não entraram em funcionamento. É simulada a operação do sistema em diversos cenários hidrológicos, por um período de cinco anos. A garantia física do Sistema Interligado corresponde ao máximo de energia que pode ser produzida com um risco de *deficit* de 5% e com um Custo Marginal de Operação (CMO) próximo do Custo Marginal de Expansão (CME), isto é, ao custo da energia proveniente de novos empreendimentos, apurado nos últimos leilões de energia nova.

Após o cálculo da garantia física do sistema, há um rateio em dois blocos: centrais hidrelétricas e termoeletricas. O montante de energia “garantida” atribuída a cada bloco é calculada proporcionalmente à geração esperada para cada usina ou bloco de usinas, ponderada pelo CMO. Como as térmicas são acionadas com maior intensidade quando CMO está elevado, a ponderação pelo CMO faz com que na prática elas tenham uma fatia da garantia física do sistema que é mais do que proporcional à sua geração física esperada.

⁸EPE. Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Termoeletricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008. Rio de Janeiro. EPE. 2008, p. 6.

As hidrelétricas, por seu turno, recebem uma garantia física pequena em relação a sua geração esperada, pois elas geram mais intensamente em situações em que o CMO é baixo. Para as hidrelétricas, o resultado prático do rateio da garantia física do sistema é que habitualmente elas geram acima de sua garantia física, vendendo o excedente (chamado de “energia secundária”) no Mercado de Curto Prazo (MCP). Nada garante, entretanto, que isto venha a acontecer sempre. Podem ocorrer situações em que, ainda que por períodos curtos, as hidrelétricas gerem abaixo de sua garantia física, sendo obrigadas a comprar energia no MCP para honrar os contratos de comercialização de energia, conforme exemplificado anteriormente nos Gráficos 1 e 2.

Outro aspecto importante da garantia física de uma usina é ser, na maior parte das vezes, menor que a capacidade máxima de geração, ou seja, de sua disponibilidade. A “disponibilidade” corresponde à capacidade de geração, já descontadas previsões de paradas por quebra de equipamentos e manutenções preventivas, e constitui o mínimo que a usina precisa gerar para não estar sujeita a penalidades.

As hidroelétricas têm em conjunto uma garantia física menor que a disponibilidade como reflexo de dependerem de situações hidrológicas favoráveis para atingirem altos níveis de geração. As termoelétricas podem gerar quase continuamente, mas, na prática, ficam ociosas quando não há necessidade de poupar água nos reservatórios. Como consequência, a maior parte das centrais térmicas também recebe uma garantia física menor do que a disponibilidade. Este é o caso, particularmente, da garantia física das térmicas de geração cara, que têm frequência esperada de despacho muito baixa.

3.3 O MRE – Mecanismo de Realocação de Energia – e o MCP – Mercado de Curto Prazo

O compartilhamento do risco hidrológico é feito através do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que reúne o parque de hidrelétricas na CCEE. Trata-se de um ambiente de compensação financeira diferente do utilizado pelos agentes consumidores (distribuidoras e consumidores livres), pelos geradores térmicos e pelas comercializadoras. Estes agentes recorrem diretamente ao Mercado de Curto Prazo (MCP) sempre que o montante consumido ou produzido difere do que está contratado, fazendo o ajuste das diferenças pelo PLD em vigor. Os geradores hídricos, por seu turno, têm seus contratos de comercialização de energia tratados à parte e têm uma compensação própria, anterior à liquidação no MCP. Pelo MRE as centrais hídricas redistribuem entre si os montantes de energia que foram efetivamente produzidos, aliviando e repartindo o risco relativo a possíveis exposições ao MCP.

Sempre que as usinas que integram o MRE geram um montante de energia igual à garantia física total do MRE, é atribuída a cada gerador uma energia equivalente à sua garantia física individual, independente do volume de energia efetivamente produzido. Isto é feito através da realocação da energia excedente das hidrelétricas que produziram acima da garantia física para as hidrelétricas produziram abaixo dela. A realocação é feita pela cessão da energia excedente mediante a cobrança de uma tarifa baixíssima, a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), fixada em R\$ 8,18 por MWh para o ano de 2009.

Se o conjunto das usinas do MRE gera acima da garantia física, cada uma das geradoras recebe, ao final do processo de realocação de energia, a sua garantia física mais uma participação no excedente. Esta participação é proporcional, não à geração de cada usina no período, mas à participação na garantia física total do MRE. Assim, uma usina que tem 1% da garantia física do MRE tem 1% do excedente apurado. Este excedente (energia secundária) é vendido no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao PLD do momento. A venda do excedente no MCP constitui uma receita adicional em relação aos contratos de comercialização de energia elétrica por quantidade, que estipulam a venda de um montante de energia equivalente, no máximo, à garantia física de cada usina. Por outro lado, esta oferta de energia excedente de origem hídrica permite que os geradores térmicos que não despacharam no momento, fechem seus balanços de geração adquirindo energia barata no MCP. Esta dinâmica foi explicada nos Gráficos 1 e 2.

Se o conjunto das usinas do MRE gera abaixo da garantia física total, o processo de realocação de energia faz com que todas as usinas fiquem igualmente expostas no Mercado de Curto Prazo. Mesmo que algumas geradoras individualmente gerem acima da garantia física, o mecanismo de realocação redistribui a energia gerada de forma que cada participante do MRE tenha uma exposição no MCP proporcional à sua participação na garantia física total do MRE. Neste caso, todos os participantes do MRE estarão recorrendo ao MCP para fechar a diferença entre a

energia vendida em contratos e a energia efetivamente produzida. Esta diferença será adquirida de geradores térmicos que tenham gerado acima da energia contratada⁹. Neste momento, dada a escassez de oferta das usinas hidroelétricas, o PLD estará em patamares elevados, resultando em uma elevada exposição financeira dos geradores hídricos no MCP.

4. Risco financeiro associado à contratação de termoeletricas

O risco financeiro crescente associado à contratação de grande número de térmicas flexíveis não tem sido devidamente percebido e seus efeitos financeiros nocivos não têm sido corretamente mensurados. Particularmente, o impacto da oferta de energia das novas termoeletricas no MCP não foi dimensionado. Com o crescimento previsto para o parque térmico nos próximos anos, a introdução de mecanismos de controle de risco financeiro na contratação de novas usinas e na comercialização de energia no MCP se tornará uma necessidade.

4.1 Derivativos implícitos nas regras de comercialização

O risco financeiro associado ao despacho das termoeletricas tem como principal causa a forma como a energia excedente à garantia física das termoeletricas é comercializada. Estas térmicas têm o direito de vender a energia excedente a um PLD alto e as hidroelétricas têm a obrigação de comprar esta energia.

Tais direitos e obrigações dos geradores hídricos e térmicos se materializam em função de duas variáveis econômicas – o CMO e o PLD – que são calculadas através dos modelos computacionais. Ora, contratos de natureza financeira cujo valor é função da cotação um ativo ou de uma variável econômica são chamados de “derivativos”.

Os derivativos são contratos que não têm valor em si. Isto porque eles definem obrigações ou direitos de natureza financeira cujo valor não pode ser determinado de antemão, pela simples leitura do texto do contrato. O valor assumido a cada momento por estas obrigações ou direitos “deriva” do valor de um ativo (ação, *commodity* ou moeda) ou de um indicador financeiro (taxa de juros, cotações de futuros, índices, etc.).

Um exemplo clássico de derivativo são as opções sobre ações. Trata-se de contratos negociados em bolsa que dão ao titular o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender um ativo por um preço determinado, durante certo período de tempo; por exemplo, o direito de comprar uma determinada ação por R\$ 10 durante dois meses. O valor da opção a cada momento é função principalmente da cotação da ação correspondente no mercado à vista. Digamos, por exemplo, que a ação esteja cotada em determinado momento a R\$ 9 e que o direito de comprá-la a R\$ 10 por dois meses (opção de compra) esteja cotado a R\$ 0,40. Quem compra esta opção especula que a ação subirá nos próximos dois meses. Se isto ocorrer, o investidor poderá exercer na opção, comprando a ação a R\$ 10 e vendendo-a por um valor maior. Na verdade, se a ação subir o preço da opção também subirá (lembrando: o valor da opção “deriva” do preço da ação no mercado à vista) e o titular poderá auferir um lucro, vendendo no mercado a opção que possui.

As regras de comercialização de energia elétrica no MCP definem “derivativos implícitos”: elas constituem direitos e obrigações contingentes, não explicitados nos contratos, e que assumem a cada momento valores vinculados ao CMO e ao PLD calculados pelos modelos computacionais. Para melhor ilustrar este ponto será analisado na próxima seção como funciona um contrato por disponibilidade entre uma distribuidora e uma termoeletrica.

4.2 Exemplo de uma geradora térmica contratada por disponibilidade

O detalhamento das obrigações e direitos associados a um contrato “por disponibilidade” permite uma maior compreensão sobre os derivativos associados à liquidação das diferenças no MCP. A contratação de usinas por disponibilidade foi adotada no Brasil em virtude da dificuldade de viabilizar novos empreendimentos térmicos com a venda de energia a preços fixos através, por exemplo, dos contratos “por quantidade” do Ambiente Regulado. As incertezas dos geradores térmicos com os gastos de combustíveis e com as liquidações no MCP são de tal ordem que os empreendedores teriam dificuldades para obter financiamento para seus projetos. Como o Sistema Elétrico Brasilei-

⁹Na verdade, as hidroelétricas podem individualmente reduzir sua exposição no MCP deixando parte do lastro físico descontratado. Fazendo isto, elas podem cumprir seus contratos mesmo quando o MRE como um todo gera abaixo da garantia física. A quinta parte tratará das consequências desta estratégia de proteção dos geradores hídricos, que são o aumento do volume de contratos de curto prazo e a consequente exposição do mercado livre a flutuações abruptas de preços.

ro tem necessidade de novos geradores térmicos em função do risco hidrológico intrínseco ao sistema, adotou-se, a partir de 2004, a modalidade de contratação por disponibilidade.

Neste tipo de contratação a distribuidora compra, em um leilão de energia nova, a garantia física de um gerador térmico e assume os riscos associados ao nível de despacho da usina. A distribuidora paga um valor fixo ao gerador, destinado a cobrir suas despesas fixas e remunerar o capital investido, servido também de garantia para a captação de empréstimos. Além desta parcela fixa, a distribuidora assume a responsabilidade em relação aos custos com combustíveis e à liquidação financeira no MCP.

Desta forma, a concessionária de distribuição assume três “obrigações” distintas:

- i. *Pagamento da remuneração mensal ao gerador.* Este gasto não tem a natureza de um derivativo. Constitui um valor fixo, estabelecido no contrato e reajustado anualmente pela inflação.
- ii. *Pagamento das despesas operacionais do gerador.* Trata-se dos gastos incorridos quando há geração. Esta é uma obrigação que consta no contrato, onde está definido o custo variável unitário (CVU) da energia gerada e o critério de indexação para este custo. Trata-se, não obstante, de um derivativo, por ser uma obrigação que só se materializa de acordo com o valor assumido pelo CMO: só há despacho quando o CMO é maior ou igual ao CVU.
- iii. *Despesas com a compra de energia no MCP.* Este custo só existe quando a central térmica não é despachada. Trata-se de um derivativo. O valor do compromisso contratual depende a cada momento do valor assumido pelo CMO, visto que é o CMO que determina se a usina é despachada ou não. Por outro lado, o valor da energia transacionada no MCP depende do PLD do momento.

Também merece destaque o fato de que o contrato por disponibilidade assegura à distribuidora um “direito”, o de auferir receitas no Mercado de Curto Prazo com a “venda da energia gerada em excesso à garantia física” da usina contratada. Trata-se, novamente, de um derivativo, pois esta receita só ocorre quando há geração, dependendo, portanto do valor assumido pelo CMO. Por outro lado, o valor total desta receita depende do PLD do momento.

Um exemplo concreto baseado na UTE Linhares permite um melhor entendimento sobre os direitos e obrigações envolvidos em um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por disponibilidade. A UTE Linhares foi contratada no Leilão A-3 de 2008. É uma usina movida a GNL, em ciclo aberto, com um CVU de R\$ 238/MWh à época do leilão. A usina tem uma garantia física de 98,7 MW_{méd}, representando cerca da metade de sua disponibilidade (194 MW_{méd})¹⁰. Para ilustrar quais os fluxos de caixa que podem estar associados a esse contrato em diversos cenários hidrológicos, foram elaborados os gráficos apresentados a seguir. Eles mostram cada obrigação e cada direito associado a um contrato entre uma distribuidora e a UTE Linhares em função do CMO e do PLD do momento. Os fluxos de caixa são expressos em Reais por MWh de garantia física da usina.

O Gráfico 3 apresenta a primeira obrigação: o pagamento por parte da distribuidora da *receita fixa do gerador*. Conforme assinalado anteriormente, não se trata de um derivativo, mas sim de uma obrigação de valor fixo, que equivale a pouco mais de R\$ 55/MWh, e que independe do PLD. Este custo é incorrido pela distribuidora sempre, não importa se a usina está parada ou sendo despachada a plena capacidade¹¹.

O Gráfico 4 mostra na linha sólida os fluxos de caixa associados à segunda obrigação, que consiste no pagamento pela distribuidora das “despesas” no MCP quando a usina não é despachada. Enquanto o CMO for inferior ao CVU (R\$ 238/MWh) a usina permanecerá parada. Isto acarreta uma despesa no MCP: a distribuidora tem contrato com uma usina que não gerou energia no período e isto a obriga a comprar no MCP a energia que foi contratada, mas que foi efetivamente atendida pela geração de terceiros. “Esta obrigação é um derivativo”. É uma despesa que só ocorre quando o CMO é menor que o CVU da térmica e o valor da despesa depende do PLD da ocasião, sendo tanto maior quanto maior for PLD¹².

¹⁰Para a garantia física e a disponibilidade da usina, ver MME. Portaria n° 31, de 29 de agosto de 2008. Para o CVU, ver MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*, Capítulo III, Anexo III – Usinas Termelétricas da Expansão.

¹¹A UTE Linhares vendeu 96 MW_{méd} no Leilão A-3 de 2008. O empreendedor receberá uma receita fixa anual de R\$ 46.550.026,54 por manter em disponibilidade esta energia, que corresponde a R\$ 55,35/MWh. Ver CCEE. 6° Leilão de Energia Nova: Edital n° 002/2008-ANEEL. Resumo Vendedores.

¹²Em linguagem financeira, esta obrigação equivale à posição de um *lançador de uma opção de venda*: a distribuidora é obrigada a comprar a energia que lhe é ofertada no MCP ao preço da ocasião.

Gráfico 3

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
 Obrigação (A): remuneração fixa do gerador.
 (em R\$/MWh).

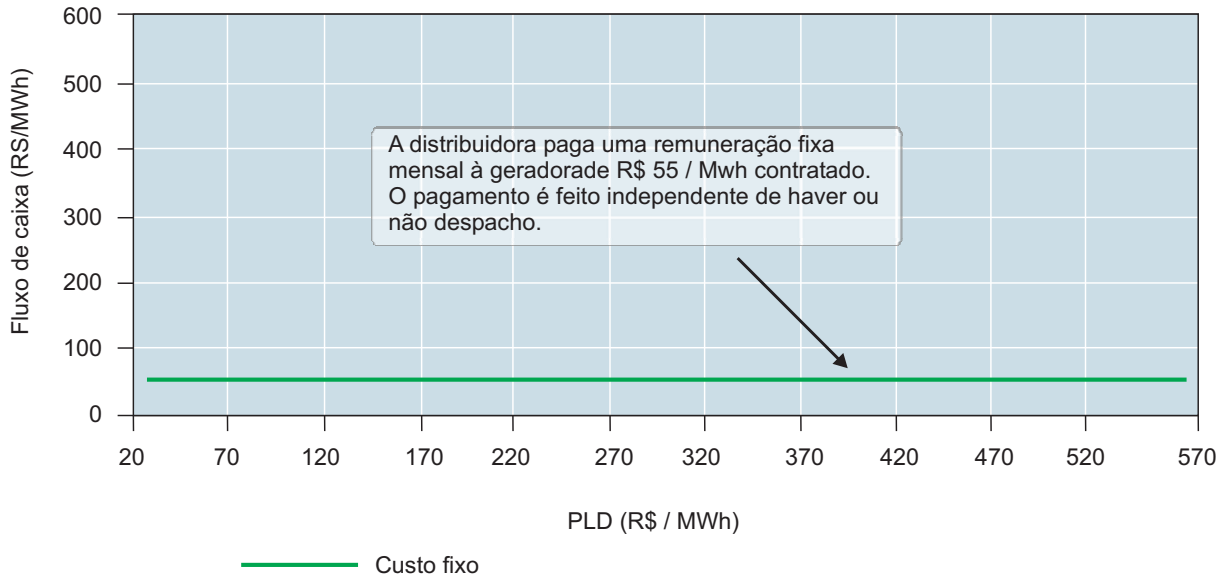
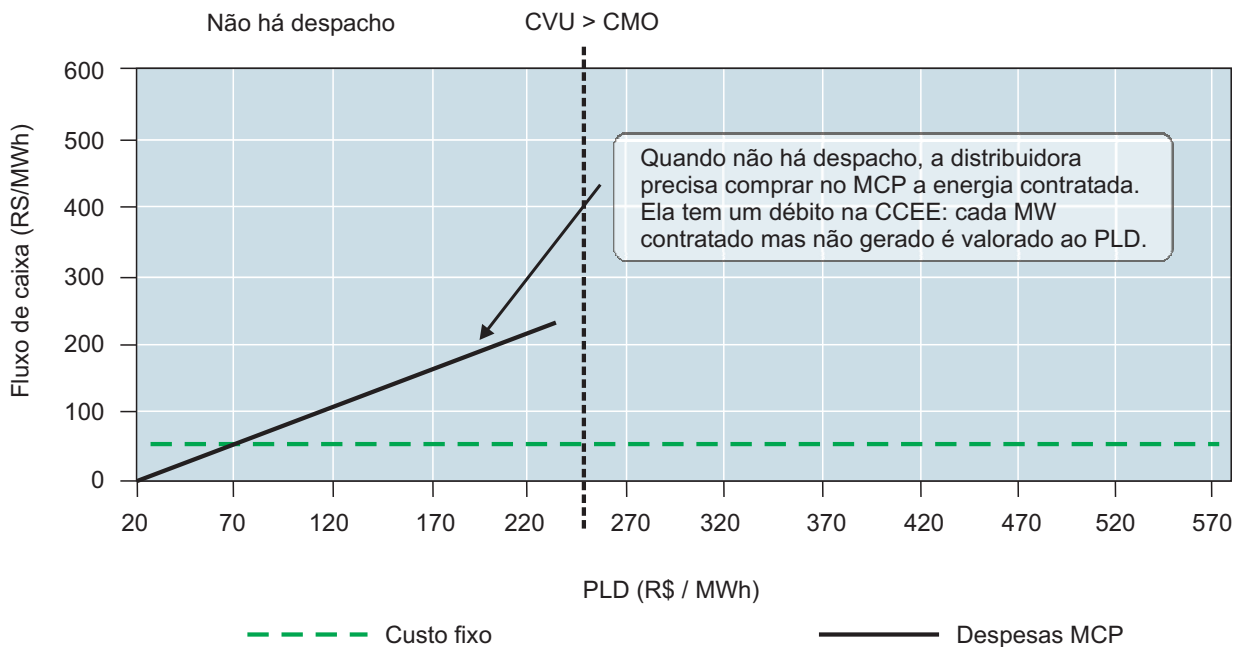


Gráfico 4

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
 Obrigação (B): compras no MCP quando não há despacho.
 (em R\$/MWh).

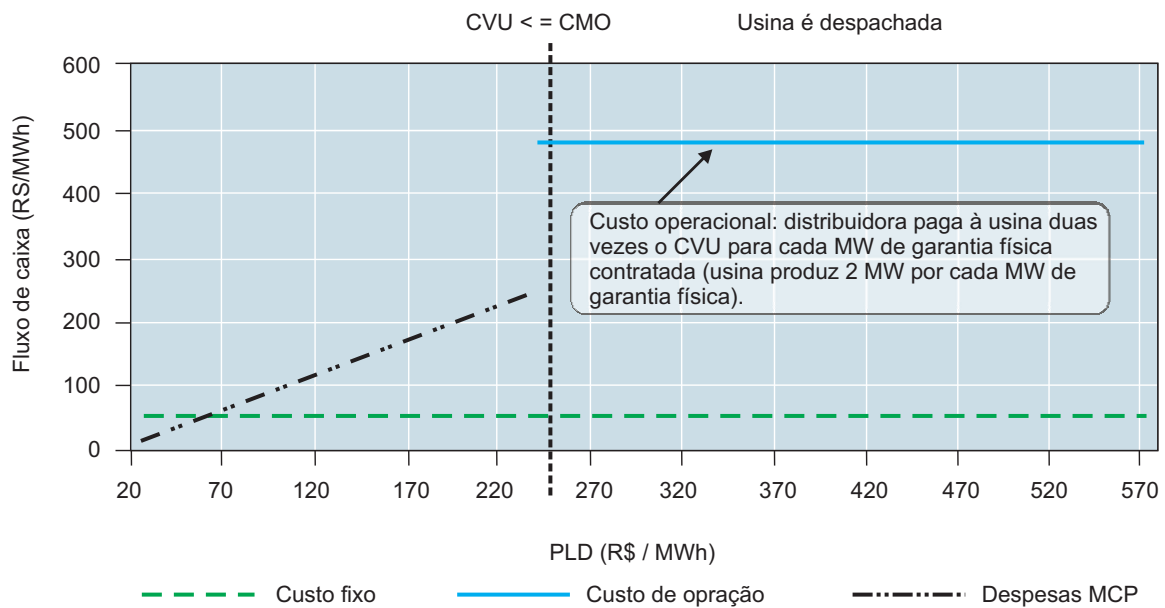


O Gráfico 5 exibe os fluxos de caixa associados à terceira obrigação da distribuidora no contrato por disponibilidade: o pagamento do “custo operacional” da geração (linha sólida). Trata-se também de um derivativo, de uma obrigação que se materializa em função da cotação de um ativo ou indicador econômico, no caso o CMO. Quando o CMO iguala ou ultrapassa o CVU da central térmica, o ONS dá uma ordem de despacho que obriga a central térmica a gerar energia e

consequentemente consumir combustível. É importante notar que, embora a distribuidora só possa lastrear um consumo equivalente à garantia física contratada, ela é responsável pelo pagamento do custo operacional total associado ao despacho da termoeletrica. Como a disponibilidade da UTE Linhares é quase o dobro da garantia física (194 MWméd e 98,7 MWméd), a distribuidora tem que pagar pelo despacho de quase 2MW para cada MW de garantia física contratada¹³.

Gráfico 5

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
Obrigação (C): custo operacional da geração quando há despacho.
(em R\$/MWh).



O Gráfico 6 apresenta o “total das obrigações” da distribuidora com a central termoeletrica contratada por disponibilidade como uma função do PLD. O total das obrigações (linha sólida) é a soma das três componentes de custo apresentadas nos Gráficos 3, 4 e 5:

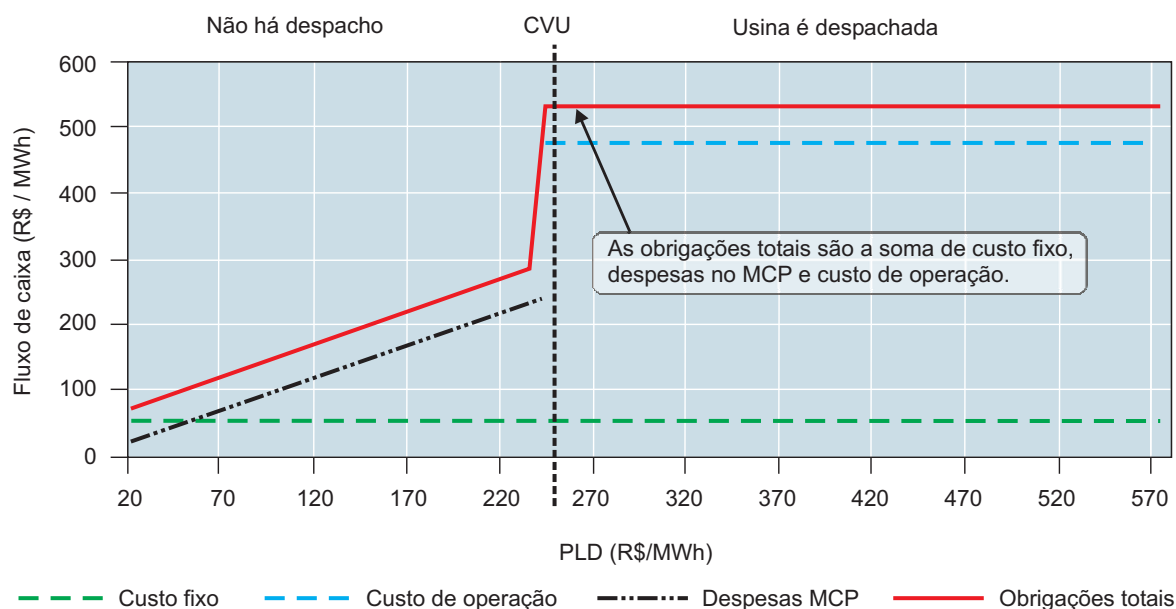
- i. Custo fixo.
- ii. Despesas no MCP.
- iii. Custo total da operação.

O valor total das obrigações da distribuidora com a UTE Linhares supera os R\$ 500 por MW de garantia física contratada sempre que há despacho.

¹³Em linguagem de economia financeira, pode-se dizer que a distribuidora é *titular de uma opção de compra* contra a usina. Ela tem o direito de comprar a energia física da usina pagando por ela o CVU. O ONS exerce este direito em nome da distribuidora sempre que isto se mostra vantajoso, isto é, sempre que o CVU é mais barato que o CMO.

Gráfico 6

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
Total das obrigações (A + B + C).
(em R\$/MWh).



O Gráfico 7 representa os “direitos” que a distribuidora possui em virtude do contrato por disponibilidade. As mesmas regras de comercialização que dão origem a uma despesa no MCP quando não há geração (Gráfico 4), permitem uma receita para a distribuidora quando a geração supera a energia contratada (linha sólida). Como os 98,7 MW méd de garantia física da UTE Linhares estão associados a uma disponibilidade total de 194MW méd, ela é capaz de gerar quase dois MW para cada MW de garantia física. Assim, sempre que há a ordem de despacho ocorre uma geração de energia elétrica em montante superior à garantia física. Como consequência a distribuidora tem o “direito” de vender o excedente gerado no MCP ao PLD em vigor. Vale destacar que quando o PLD atinge patamares elevados, esta receita pode ultrapassar o total dos custos que a distribuidora tem com este contrato por disponibilidade¹⁴.

O Gráfico 8 – último deste exemplo – mostra o “custo líquido” do contrato por disponibilidade em função do PLD. Ele é o total das “obrigações” da distribuidora menos os seus “direitos” (linha sólida). Em síntese:

- i. O custo líquido do contrato para a distribuidora é baixo quando o PLD está no piso.
- ii. O custo líquido sobe conforme o PLD aumenta, atingindo o máximo quando o PLD é igual ao CVU, ou seja, quando a usina é despachada, mas o excedente é vendido no MCP a um PLD igual ao CVU.
- iii. À medida que o PLD sobe ainda mais, o custo líquido do contrato para a distribuidora passa a diminuir, refletindo vendas do excedente gerado no MCP a valores crescentes.
- iv. Para valores extremos do PLD a energia excedente vendida no MCP se torna tão valiosa que o custo líquido da energia para a distribuidora passa a ser negativo, ou seja, a energia consumida através deste contrato deixa de ser um custo e passa a ser uma fonte de receitas.

¹⁴Em linguagem financeira, a distribuidora é titular de uma opção de venda. Ela tem o direito de vender a energia excedente ao PLD do momento que, dada as características do sistema, será elevado.

Gráfico 7

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
Direitos: venda da geração excedente à garantia física.
(em R\$/MWh).

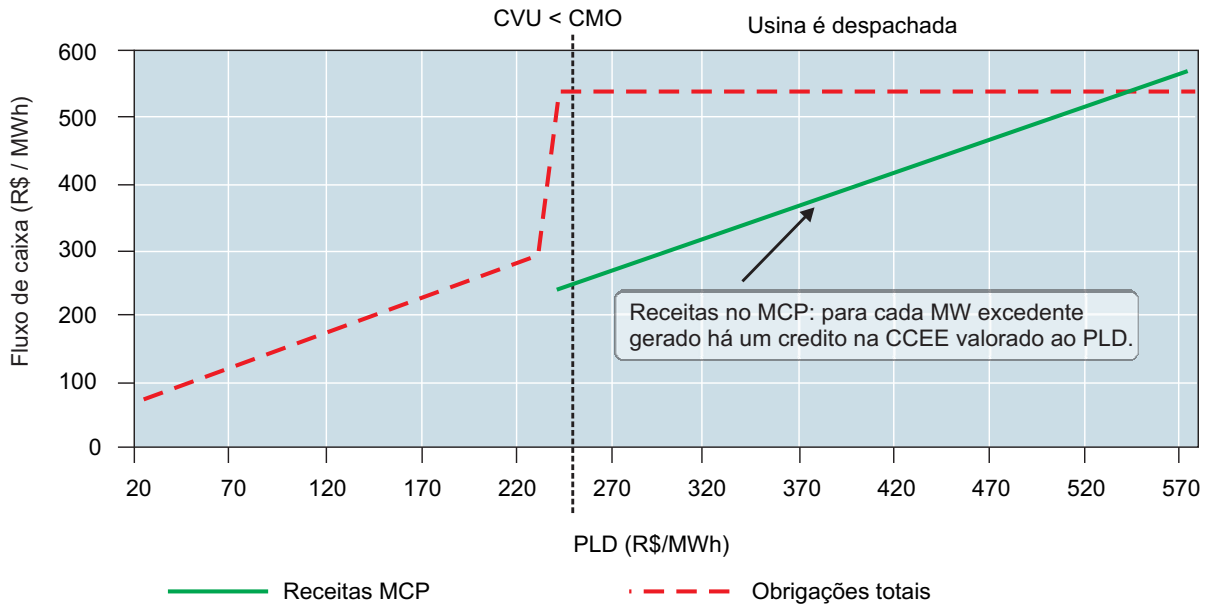
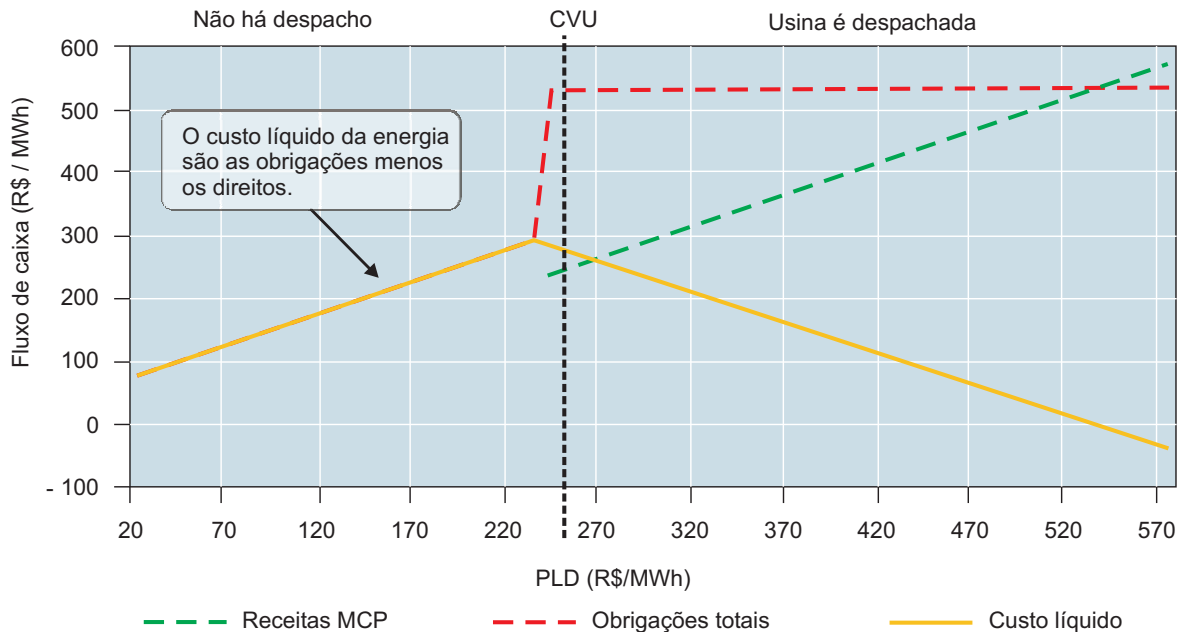


Gráfico 8

Contrato por disponibilidade – fluxo de caixa em função do PLD.
Custo líquido do contrato = Obrigações – Direitos.
(em R\$/MWh).



Por trás da aparente simplicidade dos CCEAR por disponibilidade, há um intrincado conjunto de regras de comercialização que determina direitos e obrigações financeiras de acordo com os valores assumidos pelo PLD e

pelo CMO¹⁵. Como em todo contrato com derivativos complexos, o impacto financeiro em situações pouco usuais pode ser surpreendente. No contrato com a UTE Linhares o consumidor final, através da distribuidora, paga menos pela energia gerada por esta usina à medida que o preço de curto prazo vai se tornando mais alto. No caso limite, em que o PLD atinge o teto, o consumidor, através da distribuidora, *ganha para consumir*. Trata-se de uma situação inusitada: em um momento de escassez extrema, quando os preços da energia se elevam ao máximo admitido pelas regras do modelo, a distribuidora que contratou esta usina – que quando despachada tem um custo operacional de mais de R\$ 500 por MW de garantia física – auferirá uma receita tão elevada com a venda do excedente de energia que acaba obtendo receitas líquidas com o contrato!!!

O problema deste arranjo contratual não está somente no fato de que em situações de escassez extrema o consumidor ganhe para consumir, constituindo um sinal econômico invertido. O problema maior surge das obrigações financeiras vultosas que são criadas para outros agentes do sistema que, nas situações-limite, podem não ter recursos para honrá-las¹⁶.

O direito de vender a energia excedente no MCP – concedido a cada nova térmica com garantia física baixa e repassado às distribuidoras pelos contratos por disponibilidade – tem sérias consequências para os agentes a quem as regras de comercialização de energia impõem o papel de contraparte para estes direitos.

Como analisado anteriormente, o impacto das liquidações financeiras no MCP em situações de hidrologia crítica recai diretamente sobre os geradores hídricos. A cada nova contratação de uma central termoeletrica com garantia física baixa cria-se uma nova obrigação para os geradores hídricos. E o importante a destacar: sem que eles se deem conta disso, sem que eles sejam remunerados pela nova obrigação e sem que se verifique se terão condições de arcar com os custos na CCEE decorrentes de um despacho térmico prolongado.

As regras do MCP também têm consequências perversas no que diz respeito à contratação de novas centrais termoeletricas. A competitividade das termoeletricas com altos custos de geração nos leilões para o mercado regulado se deve em boa medida às regras do modelo comercial que fazem com que parte da energia gerada seja vendida compulsoriamente no MCP a terceiros com preços elevados. Os critérios de seleção de projetos dos leilões não permitem perceber o quão onerosas para o sistema são essas usinas, simplesmente porque focam no ponto de vista do consumidor: ele tem o direito de usufruir de receitas no MCP quando há despacho e, por isto, nunca precisa arcar plenamente com os elevados custos operacionais destas usinas.

Desta forma, pode-se concluir que a comercialização compulsória da energia excedente à garantia física das centrais termoeletricas é um “derivativo” que apresenta uma “dimensão tóxica” para o sistema elétrico brasileiro que não está devidamente percebida e precificada. A próxima seção tem como objetivo apresentar estimativas baseadas em dados oficiais sobre a dimensão do risco financeira que decorre da existência de grande volume de geração térmica com disponibilidade superior à garantia física.

¹⁵Na verdade a complexidade é ainda maior, pois o próprio CVU varia conforme a cotação do combustível. As opções associadas ao contrato com a termoeletrica têm, portanto, preço de exercício variável.

¹⁶Em uma primeira aproximação, o MCP parece se assemelhar aos mecanismos de *Post Trading* dos mercados liberalizados europeus. Nestes mercados, consumidores e geradores fazem um leilão, normalmente de véspera, que define tanto os preços de curto prazo como a programação de despacho a nível horário. No dia seguinte, o operador do sistema comanda o despacho de acordo com a programação, mas cuidando para ajustar a oferta à demanda em tempo real. Destes ajustes surgem pequenos desequilíbrios (*imbalances*) entre o despacho contratado e o despacho realizado. Estas diferenças são ajustadas no *Post Trading*: consumidores que compraram mais ou menos do que efetivamente consumiram têm que fazer um ajuste financeiro de suas posições. Porém, embora tanto o *Post Trading* como o MCP sejam formas de resolver desequilíbrios financeiros resultantes da diferença entre a energia contratada e a energia medida, há duas diferenças fundamentais. A primeira diferença é que no caso do *Post Trading* são feitos ajustes com caráter estritamente “conjuntural” e com um volume pequeno em relação aos valores originalmente contratados. Já no caso do MCP há um desequilíbrio “estrutural”: quando as centrais térmicas com garantia física baixa são despachadas “sempre” ocorre uma liquidação financeira com valores vultosos.

4.3 Energia térmica excedente à garantia física: estimativa a partir de dados da EPE

Os dados da Tabela 4 apresentam valores do excedente de energia térmica flexível no Sistema Interligado resultante da disponibilidade de energia excedente à garantia física das termoeletricas. Os valores apresentados na tabela foram obtidos no documento “Configuração de Referência” de Termoeletricas utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o cálculo das garantias físicas do leilão A-3 de 2008¹⁷. Este documento reúne dados sobre a potência disponível das UTEs e estimativas de suas respectivas garantias físicas, permitindo o dimensionamento da energia térmica excedente.

O bloco térmico apresentado da Tabela 4 tem uma garantia física calculada em 14.087 MW_{méd}. Esta é a quantidade máxima de energia que o conjunto das térmicas pode comercializar em contratos. É o que se denomina também de lastro comercial. Entretanto, a disponibilidade total do bloco térmico chega a 20.737 MW_{méd}. Há, portanto, um excedente de 6.650 MW_{méd} de energia térmica acima da garantia física. Este excedente será efetivamente gerado no momento em que o ONS fizer a ordem de despacho de todas as térmicas em simultâneo. Como se trata de uma energia acima do que pode ser efetivamente contratado, ou seja, acima do lastro comercial, este excedente de energia será ofertado compulsoriamente no Mercado de Curto Prazo (MCP). Esta energia provavelmente terá que ser adquirida seja pelas usinas hídricas que comercializaram a totalidade do lastro em contratos de longo prazo, seja por consumidores livres que não estiverem amparados em contratos de longo prazo.

Tabela 4
Bloco de usinas termoeletricas:
Configuração de referência para cálculo da garantia física do leilão
A-3 de 2008
(em MW_{méd}).

Garantia Física e Disponibilidade	MW _{méd}
Garantia Física do Sistema	63.820
Garantia Física do Bloco Hidráulico	49.733
Garantia Física do Bloco Térmico	14.087
Disponibilidade do Bloco Térmico	20.737
Disponibilidade térmica excedente à Garantia Física	6.650

Fonte: EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. Garantia Física dos Empreendimentos Termoeletricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008. Elaboração Gesel-IE-UFRJ.

Para dar uma dimensão do impacto – e risco - financeiro no caso limite, em que todo o bloco térmico for acionado em simultâneo, a liquidação no MCP decorrente apenas da comercialização da energia térmica excedente irá superar R\$ 3 bilhões por mês¹⁸.

A Tabela 5 apresenta as estimativas para a liquidação financeira no MCP em períodos de *stress* hídrico com um a oito meses de duração, calculada com base na energia térmica excedente dimensionada com base na Tabela 4. Os valores globais são extremamente elevados, superando a dezena de bilhões de reais em um despacho pleno de quatro meses ou mais.

¹⁷Estes valores da configuração térmica diferem dos apresentados na Tabela 1, baseado nos dados do PMO de julho de 2009, por não incluir as usinas contratadas nos leilões A-3 e A-5 de 2008.

¹⁸A conta foi feita com base no PLD teto de R\$ 633,37/MWh, supondo que a carga seja igual à garantia física do sistema. A conta para a liquidação financeira no MCP nestas circunstâncias é a seguinte: 6.650 (MW_{méd}) x 30 (dias) x 24 (horas) x 633,37 (R\$/MWh) = R\$ 3.032.575.560.

Tabela 5
Mercado de Curto Prazo:
Liquidação financeira potencial em despacho pleno do bloco
térmico, configuração A-3 2008
(em R\$ bilhões)

Meses	MCP R\$ bilhões
1	3,0
2	6,1
4	12,1
6	18,2
8	24,3
10	30,3

Fonte: Gesel-IE-UFRJ.

Cabe a importante ressalva de que todos os cálculos foram feitos a partir das garantias físicas avaliadas pelos modelos computacionais. Essas garantias variam com a configuração do sistema, com eventuais mudanças na metodologia de cálculo e com os preços de combustíveis. Porém, o lastro concedido pelo MME para uma usina não é revisto com frequência para não prejudicar os contratos de longo prazo. Sendo assim, embora no cálculo da garantia física para o leilão de A-3 de 2008 apareça um excedente de energia térmica superior a 6,6 GW_{méd}, é provável que o excedente da disponibilidade de energia térmica em relação ao lastro comercial seja diferente desse número. Naturalmente, para fins de monitoramento do risco financeiro associado ao despacho, o lastro comercial é mais importante que a garantia física calculada a cada momento.

4.4 Energia térmica excedente à garantia física: contratações dos leilões de 2007 e 2008

Mesmo levando em conta as limitações metodológicas da estimativa do volume de energia térmica excedente em relação à garantia física realizada acima, é fato que os leilões de energia nova realizados em 2007 e 2008 contrataram centrais termoelétricas com grande capacidade de geração excedente. A Tabela 6 exibe a contratação de energia térmica nos leilões de A-3 e A-5 de 2007 e 2008. Os valores de disponibilidade apresentados na tabela foram declarados pelos empreendedores à época de cada leilão. Os valores da garantia física foram calculados pela EPE e correspondem ao lastro comercial para venda da energia concedido pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Em apenas quatro leilões foram contratadas centrais térmicas com disponibilidade total de 10.531 MW_{méd} e garantia física de 7.264 MW_{méd}. Resultou um aumento da energia térmica disponível 3.267 MW_{méd} maior que o aumento da garantia física.

Tabela 6
Contratações de geradores térmicos nos
leilões de energia nova de 2007 e 2008
(em MW_{méd})

Leilões	Disponibilidade (1)	Garantia física (2)	Excedente (1-2)
A-3 2007	1.667	1.318	348
A-5 2007	1.826	1.738	88
A-3 2008	1.935	1.116	820
A-5 2008	5.103	3.092	2.010
Total	10.531	7.264	3.267

Fonte: MME Portarias 20315 e 20146 de 2007 e SPE 31 e 32 de 2008.

4.5 Energia de Reserva e o Mercado de Curto Prazo

O Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado em 14 de agosto de 2008, também contribuiu para aumentar a oferta potencial de energia no MCP em situações hidrológicas desfavoráveis. As usinas a biomassa de cana de açúcar selecionadas no leilão funcionam na modalidade inflexível e geram energia sem custos variáveis, independentemente do comando do ONS. Estes empreendimentos recebem uma receita fixa que é custeada por todos os consumidores através da cobrança do Encargo de Energia de Reserva (EER).

A garantia física dos empreendimentos do LER não é contratada pelos consumidores. Ela constitui uma reserva acima da demanda prevista pelos agentes do mercado. A introdução de novas fontes de energia na matriz é benéfica para a operação do sistema, ao constituir uma folga que permite diminuir a probabilidade de despacho das térmicas mais caras. Além disso, como a energia da biomassa é gerada apenas na estação seca, trata-se de uma diversificação estratégica para o parque gerador brasileiro, na medida em que ela é complementar ao parque hídrico¹⁹.

Entretanto, a forma como as usinas de reserva foram contratadas tende a aumentar o risco associado à liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo, por implicar aumento da quantidade de energia liquidada²⁰. Embora a CCEE esteja incumbida de recolher o EER e pagar com este encargo a receita fixa das usinas, a CCEE também se encarregará de contabilizar e faturar a energia gerada. Ela será vendida no MCP e a receita auferida ajudará a aliviar os encargos com a contratação da energia de reserva.²¹ Portanto, é possível que em anos de preços altos a receita da venda da energia no MCP consiga custear com sobras toda a receita fixa das usinas contratadas. Em uma situação de hidrologia crítica, a energia de reserva ofertada no MCP será vendida compulsoriamente ao PLD máximo, provocando forte impacto financeiro aos agentes que sejam obrigados a suportar esses custos.

Tabela 7 resume o resultado do primeiro leilão de energia de reserva e permite dimensionar quanta energia descontratada será injetada no sistema quando todas as usinas estiverem em plena operação. O Leilão selecionou 31 usinas, com uma capacidade instalada de 2.505 MW e 859 MW_{méd} de garantia física. As usinas em questão só venderam parte de sua energia no leilão de reserva. Outra parte foi direcionada pelo mercado livre, buscando um *mix* de contratos²². O leilão adquiriu 548 MW_{méd} de garantia física, que correspondem a 1.599 MW de capacidade instalada. A energia excedente será ofertada no MCP, contribuindo para aumentar o volume das liquidações financeiras de curto prazo na CCEE.

Tabela 7
Capacidade instalada e garantia física das usinas contratadas no
1º Leilão de Energia de Reserva (2008)
(em MW e MW_{méd})

	Capacidade MW	Garantia Física MW _{méd}
Usinas selecionadas no LER	2.505	859
Energia de reserva contratada	1.599	548

Fonte: CCEE, Resultados do 1o Leilão de Energia de Reserva. Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

¹⁹Sobre esta questão ver CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. Considerações Sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro. Rio de Janeiro. GESEL-UFRJ. 2010. (Textos de Discussão do Setor Elétrico, n.15).

²⁰ Ver Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Art 1 § 4º “A energia de reserva adquirida nos leilões não poderá constituir lastro para revenda de energia” § 5º “A energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE.”

²¹ Ver Aneel, Minuta de CER, Anexo II ao Edital de Leilão N. 01/2008-ANEEL, “A ENERGIA entregue pelo VENDEDOR [...] será contabilizada e liquidada no MERCADO DE CURTO PRAZO, sendo os recursos correspondentes a essa liquidação destinados à CONER” (Cláusula 6). A *Coner*, por sua vez é a “conta bancária administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de Energia de Reserva” (Anexo II, Definições).

²² Análise da dinâmica do mercado de bioeletricidade e dos resultados deste leilão pode ser encontrada em CASTRO *et al.* Bioeletricidade e a indústria de álcool e açúcar: possibilidades e limites. Rio de Janeiro. Synergia, 2008.

Como a garantia física das usinas de biomassa corresponde à disponibilidade média e ela é destinada ao MCP, a energia de reserva estará liquidada ao PLD 548 MW_{méd}. Portanto, em apenas dois anos os leilões de energia nova e de energia de reserva contrataram em conjunto usinas capazes de injetar, em secas prolongadas, 3.815 MW_{méd} de energia no MCP. No pior cenário, somente essas usinas serão responsáveis por liquidações financeiras superiores a R\$ 1,7 bilhões/mês na CCEE.

Em 2009 o segundo leilão de energia de reserva, que contratou geradoras eólicas com a capacidade instalada total de 1.805,70 MW e garantia física de 783,1 MW_{méd}, promoveu novo aumento do volume de energia descontratada a ser ofertada no MCP. Como a energia de Angra 3 também deve ser viabilizada comercialmente como energia de reserva, antecipa-se assim novo aumento estruturalmente importante na oferta de energia descontratada no MCP superior a 1.200 MW_{méd}.

A contratação de energia de fonte termoeletrica com disponibilidade de energia superior à garantia física, somada à quantidade crescente de energia de reserva aumentam o risco financeiro em situações de hidrologia desfavorável.

5. O impacto financeiro de uma hidrologia crítica

Para melhor avaliar e precisar o significado e risco financeiro de um período de seca prolongada no SEB convém estimar com que frequência pode ocorrer um uso intenso e prolongado das centrais termoeletricas, capaz de acarretar transferências maciças de recursos via transações compulsórias no MCP. Esta análise pode ser feita a partir das séries plurianuais de CMO geradas pelo programa *Newave*. Há duas fontes de dados disponíveis para este tipo de análise: os originados nos modelos utilizados pelo planejamento da expansão do sistema ou nos modelos utilizados na operação do sistema e na formação do preço de curto prazo. Preferiu-se aqui utilizar dados originados do planejamento da expansão, já que eles são construídos de forma a não serem influenciados pelo nível dos reservatórios e das aflúncias em um dado momento.

Convencionou-se neste trabalho que uma situação de hidrologia crítica é caracterizada por um período de pelo menos um mês com PLD médio no teto (R\$ 633,37 por MWh, em 2009). Uma situação como esta é de *stress* hídrico mais intenso do que em janeiro de 2008, quando o PLD foi ao teto por duas semanas.

Um período com PLD máximo coloca uma grande pressão financeira para todos os agentes obrigados a liquidar posições em aberto ao PLD – tanto os agentes expostos no MCP, como aqueles que contratam energia indexada ao PLD. Anos em que esta situação se produza por vários meses constituirão um grande desafio para a solidez financeira do Setor Elétrico Brasileiro. A questão que se coloca é avaliar se as regras de comercialização de energia permitem evitar um racionamento em circunstâncias sem causar danos à saúde financeira e, no limite, à capacidade de solvência dos agentes e do próprio SEB.

A Tabela 8 exibe a probabilidade de um ano qualquer entre os dezoito mil anos simulados no *Newave* para o Plano Decenal 2008-2017²³, ter um ou mais meses com PLD médio no teto. Fica claro que o despacho em bloco das térmicas, mesmo que por poucos meses, ocorreria, pela ótica do planejamento, com uma frequência baixa. O modelo aponta para a ocorrência da situação crítica por um ou mais meses em apenas 7,0% dos anos. A probabilidade de ocorrência de situações mais severas é ainda mais reduzida. Um despacho em bloco por quatro meses ou mais ocorre em 3,2% dos anos e um despacho em bloco por oito meses ou mais só ocorre em 1,5% dos anos.

Tabela 8

Despacho em bloco das térmicas flexíveis
 Probabilidade de ocorrência do PLD máximo em um ano qualquer
 calculada com dados do Plano Decenal 2008-2017
 (em %)

Meses com PLD máximo	Prob.
1 mês ou mais	7,0
2 meses ou mais	4,9
4 meses ou mais	3,2
6 meses ou mais	2,3
8 meses ou mais	1,5
10 meses ou mais	0,7

Fonte: EPE, Plano Decenal 2008-2017, Planilha de CMO SE-CO.
 Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

A Tabela 9 analisa as séries de nove anos e não mais para cada ano individualmente. Ela mostra a probabilidade de em um período de nove anos ocorrer em pelo menos um ano isolado um despacho em bloco das térmicas com PLD médio no teto. Com o horizonte de tempo mais dilatado, a probabilidade de ocorrência de uma situação crítica em algum momento se torna bastante alta, pelo menos ao se adotar uma ótica de avaliação de risco de crédito ou de risco de solvência. Em 21,5% das séries de nove anos ocorre ao menos um ano com quatro ou mais meses com PLD médio igual ao teto. A probabilidade de ocorrência de situações de *stress* financeiro ainda mais agudo em nove anos também é expressiva: o PLD fica no teto por seis meses ou mais em pelo menos um ano da série com 16,5% de probabilidade, e por oito meses ou mais com 11,2% de probabilidade.

Tabela 9

Despacho em bloco das térmicas flexíveis.
 Probabilidade de ocorrência do PLD máximo em séries de nove
 anos calculada com dados do Plano Decenal 2008-2017
 (em %)

Meses com PLD máximo	Prob.
1 mês ou mais	37,8
2 meses ou mais	29,7
4 meses ou mais	21,5
6 meses ou mais	16,5
8 meses ou mais	11,2
10 meses ou mais	5,4

Fonte: EPE, Plano Decenal 2008-2017, Planilha de CMO SE-CO.
 Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

Cabe a ponderação que dados originados no planejamento da expansão da geração supõem um sistema com a geração ajustada à carga, situação que pode não ocorrer na prática, seja pela frustração de novos projetos, seja pela evolução da carga em uma trajetória diferente da originalmente prevista. Além disso, a operação do sistema inclui mecanismos que não são modelados pelo planejamento – notadamente, os níveis-meta do ONS para o armazenamento de águas nos reservatórios ao fim da estação seca e as curvas de aversão a risco (CAR). Estes procedimentos

podem influir na frequência e na intensidade de despachos prolongados das termoelétricas. Outro fator que não é modelado é o gerenciamento da carga pelos agentes: em um período de preços elevados no MCP, alguns agentes, consumidores livres, sobretudo, podem reagir aos preços altos com uma redução de carga. Este caso particular será examinado em seguida.

5.1 Efeitos da alta do PLD em transações do mercado livre

Em hidrologias adversas, quaisquer agentes que comprem energia com preço indexado ao PLD, sejam eles distribuidoras, geradores, consumidores ou comercializadoras, tendem a sofrer fortes impactos financeiros derivados de uma alta de preços.

Além da energia transacionada no MCP, há modalidades bilaterais de comercialização de energia que também utilizam o PLD como indexador. Este tipo de contratação pode difundir e amplificar o impacto financeiro de uma alta do PLD. Por exemplo: a regulação da comercialização de energia permite que parte do lastro não esteja alocado a contratos de longo prazo. Esta energia é normalmente vendida em contratos curtos no ambiente de contratação livre com preços indexados ao PLD.

As regras atuais também admitem que usinas operem no modelo *merchant*, isto é, ofertando energia sem firmar contratos de longo prazo. As usinas contratadas no leilão de energia de reserva, por exemplo, funcionam assim. Mas, na prática, qualquer geradora pode deixar uma parte de seu lastro descontratado. Tais usinas têm a obrigação de gerar sempre que são chamadas a despachar, mas não têm, *a priori*, clientes para parte do lastro.

Não comercializar em contratos de longo prazo uma parte do lastro é uma estratégia comum de diversificação de portfólio das geradoras. As geradoras hídricas, por exemplo, costumam deixar parte do lastro descontratado para vendê-lo ao PLD. Além de diversificarem a indexação das receitas, estas geradoras se previnem contra situações onde o MRE não consiga gerar toda energia equivalente à sua garantia física. Caso isto ocorra, a geradora terá um *hedge* contra uma eventual liquidação financeira desfavorável no MCP, uma vez que terá também receitas em PLD para compensar eventuais deficits no *spot*.

Em situações normais, o lastro descontratado é vendido em contratos de balanço, também denominado de mercado *ex-post*. Os contratos de balanço são firmados sempre ao final do mês, quando os agentes já têm clareza sobre seus níveis de geração ou consumo e podem avaliar se estão sujeitos a penalidades por descasamento entre a energia contratada e a energia medida. Os contratos de balanço são firmados diretamente entre as partes interessadas e o preço costuma ser o PLD mais um ágio.

O lastro que não está comprometido com contratos de longo prazo também pode ser usado para contratos bilaterais com prazos curtos, de poucos meses. Estes contratos são firmados para cobrir exposições em períodos breves e normalmente têm o preço relacionado ao PLD esperado para o período, estimado com base nos modelos computacionais.

Se o mercado estiver excessivamente ofertado, de modo a haver pouca liquidez para contratos de balanço ou de curto prazo, o lastro descontratado pode acabar sendo liquidado no MCP, constituindo, então um montante de energia excedente valorada diretamente ao PLD, sem ágio algum.

Portanto, não é apenas no MCP que os agentes estão expostos às variações do PLD. Agentes que utilizam intensamente contratos de balanço e contratos curtos também estão sujeitos à volatilidade do preço de curto prazo. Não há, porém, estatísticas públicas sobre estas duas modalidades de contratação, não sendo possível dimensionar os volumes de recursos envolvidos. Esta falta de transparência do mercado livre é uma deficiência regulatória que precisa ser corrigida, dados os volumes de energia e de recursos transacionados.

5.2 Garantias financeiras e a solvência do MCP

A alta do PLD verificada em janeiro de 2008, quando o preço-teto foi atingido por duas semanas, foi um sinal de alerta para os riscos incorridos pelos agentes expostos ao PLD. O grau de inadimplência na CCEE subiu a um nível que ainda não havia sido experimentado, atingido em alguns meses mais de 15% dos valores contabilizados.²⁴ Este precedente suscitou uma iniciativa de reformular o critério de cálculo de garantias financeiras para o mercado de energia. A exigência de garantias mais sólidas para os participantes do mercado, baseada na exposição no MCP prevista para os meses subsequentes, foi um avanço e prova de amadurecimento do SEB que deve ser destacado e elogiado.

Porém, não parece que a nova metodologia de cálculo de garantias financeiras possa ser suficientemente robusta para proteger a solvência do sistema em situações de hidrologia crítica. Isto porque só são exigidas garantias financeiras de agentes que não tem lastro em volume compatível com a energia contratada. E este estudo procura demonstrar que mesmo os agentes que têm lastro físico para seus contratos – notadamente os geradores hídricos – podem ficar em situação delicada em uma alta prolongada do PLD: eles terão lastro, mas não serão capazes de gerar energia suficiente para honrar seus contratos, ficando expostos em volumes elevados no MCP, justo quando o PLD estiver elevado. O problema é que para assegurar a solvência destes agentes no MCP em tais situações seria preciso requerer deles um volume de garantias financeiras líquidas extremamente alto; tão alto que provavelmente estaria fora de seu alcance.

Há que se ter em mente que o Mercado de Curto Prazo não é, apesar do nome, um mercado. Em um mercado, segundo a literatura econômica básica, qualquer acréscimo de oferta tende a deprimir os preços. Já no MCP, a oferta não interfere nos preços. Tanto a oferta de energia no MCP como os preços são resultantes dos modelos computacionais de otimização do uso de recursos hídricos e térmicos. E estes modelos não têm, pelo menos até o momento, travas de natureza financeira, que excluam do leque de possibilidades do operador as alternativas de despacho que impliquem uma liquidação de volumes financeiros elevados no MCP. Com isto, toda oferta de energia descontratada encontra necessariamente e compulsoriamente uma contraparte responsável por honrar o pagamento ao preço definido pelo modelo computacional. Se a hidrologia apontar para um despacho de todo o bloco térmico fazendo com que o PLD chegue ao teto, os agentes que se virem expostos no MCP não terão outra alternativa senão fazer a liquidação financeira do valor estipulado.

Infelizmente, o aumento da participação de térmicas na matriz de geração está levando a riscos financeiros crescentes no MCP. Por um lado, a disponibilidade de energia térmica tem crescido mais que a lastro para venda efetivamente comercializado. Por outro lado, a contratação de energia de reserva têm se dado na forma de usinas *merchant*, que ofertam energia no *spot* e que, portanto, tendem a desempenhar um papel nocivo em situações críticas.

Não é possível prever com precisão qual será o volume de energia que poderá no futuro ser transacionado no MCP em situações de hidrologia desfavorável sem realizar simulações detalhadas da evolução da carga, do lastro comercializado e da capacidade instalada. Porém, o efeito combinado da entrada em operação das térmicas contratadas nos leilões de energia nova e das usinas contratadas como energia de reserva deve levar o MCP a liquidar volumes de energia bastante superiores aos verificados em janeiro de 2008.

A Tabela 10 apresenta uma simulação do volume de recursos financeiros envolvido na liquidação financeira do MCP em diversos cenários de PLD no teto. Foram traçados cenários tanto para o volume médio de energia (entre 2.000 e 10.000 MW_{méd}) transacionado, como para a duração do período com PLD alto, variando de 1 a 10 meses em um ano.

²⁴Fonte: CCEE, *Boletim Informativo* de maio de 2008.

Tabela 10
 Valor das transações no MCP com o PLD no máximo.
 Simulações com várias quantidades e prazos
 (em MWméd e R\$ bilhões)

Energia no MCP MWméd	Meses com PLD no Teto (R\$ bilhões)					
	1	2	4	6	8	10
2.000	0,9	1,8	3,6	5,5	7,3	9,1
4.000	1,8	3,6	7,3	10,9	14,6	18,2
6.000	2,7	5,5	10,9	16,4	21,9	27,4
8.000	3,6	7,3	14,6	21,9	29,2	36,5
10.000	4,6	9,1	18,2	27,4	36,5	45,6

Fonte: Gesel-IE-UFRJ.

Os números apurados e apresentados na Tabela 10 são deveras elevados sob qualquer ponto de vista. Mesmo no cenário em que o volume de energia transacionado é de 2.000 MWméd, bastante abaixo dos 3.365 MWméd verificados em janeiro de 2008 ou de qualquer outro mês em período recente, os números projetados para períodos prolongados de preços altos são muito elevados e preocupantes. Nos cenários, em que o volume de energia comercializada no MCP ultrapassa o verificado em janeiro de 2008, e que parecem bastante plausíveis tendo em vista o perfil da expansão do parque térmico e a contratação de energia de reserva, os valores envolvidos são ainda mais elevados.

Face às magnitudes estimadas pela Tabela 10, que sequer computam o impacto financeiro de eventuais exposições de agentes a contratos de balanço ou contratos de curto prazo – ambas difíceis de quantificar pela falta de transparência neste mercado, mas com preços fortemente influenciados pelo PLD – transparece que a garantia de solvência do sistema não passa apenas pela exigência de garantias financeiras maiores.

O problema não é tanto o custo da apresentação de garantias com os valores envolvidos, mas a própria viabilidade de obter garantias para com ordem de magnitude de valores. Não é provável que bancos ou seguradoras aceitem tomar tamanha exposição de risco, ainda que sejam bem remunerados para isto. Pois, caso ocorra uma situação de hidrologia crítica, grande parte das garantias compradas pelos agentes do setor fatalmente será executada em simultâneo, o que caracteriza um risco não diversificável e que, portanto, não deve ser objeto de seguro ou de fiança bancária. Restaria como alternativa a apresentação de valores mobiliários líquidos como garantias financeiras, o que, dados os valores envolvidos, implicaria a necessidade de capitalização maciça do setor.

5.3 A delicada situação do mercado livre

O mercado livre ocupa atualmente uma posição delicada na comercialização de energia no Brasil. Da forma como as regras estão definidas, há uma tendência para que os consumidores livres sejam levados para contratos curtos, absorvendo, portanto, parte do risco das variações dos preços de curto prazo. O problema básico é simples e resulta em as geradoras terem interesse em manter uma parte de seu lastro descontratado, seja por desejo de diversificação, seja por necessidade de *hedge*.

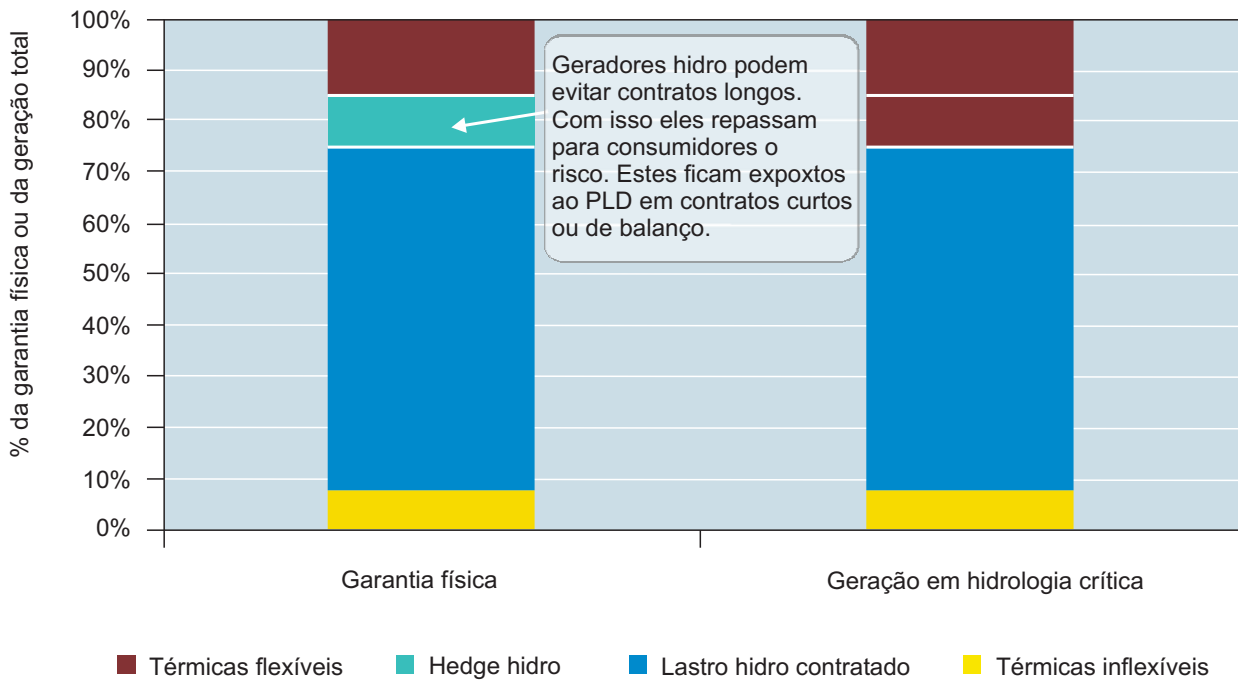
Há uma assimetria no modelo de comercialização de energia no Brasil. Por um lado, os agentes consumidores devem ter todo o consumo baseado em lastro físico e há forte preocupação regulatória no sentido de os leilões de energia suprirem o mercado cativo de contratos de longo prazo, correspondentes a todo o seu consumo. Mas, por outro lado, nada obriga os geradores a firmarem contratos de longo prazo para todo o lastro que detêm. Na medida em que os leilões para o mercado regulado, energia nova, energia velha e ajuste, cumpram o objetivo de lastrear todo o consumo das distribuidoras em contratos de prazos longos, a energia que os geradores preferem deixar descontratada corresponderá necessariamente a uma parcela do consumo de consumidores livres.

Além do natural desejo de diversificação, os geradores hídricos têm fortes razões para deixar parte do lastro descontratado. Trata-se da forma mais simples de proteção (*hedge*) contra uma eventual exposição no MCP em hidrolo-

gias críticas. Em situações normais, o resultado dessa política é que parte das receitas dos geradores hídricos fica indexada ao PLD. Além das vendas compulsórias da energia secundária no MCP, o gerador que faz *hedge* com parte de seu lastro tem receitas com contratos de balanço ou contratos curtos, ambos fortemente indexados ao PLD. Mas na eventualidade de uma seca prolongada, as receitas indexadas ao PLD tenderão a desaparecer. Não haverá energia secundária para vender no MCP e o lastro descontratado não terá como gerar receita líquida: ele servirá apenas para compensar a geração hídrica menor que a garantia física.

O Gráfico 9 ilustra como a estratégia de *hedge* das hidrelétricas funciona quando ocorre um despacho de todo o bloco térmico. Se os geradores hídricos deixam descontratada uma parte de sua garantia física (coluna da esquerda) igual à disponibilidade de energia térmica excedente (indicada na coluna da direita entre linhas brancas), eles não precisarão comprar esta energia cara no MCP. A mecânica do *hedge* é simples: como o MCP faz o ajuste entre a energia contratada e a energia medida e uma parte do lastro não é contratado, os geradores hídricos que fazem *hedge* não têm déficit por geração insuficiente no MCP.

Gráfico 9
Comercialização de energia:
Geradores hídricos fazem *hedge* com parte do lastro.

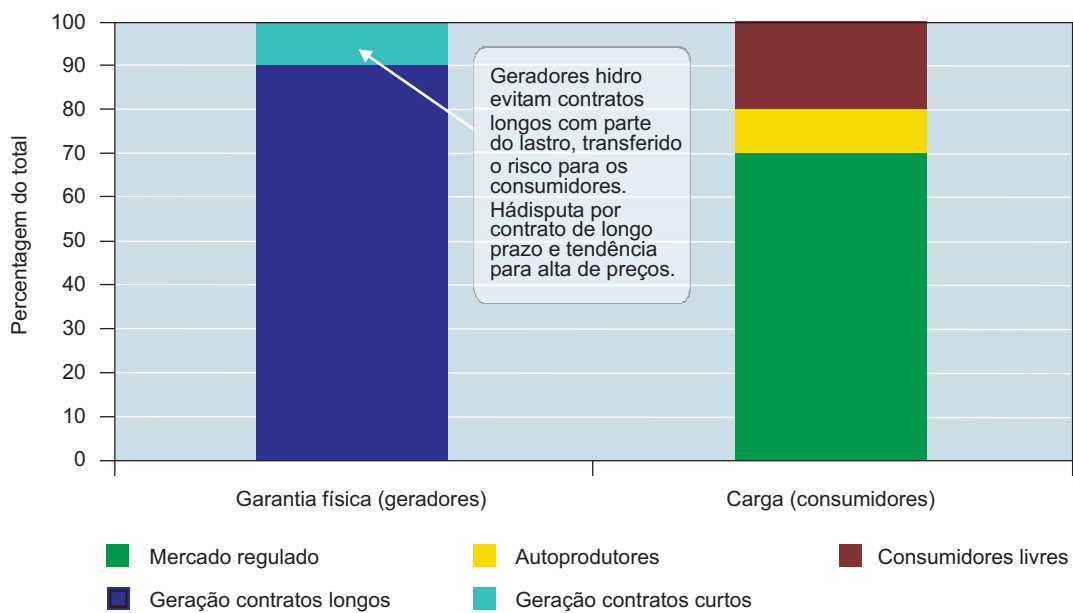


A estratégia de *hedge* dos geradores hídricos pode lograr protegê-los dos efeitos financeiros nocivos de um período seco prolongado. Mas essa estratégia de *hedge* não é eficaz de um ponto de vista sistêmico. A regra de funcionamento do MCP é tal que quando há despacho das centrais termoeletricas com garantia física baixa é sempre gerado um excedente de energia que será liquidado na CCEE ao PLD. Os geradores hídricos podem adotar uma estratégia de contratação que faça com que o impacto financeiro do despacho térmico não recaia sobre eles. No entanto, isto necessariamente expõe outros agentes no MCP e serão eles que terão que honrar uma conta muito elevada.

Um exemplo numérico ajuda a entender esse ponto. Parte-se da suposição de que o consumo do sistema é igual ao lastro comercial total. Se o mercado cativo corresponde a 70% da carga total e ele está totalmente coberto por contratos de longo prazo e se as geradoras deixam 10% de seu lastro descontratado, este lastro corresponderá necessariamente a uma parte do consumo do mercado livre. O mercado livre terá 30% da carga total, mas um terço desta carga não terá como estar amparada em contratos de longo prazo. Neste cenário, os consumidores livres terão que fechar um terço de seus balanços energéticos adquirindo essa energia, seja através de contratos de prazos curtos, seja através de contratos de balanço, assumindo o risco das flutuações extremas dos preços de curto prazo.

O Gráfico 10 permite visualizar como o resultado do esforço de *hedge* dos geradores hídricos resulta na exposição dos consumidores livres a contratos curtos. Se uma parte da garantia física dos geradores (coluna da esquerda) for destinada a contratos de curto prazo ou a contratos de balanço, inevitavelmente uma parte dos consumidores (coluna da direita) terá que servir de contraparte para esses contratos curtos. Como o mercado cativo tende a ficar 100% contratado através dos leilões públicos, sobra para os consumidores livres a inglória tarefa de servir de contraparte para o *hedge* dos geradores. Como parte substancial dos consumidores livres são indústrias eletro-intensivas que necessitam de previsibilidade no longo prazo para o custo da energia, a tendência é haver uma disputa pelo lastro contratável no longo prazo e uma alta dos preços desta energia disponível para contratos longos.

Gráfico 10
Balanço entre geração e carga.
Tendência para contratos de curto prazo.



Finalmente, a estratégia de *hedge* dos geradores hídricos não tem como ser perfeita. Na ocorrência de um *stress* hidrológico, alguns consumidores livres podem evitar a exposição ao PLD ou se aproveitar dela, reduzindo a carga. O gerenciamento da carga por parte dos consumidores livres é vantajoso para o sistema por diminuir a pressão sobre o nível dos reservatórios durante uma seca aguda. Mas para os geradores hídricos a maior economia de água resulta em aumento da exposição ao MCP: se a geração térmica for mantida em níveis elevados por algum tempo, a redução de carga resultará em menor geração hídrica e, conseqüentemente, em maiores dificuldades para que os geradores hídricos honrem seus contratos.

Historicamente, o crescimento do mercado livre se deu em um momento onde havia excedente de lastro. Após o racionamento de 2001, o padrão do consumo de eletricidade no país sofreu uma profunda descontinuidade, com a difusão de práticas mais eficientes de uso da energia elétrica. Isto resultou em sobra de energia contratável que foi aproveitada por grandes consumidores. Com o mercado excessivamente ofertado, diversas empresas se interessaram em atuar no mercado livre atraídas pelos preços mais baixos.

Em período recente, houve o fechamento da diferença entre o lastro disponível e o consumo total, alterando radicalmente este quadro. Mesmo com a redução da carga ocasionada pela crise econômica a partir de setembro de 2008, não existe mais excesso de oferta de lastro contratável no longo prazo. A parte do lastro que não está comprometida com contratos longos corresponde à parcela do portfólio das geradoras que estas desejam manter descontraída. Com isto, mesmo os consumidores livres que desejam firmar contratos de longo prazo só encontram para venda energia indexada ao preço de curto prazo que, por sua volatilidade, pode ter embutido elevado grau de risco. Isto

tem levado o mercado livre a se interessar em participar na expansão da geração. É o que aconteceu nos leilões de Santo Antonio e Jirau, onde 30% do lastro das duas usinas foi destinado ao ACL. O mesmo ocorreu no leilão de energia de reserva, onde 36% da garantia física das termoeletricas à biomassa permaneceu descontratada, tendo como destino provável o mercado livre, seguindo uma estratégia de diversificação de receita dos empreendedores.

O movimento atual do mercado livre parece ser no sentido de garantir contratos que afastem, pelo menos em parte, a exposição aos preços de curto prazo. Isto certamente é saudável para esse mercado, mas não elimina o risco estrutural do sistema que consiste em expandir-se pela contratação, para o mercado regulado, de usinas que vendem altos volumes de energia no MCP quando os preços se elevam. Pelas regras atuais da comercialização, uma vez gerada alguma energia deste tipo, sempre haverá alguém responsável no MCP por um pagamento correspondente. Se os consumidores livres conseguirem contratar energia no longo prazo, eles escaparão do risco de uma liquidação financeira de valores excepcionalmente altos em anos de hidrologia atípica. Mas neste caso a conta tenderá a reverter, seja para o MRE, seja para distribuidoras que tenham ficado expostas por uma razão ou por outra. O caso mais provável é uma situação híbrida, onde a conta de um despacho térmico intenso seja repartida entre:

- i. Agentes do MRE que não deixaram volumes suficientemente grandes de lastro descontratado.
- ii. Consumidores livres que não conseguiram obter contratos com preços fixos.
- iii. Distribuidoras expostas, ainda que involuntariamente, às liquidações no MCP.

Considerações finais

Este estudo procurou demonstrar que as regras de comercialização de energia elétrica no Brasil são portadoras de um componente de risco capaz de provocar forte instabilidade financeira para o Setor Elétrico na ocorrência de períodos de seca prolongada.

O desenho legal e regulatório da comercialização da energia não permite uma alocação transparente e eficiente dos riscos financeiros associados a um eventual uso intenso do bloco de centrais termoeletricas. E os riscos financeiros relacionados à contratação de novos empreendimentos de geração não são devidamente medidos, permitindo a contratação de novos empreendimentos que introduzem novos riscos financeiros.

Reverter esse quadro é uma tarefa fundamental. De nada adianta contar com um sistema capaz de minimizar a probabilidade de ocorrência de um racionamento em um ano de seca intensa se isto resultar em séria ameaça à saúde financeira do próprio Setor Elétrico. O estudo identificou que nessas situações de *stress* hidrológico as empresas que compõem o MRE podem encontrar coletivamente dificuldades para honrar pontualmente os compromissos com a liquidação financeira no âmbito da CCEE. Mas se isso ocorrer haverá implicações evidentes para a solvência de todo o Setor Elétrico. As distribuidoras, que em situação de *stress* hidrológico têm direito a receber, via contratos por disponibilidade, receitas vultosas referentes à geração térmica excedente à garantia física das centrais contratadas, não poderão contar com tais recursos. Privadas dessas receitas, as distribuidoras terão dificuldade em honrar os pagamentos devidos aos geradores térmicos a título de reembolso das despesas com combustíveis. A inadimplência das distribuidoras fará com que os geradores térmicos, por sua vez, tenham dificuldade de honrar seus compromissos com os fornecedores de combustíveis, completando o quadro de risco geral de solvência.

Para mitigar o risco financeiro do MCP é preciso encontrar soluções “estruturais” capazes de conter o volume de liquidações financeiras em situações de PLD muito alto. Há várias alternativas de alterações nas regras de comercialização de energia que podem ser sugeridas:

- i. Uma redução substancial no teto para o PLD é a forma mais simples de reduzir o volume financeiro transacionado no MCP em situação de *stress* hidrológico.
- ii. Alterações no mecanismo de cálculo e liquidação das diferenças que reduzam o volume das obrigações de curto prazo do MRE durante uma seca prolongada também podem ser introduzidas. Podem também ser alteradas as regras de comercialização envolvendo tanto a liquidação das diferenças associadas à energia de reserva como a destinação do excedente de geração térmica que hoje resulta em receitas para as distribuidoras com contratos por disponibilidade com centrais termoeletricas.
- a. No caso da **energia de reserva**, é possível criar um gatilho na regra de comercialização que faça com que, em situações-limite, as receitas no MCP advindas da energia gerada por usinas contratadas como energia de reserva passem a aliviar a posição deficitária do MRE. A venda da energia de reserva no MCP só seria desti-

nada a reduzir o encargo com a energia de reserva (EER) enquanto as usinas do MRE conseguirem gerar no nível de suas garantias físicas. Em situações hidrológicas em que as hidroelétricas não consigam gerar energia para honrar seus contratos, as vendas de energia de reserva no MCP passariam a reverter para as empresas que compõem o MRE, eliminando ou reduzindo seu *deficit*.

- b. No caso das *receitas das distribuidoras com contratos por disponibilidade*, um segundo gatilho pode ser criado na regra de comercialização para impedir uma transferência maciça de riqueza das geradoras hídricas para as distribuidoras em situações de despacho térmico intenso. Isto implica em reduzir o volume de créditos na CCEE em favor das distribuidoras, oriundos da geração acima da garantia física por parte das térmicas contratadas por disponibilidade. Este mecanismo direcionaria uma parcela maior do impacto financeiro do despacho para o mercado regulado, permitindo o repasse para os consumidores via tarifa.
- iii. Finalmente, pode-se estruturar um fundo, alimentado com recursos que hoje remuneram a energia secundária dos geradores hídricos, para mitigar eventuais exposições dos participantes do MRE no MCP.

Alterações na regra de comercialização seguindo as linhas indicadas acima podem ser suficientes para preservar a solvência do Setor Elétrico em um período de seca prolongada sem promover alterações profundas no marco legal vigente. Entretanto, a eliminação da disfunção no Mercado de Curto Prazo apontada neste estudo, que dá aos geradores hídricos a obrigação de arcar, via MCP, com parte substancial dos custos de um despacho térmico intenso, fará com que os custos decorrentes de um *stress* hidrológico recaiam preponderantemente sobre os consumidores.

A redução no teto do PLD, item i., diminui as receitas das distribuidoras com a venda de energia térmica excedente, originada em contratos por disponibilidade com térmicas, o que aumenta o custo líquido da energia em situações hidrológicas ruins. A mudança na destinação dos recursos da venda da energia de reserva no MCP, item ii. a., também aumenta o custo líquido desse tipo de energia: tais recursos deixarão de aliviar o Encargo da Energia de Reserva (ERR) resultando em aumento no valor do encargo para os consumidores. De forma análoga, o redirecionamento de parte das receitas das distribuidoras com contratos com disponibilidade para um alívio de exposições financeiras das geradoras que compõem o MRE, item ii. b., também terá impacto para os consumidores, através do aumento nos custos das distribuidoras com a compra de energia. Apenas a captura das receitas da venda da energia hídrica secundária, item iii., não recai no curto prazo sobre os consumidores. Mas a constituição de um fundo destinado a aliviar eventuais exposições financeiras dos geradores hídricos implica manter congelado, sem uso produtivo, um grande volume de recursos, o que constitui uma alocação de recursos ineficiente.

Deve ser destacado, porém, que as alterações na regra de comercialização de energia aqui sugeridas fazem apenas com que os consumidores – e não alguns geradores – sejam responsáveis pelos custos da energia produzida em situações de hidrologia desfavorável. E nada há de estranho na proposição de os consumidores pagarem o custo da energia que consomem e que os geradores sejam remunerados pela energia produzida. Ao contrário, este é o bom senso econômico. O que foge ao bom senso é o atual arrajo legal e regulatório da comercialização de energia que faz com que em algumas situações os consumidores sejam remunerados por consumir enquanto os produtores sejam obrigados a pagar para produzir – e o que é pior – sem que esteja garantido que esses tenham capacidade financeira para honrar com estas obrigações.

Mesmo que a disfunção na regra de comercialização de energia apontada neste estudo seja corrigida, permanecerá o fato que os custos variáveis do parque térmico atualmente contratado são muito elevados, como foi demonstrado na primeira parte do presente estudo. A contratação de termoeletricas com geração cara pode parecer econômica em momentos de abundância hídrica, quando é preciso arcar apenas com os custos fixos das geradoras ociosas. Mas em momentos de escassez aguda de água, os gastos com combustíveis se mostrarão excessivamente elevados, sobretudo na medida em que passem a ser arcados integralmente pelos consumidores. Dados os montantes financeiros envolvidos, é prudente que o planejamento da expansão da geração evite a contratação de novas centrais termoeletricas com custos variáveis elevados.