



Contribuição à Consulta Pública nº 33 do MME
Aperfeiçoamento do Marco Legal do Setor Elétrico

Aperfeiçoamento do Mercado Atacadista de Energia

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Antonio Fraga Machado
Victor Gomes

Agosto de 2017

Sumário

1. Desenho atual da contratação de energia no atacado e os problemas apresentados	5
1.1. O modelo atual	5
1.2. Volume de diferenças no MCP	7
1.3. O problema do contágio financeiro na CCEE	8
1.4. Sinalização econômica deficiente dos preços de curto prazo.....	12
2. Desenho de mercado e de garantias: aperfeiçoamentos propostos na Consulta Pública nº 33 do MME	17
2.1. Diminuição da necessidade de contratação	18
2.2. Separação de lastro e energia.....	19
2.3. Aperfeiçoamento da formação de preços	20
2.4. Aporte diário de margens para o MCP	21
2.5. Avaliação sobre o alcance das medidas	22
2.6. Eventual criação de uma bolsa de energia e de uma clearing house.....	23
3. Formas de estruturar uma bolsa de energia e uma <i>clearing house</i>	25
3.1. Modo de funcionamento de uma bolsa com uma clearing	28
4. Proposta de estruturação de um mercado elétrico financeiramente robusto	30
4.1. Obrigações com clearing não podem estar subordinadas a outras obrigações	32
4.2. Tratamento das distribuidoras e da inadimplência	33
4.3. Inserção da energia de projetos com contratos ou tarifa regulada no mercado.....	36
4.4. Preço no mercado de energia.....	41
4.5. O mercado físico e o preço marginalista.....	43

4.6. Mercado de energia e o Custo de Geração de Eletricidade (CGE).....	46
4.7. Contratação de longo prazo x contratação de curto prazo.....	47
4.8. Limitando a necessidade de garantias	50
4.9. Certificados de capacidade como garantia e base de remuneração dos geradores	54
4.10. Contratos legados e a transição para os novos contratos	55
5. Funcionamento do desenho de mercado proposto.....	57
5.1. Principais características do modelo proposto	57
5.2. Operação do sistema, contabilização e preços	61
5.3. Contratação, garantias e pagamentos.....	67
5.4. Atribuições regulatórias	71
5.5. Expansão da geração.....	72
6. Conclusão	74
7. Bibliografia.....	75

Aperfeiçoamento do Mercado Atacadista de Energia

A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE (Nota Técnica), referente à Consulta Pública nº 33, realizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), sobre *Aprimoramentos do marco legal do setor elétrico*, aborda importantes temas relacionados ao desenvolvimento de um mercado de energia e à robustez financeira da comercialização de energia, notadamente:

- Separação entre lastro e energia, os quais passarão a ser comercializados separadamente (parágrafo 3.71 e seguintes);
- Eventual criação de uma bolsa de energia e de uma *clearing house* (parágrafos 3.57, 3.58 e 3.59);
- Formação de preços com máxima aderência à realidade operativa (parágrafo 3.52 e seguintes); e
- Desenho das garantias financeiras para o Mercado de Curto Prazo da CCEE (MCP) (parágrafos 3.55, 3.57 e 3.59).

Estas quatro alterações no marco legal permitem o aperfeiçoamento do modelo de comercialização de energia no atacado, com o aprofundamento da liberalização do mercado de energia e o aumento de sua solidez financeira. A separação entre lastro e energia pode permitir a criação de um ambiente aberto de negociação de contratos padronizados de energia, os quais poderão ser negociados em bolsa com uma *clearing house*. O aperfeiçoamento da formação de preço permitirá superar um problema que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui há anos: o descolamento entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o custo marginal real do sistema, o que gera um aumento do volume de encargos e dá uma sinalização econômica deficiente. Finalmente, a adoção de sistemas de garantias robustas é fundamental para o desenvolvimento da atividade de comercialização de energia em um ambiente liberalizado e para a superação da fragilidade financeira apresentada pelo atual modelo de comercialização durante a crise hidrológica recente.

Entretanto, no juízo dos autores, o fortalecimento do modelo de comercialização com a introdução de uma bolsa de energia e a adoção de uma *clearing* e de um sistema de garantias robusto só serão factíveis e

funcionais caso sejam realizadas alterações importantes no modelo de comercialização de energia no atacado, cujos marcos e princípios devem estar consolidados em lei.

Esta contribuição está estruturada da seguinte forma. Na parte 1, é apresentado um breve resumo do atual modelo de comercialização de energia no atacado e dos principais problemas financeiros ocorridos a partir da crise hidrológica. Os autores acreditam que a superação dos problemas aí apontados é necessária para o aperfeiçoamento do modelo de comercialização brasileiro.

Na parte 2, as alterações no marco legal do Setor Elétrico referentes à comercialização da energia no atacado que constam na Consulta Pública nº 33 são apresentadas e analisadas. O diagnóstico é que todos os aperfeiçoamentos propostos são bem-vindos, mas que, para fazerem parte de uma solução efetiva e coesa, requerem alterações adicionais no marco legal do Setor Elétrico.

Na parte 3, é dado destaque a um dos temas abordados pela Consulta Pública nº 33 que os autores acreditam ter grande potencial para fazer parte de um aperfeiçoamento do modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado e que, por isso, merece maior atenção: a eventual adoção de uma bolsa de energia com uma *clearing*. A regulação e a estruturação das bolsas de mercadorias brasileiras são apresentadas, bem como são elencados os requisitos básicos para a adoção de uma bolsa de energia que solucione, de fato, as fragilidades do atual modelo de comercialização de energia no atacado no Brasil.

Na parte 4, é apresentada uma proposta de aperfeiçoamento do modelo brasileiro de comercialização que solucione os problemas elencados na parte 2 do texto e que seja compatível com os aspectos gerais dos aperfeiçoamentos ao marco legal do Setor Elétrico Brasileiro, propostos nesta consulta pública. A ordem escolhida para a argumentação é a apresentação de sucessivos problemas e das soluções e aperfeiçoamentos legais e regulatórios para resolvê-los.

Finalmente, na parte 5, são apresentados os principais aspectos do funcionamento do modelo proposto.

1. Desenho atual da contratação de energia no atacado e os problemas apresentados

Esta parte do texto resume, brevemente, as principais características do atual modelo de comercialização de energia no atacado no Brasil e resume os problemas mais relevantes apresentados, a saber:

- i. O volume excessivo de diferenças que são liquidadas no Mercado de Curto Prazo da CCEE, sobretudo em situação de seca severa;
- ii. O problema de contágio financeiro, decorrente da atual estrutura do mercado de energia, em que o sistema de pagamentos e garantias da CCEE permite a propagação de problemas financeiros de um agente para outros agentes; e
- iii. A excessiva volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças, que acaba não dando o sinal econômico adequado para a tomada de decisões pelos agentes.

1.1. O modelo atual

O modelo de comercialização atual está centrado em contratos bilaterais de longo prazo¹, os quais podem ser firmados no ambiente de contratação regulado (ACR) ou no ambiente de contratação livre (ACL). Os contratos do ACR são negociados em leilões e possuem sua robustez baseada em dois pilares principais. Em primeiro lugar, as distribuidoras têm o direito a *pass through* dos custos com aquisição de energia para a tarifa. Em segundo lugar, os contratos preveem a constituição de garantias na forma da cessão, pelas distribuidoras, de recebíveis das contas de energia de seus consumidores. Já, no ACL, os contratos possuem garantias livremente pactuadas, sendo prática comum de mercado a constituição de garantias correspondentes a um valor entre um e três meses de compra de energia, mesmo para os contratos com duração de vários anos.

Os agentes, em ambos ambientes de contratação, são induzidos a contratar energia em prazos longos. No caso dos contratos do ambiente regulado, os prazos longos são frutos da política de contratação adotada

¹ Ver CASTRO e outros, 2017.

pelo governo, que estabelece as condições de contratação nos editais de cada leilão, com prazos que chegam a quinze ou mesmo a trinta anos nos Leilões de Energia Nova, a fim de prover recebíveis para o financiamento de novos projetos. No caso do ambiente livre, a preferência por contratos de prazos dilatados (são comuns contratos de dois anos ou mais) decorre da disposição dos agentes em evitar a exposição à alta volatilidade dos preços de curto prazo.

Os contratos de longo prazo no Brasil são financeiros, isto é, eles não envolvem entrega física de energia por parte do vendedor, sendo o Operador Nacional do Sistema (ONS) que define o despacho econômico ótimo, baseado em modelos estocásticos. Como o despacho não considera os contratos, a energia medida costuma diferir substancialmente da energia contratada e os descasamentos verificados não são resolvidos bilateralmente entre as partes. Há na CCEE um mecanismo multilateral de conciliação de diferenças para cumprir esta função, chamado de Mercado de Curto Prazo (MCP), o qual movimenta volumes expressivos de energia.

O MCP é contabilizado em períodos mensais, pela comparação horária da carteira de contratos de cada agente com sua produção ou consumo. As diferenças entre os montantes contratados e a energia efetivamente medida dá origem aos créditos ou débitos no MCP da CCEE. Os agentes com posição devedora contabilizada precisam depositar garantias equivalentes ao volume devido mais uma pequena margem. Aqueles que não depositarem estas garantias têm o registro de seus contratos de venda suspenso pela CCEE e ficam sujeitos a penalidades, podendo, no limite, ser desligados do mercado.

As fragilidades verificadas no modelo de comercialização brasileiro não possuem como causa os contratos de longo prazo em si. Ao contrário, o modelo brasileiro é referência internacional para contratação competitiva de grande volume de projetos de fontes renováveis. O foco da fragilidade do modelo atual está no risco associado às transações dos agentes junto à CCEE no MCP, que têm causado intensa turbulência financeira desde

2013, quando o modelo comercial atravessou sua primeira seca prolongada².

1.2. Volume de diferenças no MCP

O alto volume de diferenças no MCP decorre fundamentalmente do descolamento entre os contratos e o despacho no modelo comercial brasileiro³. Do ponto de vista do gerador, os contratos são referidos à garantia física da usina, a qual representa o máximo de energia que pode ser vendido em contratos e lastrear o consumo. Deste modo, o agente não possui a obrigação de gerar efetivamente a energia vendida. No entanto, o gerador fica exposto ao MCP nas diferenças entre a energia efetivamente atribuída à usina e a energia comercializada.

Assim, um gerador térmico pode ter vendido, por quantidade, cem por cento de sua garantia física e, por não ter sido despachado, estar sujeito a diferenças no montante integral da contratação. E tendo sido despachado, é provável que também se verifiquem diferenças, desta feita positivas, já que quase todas as usinas térmicas são capazes de gerar acima da garantia física quando despachadas. Algo análogo ocorre com as hidroelétricas, que tendem a ter mais energia do que a garantia física, em hidrologias favoráveis, e menos energia do que a garantia física, em hidrologias ruins, havendo exposição a diferenças no MCP em ambos os casos. Em resumo, o gerador ao vender garantia física (lastro) não se encontra obrigado a gerar a energia vendida, mas está sujeito às diferenças entre a garantia comercializada e a energia verificada (ou atribuída, no caso das hidroelétricas), algo que não está sob sua gestão.

Parte da energia no portfolio das distribuidoras respeita a mesma dinâmica. Os contratos com termoeletricas por disponibilidade, com usinas eólicas e a energia de cotas (hidroelétricas com risco repactuado e de Itaipu) estão sujeitos a diferenças mesmo que a distribuidora esteja cem por cento contratada. Isso ocorre tendo em vista que a distribuidora conta com a garantia física do empreendimento para fins de verificação

² Ver CASTRO e outros, 2017.

³ Ver CASTRO e outros, 2017, CASTRO e BRANDÃO, 2015 e CASTRO e BRANDÃO, 2010.

de lastro, mas está sujeita a variações na energia associada a essa garantia física, o que ela tampouco controla. Nestes casos, as distribuidoras exercem os mesmos direitos e deveres dos geradores.

Além das diferenças decorrentes do descasamento entre a energia contratável (garantias físicas das usinas) e o despacho, o que é estrutural ao modelo comercial brasileiro, também há diferenças decorrentes de decisões que podem ser gerenciadas pelos agentes, como as relacionadas ao nível de consumo e à gestão da carteira de contratos por consumidores, geradores ou comercializadoras.

O resultado prático é que o MCP negocia, em uma média móvel de doze meses, entre dez e quinze por cento de toda a geração⁴. Isso não chega a causar problemas quando o PLD está em um patamar baixo, mas, em situações de *stress* hidrológico com PLD estacionado em níveis muito altos por muito tempo, os volumes financeiros transacionados sobem muitíssimo, excedendo a capacidade de pagamento de muitos agentes.

1.3. O problema do contágio financeiro na CCEE

As transações do MCP da CCEE envolvem um risco elevado por serem difíceis de prever e darem origem a obrigações de pagamentos em prazos curtos. Além disso, eventuais problemas financeiros de um agente na CCEE se propagam para outros agentes, o que, em uma situação de crise, como a ocorrida nos últimos anos, tem o potencial de gerar um *contágio*, o que, no limite, afeta todo o mercado. O modelo comercial brasileiro tem hoje o que em finanças se costuma chamar de *risco sistêmico*⁵.

O contágio de problemas de uma agente na CCEE para outros agentes pode ocorrer por três vias. A primeira e mais direta é pelo rateio da inadimplência. Se por qualquer razão um ou mais agentes não depositarem o valor devido na data de liquidação da CCEE, todos os credores serão afetados na proporção de suas posições credoras. Por

⁴ Ver CASTRO e outros, 2017 e CASTRO e BRANDÃO, 2015.

⁵ CASTRO e BRANDÃO (2010) já haviam antecipado este problema, prevendo que o desenho do modelo comercial brasileiro não seria robusto financeiramente em uma eventual seca prolongada e que uma inadimplência em massa no MCP seria provável em tais circunstâncias.

exemplo, se um agente não pagar um débito que corresponde a cinco por cento do valor total devido na liquidação, os credores receberão apenas 95% do que lhes cabe. Ora, como o mais provável é que os agentes tenham problemas de pagamentos em momentos em que o PLD esteja muito alto, o impacto financeiro da inadimplência para os agentes credores pode ser apreciável.

A segunda via de contágio está relacionada à incapacidade em apresentar garantias. A necessidade de aporte de garantias é calculada após a primeira rodada da contabilização e, assim, cada agente devedor deve aportar garantias proporcionais à posição devedora apurada. A insuficiência de garantias só é verificada quando o problema já está consumado ou em vias de se consumir, isto é, quando um agente tem contabilizada uma posição devedora no MCP incompatível com sua capacidade de pagamento e de apresentação de garantias. O agente eventualmente pode quitar seu débito na liquidação ainda que não tenha aportado garantias. Todavia, se for um agente vendedor, a CCEE suspende o registro de seus contratos de venda antes da rodada definitiva da contabilização e, conseqüentemente, antes da liquidação financeira.

O cancelamento dos contratos com posição vendida pode aliviar ou até eliminar a posição a descoberto do agente, evitando, com isso, a inadimplência. Porém, a inadimplência é evitada à custa da propagação do problema, pois as contrapartes dos contratos de venda suspensos passam a estar expostos ao PLD⁶ em um momento em que o mesmo provavelmente se encontra em um patamar elevado.

A terceira via de contágio ocorre quando um agente é desligado da CCEE por falta de pagamento. Quando isso ocorre, todos os seus contratos, sejam eles de compra ou de venda, têm o registro cancelado.

Portanto, os contratos bilaterais só possuem validade se o agente que os firmou se encontra em situação regular na CCEE, podendo ter o registro

⁶ Ao constatar insuficiência de garantias, a CCEE suspende os contratos vendidos do agente e procede a rodada definitiva da contabilização. Com menor volume de contratos vendidos, a posição do agente deixa de ser devedora ou se torna proporcional às garantias já aportadas, garantindo a adimplência. Por outro lado, a contraparte de contratos suspensos também vê sua posição recontabilizada, tendo o volume do contrato suspenso debitado em sua conta ao PLD.

suspenso ou cancelado, como consequência da inadimplência, da incapacidade de aporte de garantias ou do desligamento do agente.

O fato de que todo contrato bilateral está no fundo subordinado à situação do agente na CCEE é particularmente delicado para os contratos do ambiente regulado (CCEAR), que são utilizados como garantia para financiamentos a novos empreendimentos de geração e que foram concebidos como um recebível seguro capaz de garantir a expansão do sistema. Uma das piores situações de contágio ocorre quando os CCEAR estão envolvidos, pois equivale a comprometer contratos que servem de garantias para outros contratos, nesse caso de financiamento, em um altamente indesejável efeito dominó.

Vale ressaltar, por oportuno, que as concessionárias e permissionárias de distribuição gozam de uma situação particular na CCEE, tanto no que diz respeito ao aporte de garantias financeiras para operação no MCP, quanto em relação ao desligamento.

A Resolução Normativa nº 622/2014 estabelece que as distribuidoras estão excepcionadas da constituição de garantias para a operação do agente no mercado no âmbito da CCEE, nos termos abaixo:

Art. 3º A constituição de garantias financeiras é condição necessária à adesão e à operação do agente de mercado no âmbito da CCEE, nos termos desta Resolução e de Procedimento de Comercialização específico.

§ 1º A constituição de garantias financeiras tem por finalidade assegurar aos agentes da CCEE a efetivação dos registros validados de contratos de compra e venda por eles realizados, assim como a preservação do MCP.

§ 2º Excepciona-se o disposto no caput às concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do disposto no art. 21 e no inciso III e § 2º do art. 27 da Resolução Normativa nº 545, de 16 de abril de 2013, ou da disciplina sucedânea.

Além disso, como as distribuidoras são agentes obrigatórios da CCEE, a Câmara não tem a competência para promover o desligamento destes agentes sem que seja declarada a caducidade da concessão pelo Ministério de Minas e Energia, após processo administrativo punitivo

iniciado pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 63/2004. A conclusão, neste caso, é que o mecanismo de contágio, que tende a ocorrer em decorrência de problemas financeiros com distribuidoras, é do primeiro tipo, isto é, via rateio da inadimplência entre os agentes credores.

A crise financeira recente do Setor Elétrico esteve associada a problemas com pagamentos na CCEE e a uma situação em que a inadimplência em massa, com eventual suspensão do registro de muitos contratos era iminente. Ainda no início da crise hidrológica, em 2013 e 2014, as tarifas de distribuição não eram suficientes para permitir que as distribuidoras honrassem seus compromissos no MCP. Para que uma situação de inadimplência das distribuidoras não se materializasse, foi preciso, em mais de uma situação, suspender a liquidação do MCP, enquanto era desenhada uma solução para prover *funding* às distribuidoras. Notadamente, houve aporte de recursos do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético para viabilizar os pagamentos relacionados à compra de energia na CCEE e, posteriormente, foi criado um mecanismo de securitização de aumentos futuros de energia elétrica, chamado de Conta ACR, a qual permitiu a captação de empréstimos bancários para suportar as distribuidoras.

Uma eventual inadimplência em massa das distribuidoras se propagaria diretamente para todos os agentes credores no MCP. Além disso, se as regras de comercialização, no que diz respeito ao desligamento dos agentes por descumprimento de obrigações, fossem aplicáveis às distribuidoras, acabaria havendo o cancelamento de contratos em massa, o que poderia ter um efeito sistêmico devastador, capaz não só de quebrar a cadeia de pagamentos do setor como de gerar impactos também no setor financeiro, via comprometimento das garantias de contratos de financiamento.

Já em 2015, diversos agentes sem tarifa regulada, geradores hídricos em sua maioria, demandaram e obtiveram na Justiça decisões liminares isentando-os de débitos contabilizados na CCEE. Neste caso, como o não pagamento foi suportado por decisões judiciais, os contratos foram mantidos, mas o nível de inadimplência no MCP subiu ao ponto de, no

segundo semestre de 2015, paralisar o mercado. Ainda hoje, após dois anos, o problema não foi totalmente sanado.

Na prática, o MCP da CCEE tem se mostrado um ambiente excessivamente arriscado, que pode, em situações de *stress* financeiro, propagar o risco de alguns agentes para outros. Assim, qualquer aprimoramento do modelo de comercialização de energia no atacado deve ter como tarefa:

- i. Torná-lo financeiramente robusto; e
- ii. Impedir o contágio financeiro, isto é, a propagação no MCP de problemas de um ou de diversos agentes para outros agentes, gerando um efeito em cascata.

1.4. Sinalização econômica deficiente dos preços de curto prazo

Os preços de curto prazo da energia no Brasil têm um comportamento errático e por isso fornecem um sinal econômico que não pode ser considerado como funcional⁷. O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), calculado por modelos computacionais, é:

- i. extremamente volátil;
- ii. tende a extremos, alternando longos períodos com valores ínfimos, quando a hidrologia se mostra favorável, com períodos também potencialmente longos de valores extremamente elevados; e
- iii. justamente por ser volátil e tender a extremos o PLD raramente se aproxima dos custo de produção de eletricidade.

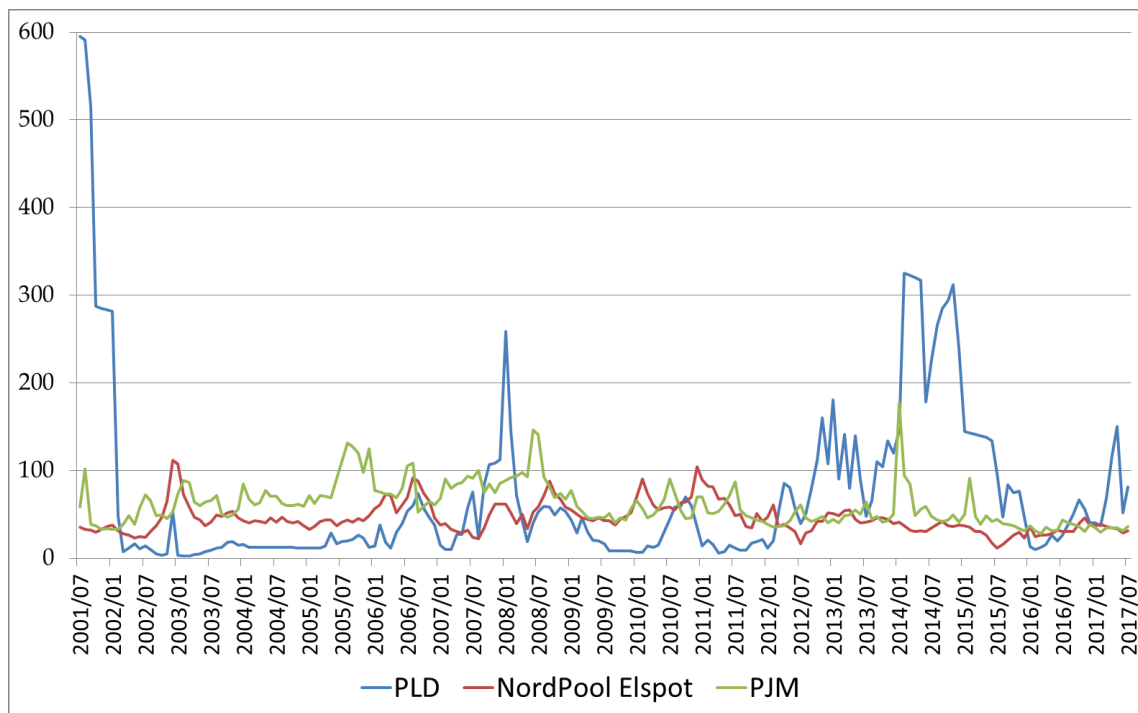
O Gesel elaborou algumas estatísticas de preços de alguns mercados de energia selecionados para ilustrar as duas primeiras afirmações acima. Em uma série longa de preços médios mensais de três mercados de energia, entre Julho de 2001 e Julho de 2017, o PLD para o subsistema SE-CO foi 5,8 vezes mais volátil do que o NordPool Elspot e 4,0 vezes mais volátil do que o preço spot do PJM⁸.

⁷ Ver Castro e outros 2014 e Castro e outros 2017.

⁸ A volatilidade média mensal no período foi de USD 98,88/MWh para o PLD, USD 17,15/MWh para o Elspot e USD 24,51 para o PJM, como será visto na Tabela 1. Para não

A alta volatilidade é um problema sério, pois torna qualquer exposição aos preços de curto prazo muito arriscada. Mas esse não é o problema principal do preço de curto prazo brasileiro e sim sua tendência a oscilar entre valores extremos por períodos prolongados. O Gráfico 1 ilustra esse ponto.

Gráfico 1: Preços médios mensais – PLD, NordPool e PJM
De 2001/7 a 2017/7, em USD/MWh⁹



Elaboração própria com dados da CCEE, NordPool e PJM e Bacen.

Na maior parte do tempo o PLD é o menor entre os três preços (57,0% dos meses), mas é frequente ele ser o maior de todos (35,2% dos meses). Há também ocasiões em que o PLD está entre os demais preços, mas isso não é comum (apenas 7,8% dos meses).

contaminar as séries com a volatilidade da taxa de câmbio, a conversão para o dólar foi feita pelo câmbio de uma data específica (12/08/2017). Os preços originais estão em moeda local (BRL, EUR e USD, respectivamente) deflacionados pelos índices de preços ao consumidor oficiais.

⁹ As séries originais são médias mensais de preços de curto prazo, denominadas em moeda local (Real, Euro e Dólar). As séries foram atualizadas pela a inflação da moeda local e todos os valores foram convertidos em dólar pela cotação de 12/8/2017.

As estatísticas descritivas das mesmas séries de preços apresentadas na Tabela 1 também são ilustrativas do comportamento errático do PLD. O PLD é o maior preço médio no período, com USD 72,25, bem acima do segundo colocado, o PJM com USD 60,89. Paradoxalmente, o menor preço mediano no mesmo período também é o PLD com apenas USD 37,98, seguido pelo NordPool com USD 41,99. Ou seja, na maior parte do tempo os preços no Mercado de Curto Prazo da CCEE são baixos nesta comparação internacional, embora em uma média de longo prazo eles tenham se mostrado os mais altos.

**Tabela 1: Estatísticas descritivas de preços médios mensais
De 2001/7 a 2017/7, em USD/MWh**

	PLD	NordPool	PJM
Média	72,25	45,44	60,89
Mediana	37,98	41,99	54,77
Volatilidade	98,88	17,15	24,51

Elaboração própria com dados de CCEE, NordPool e PJM e Bacen.

Na verdade, em boa parte do tempo o PLD é um preço *muito* baixo. Em 37,8% dos meses, o segundo menor preço de nossa pequena amostra foi mais do que o dobro do PLD. Em 28,0% dos meses o segundo menor preço foi mais do que o triplo do PLD. E finalmente, em 14,0% dos meses o segundo menor preço foi mais do que quatro vezes o PLD.

A Tabela 2 repete as mesmas estatísticas descritivas, mas para um número bem maior de mercados de energia, porém em um período mais curto, começando em 2010. Também neste amostra o PLD se mostra o mais caro e mais volátil de todos os preços de curto prazo. Ele é três vezes mais volátil que o segundo preço mais volátil, o da XM (Colômbia), chegando a ser mais de nove vezes mais volátil que os preços dos mercados menos voláteis dos EUA e do Reino Unido. Este corte inclui toda a crise hidrológica iniciada em fins de 2012 e por isso os altíssimos preços médios do PLD observados não surpreendem. A

Colômbia também passou por uma crise hidrológica no período, explicando em parte os altos preços e volatilidades observadas¹⁰.

**Tabela 2: Estatísticas descritivas de preços médios mensais
De 2010/1 a 2017/7, em USD/MWh ¹¹**

	PLD	XM	PJM	Elspot	Elix	Mibel ES	NPP	Caiso South	SPP	UK Day-Ahead
Média	89,58	62,51	49,32	42,94	46,83	54,41	31,53	41,42	35,52	61,99
Mediana	60,31	61,04	44,50	38,53	44,20	56,93	32,66	40,63	35,88	62,32
Volatilidade	85,09	28,73	19,54	17,25	13,60	12,07	10,90	9,66	9,02	9,01

Elaboração própria com dados de CCEE, XM, PJM, NordPool, Elix, OMIES, NPP, CAISO, SPP, Ofgem, OCDE e Bacen.

Finalmente, para ilustrar o terceiro e mais sério problema do PLD, qual seja, o fato de raramente o PLD se aproximar do custo de geração, reproduzimos parte de um recentemente publicado pelo GESEL¹², que compara uma estimativa para o Custo de Geração de Eletricidade (CGE) e o PLD. Trata-se de um exercício feito com dados disponibilizados pela EPE para o Leilão A-5 de 2015.

O Gráfico 1 exibe a curva de permanência do PLD e do CGE, ambos calculados em bases anuais. Os cenários de PLD foram fornecidos pela EPE. Já o cálculo do CGE é simples: ele é a soma do Custo Fixo Médio

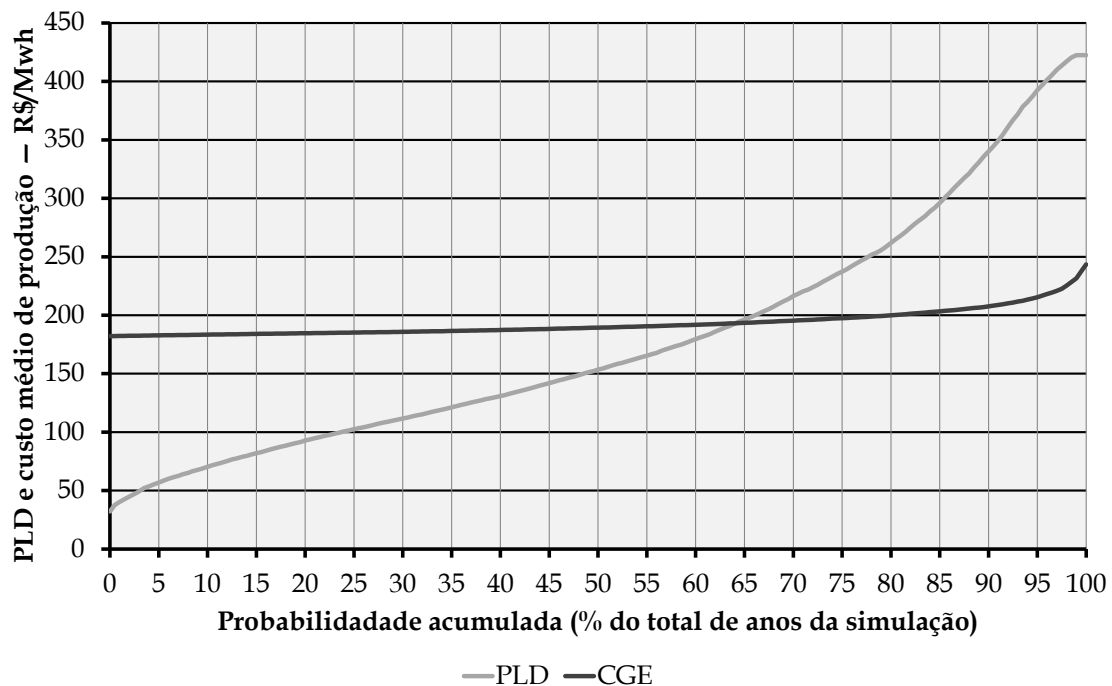
¹⁰ Convém observar que, no caso da Colômbia, o preço de escassez limita o preço de bolsa para os consumidores em situações stress hidrológico. De forma um pouco distinta, o PLD esgá sujeito a um piso e um teto, que impedem variações ainda mais extremas dos preços de curto prazo. O preço de bolsa da XM apresentou uma volatilidade mais alta do que quando limitado ao preço de escassez, embora em um nível ainda consideravelmente inferior à do PLD. Entretanto, o preço de bolsa da XM se compararia melhor ao CMO, que não possui piso nem teto e que é muito mais volátil do que o PLD.

¹¹ Os dados se referem aos preços de curto prazo médios mensais do Brasil (PLD), Colômbia (XM), PJM, NordPool (Elspot), Elix (França, Alemanha, Áustria e Suíça), Espanha (Mibel ES), Northwest Power Pool (NWPP, EUA), California (Caiso South) e Southwest Power Pool (SPP, EUA) e do Reino Unido (UK Day-Ahead). Os dados foram deflacionados em moeda local e as estatísticas foram calculadas a partir da série deflacionada, convertida para o dólar à taxa de 12/8/2017 a fim de evitar sobrepor a volatilidades das taxas de câmbio à volatilidade dos preços de mercado em moeda local. A conversão das séries de dados em dólar pela cotação de cada mês teria o efeito de tornar todas as séries mais voláteis em relação às séries de preços de mercados americanos.

¹² Ver Castro e outros 2017, página 41 em diante.

estimado para o sistema com Custo Variável Médio para o sistema associado ao despacho térmico de cada período¹³.

Gráfico 2
PLD e CGE. Curva de permanência para médias anuais.
Leilão A-5 2016 (SE-CO)



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

Observa-se no Gráfico 2 como raramente o PLD coincide ou mesmo se aproxima do CGE, mesmo com ambas as variáveis tendo sido estimadas a partir de dados do planejamento da expansão da geração em que o sistema está equilibrado, isto é, sem excesso nem falta de capacidade instalada, sem incertezas relativas à entrada em operação de novos empreendimentos, à carga, nem às variações de preços de combustíveis.

¹³ O Custo Variável Médio (CVM) foi calculado em função do CMO de cada mês de cada série da simulação. Ele é igual ao dispêndio total com despacho de térmicas flexíveis dividido pela carga. Ao CVM foi acrescido o Custo Fixo Médio. O Custo Fixo Médio é igual ao Custo Marginal de Expansão (calculado pela EPE à época em R\$ 193/MWh), subtraído do Custo Variável Médio associado ao cenário de despacho esperado (média de dois mil cenários modelados).

Em suma, o Gráfico mostra uma distribuição dos custos (CGE) e preços (PLD) que se devem única e exclusivamente à hidrologia e que deve ser considerada como bem comportada.

Um PLD mais alto do que o CGE geraria, caso toda a energia fosse transacionada ao PLD, lucros extraordinários para os geradores, e um CGE maior que o PLD geraria prejuízos. Em qualquer mercado com um preço funcional um preço que envolva lucros extraordinários deve induzir um aumento da oferta. Mas neste caso particular isto é um sinal econômico errado, pois se trata de um sistema equilibrado do ponto de vista da capacidade instalada. Inversamente, o prejuízo para o produtor é sinal econômico para redução da oferta, o que, novamente é um sinal errado. O PLD indica, portanto, sobretudo o estado de uma variável não econômica – a hidrologia corrente – e, por isso, não é uma boa base para a estruturação do mercado de energia.

2. Desenho de mercado e de garantias: aperfeiçoamentos propostos na Consulta Pública nº 33 do MME

A Nota Técnica da Consulta Pública nº 33 do MME, propõe quatro modificações em leis relacionadas ao desenho do mercado atacadista de energia, abrindo espaço para uma maior flexibilidade na contratação de energia pelos agentes e para um aprimoramento do desenho de garantias para o MCP:

- i. A possibilidade de reduzir a necessidade de contratação, tanto para o mercado livre, como para o mercado regulado (parágrafo 3.40 e seguintes). Esta possibilidade está ancorada na separação entre lastro e energia, a qual viabilizará a expansão da geração sem necessidade de contratação pelos consumidores das necessidades de energia com grande antecedência;
- ii. A separação entre lastro e energia, as quais passarão a ser comercializados separadamente (parágrafo 3.71 e seguintes);
- iii. O aperfeiçoamento da formação de preços, com o compromisso de introduzir os preços em intervalo ao menos horário, seja mediante cálculo por modelo computacional, ou por oferta de preços; e

- iv. A possibilidade do mecanismo de garantias financeiras para o Mercado de Curto Prazo prever o aporte diário de margens (parágrafo 3.55 e seguintes).

As quatro alterações legais são bem-vindas e criam a possibilidade de dar maior consistência, flexibilidade e robustez financeira à comercialização de energia através de medidas infralegais. Todavia, estas premissas devem ser sustentadas por um modelo funcional encadeado e lógico para que possam se corporificar em um todo eficaz. Cabe também avaliar se as alterações em lei propostas são suficientes para tornar o mercado de energia financeiramente robusto, superando as fragilidades financeiras verificadas nos últimos anos. A análise destas alterações na lei será realizada em seguida.

2.1. Diminuição da necessidade de contratação

A redução da necessidade de contratação de energia, hoje fixada em cem por cento da carga, é uma forma de prevenir a sobre contratação. Assim, o consumidor livre ou regulado poderá contratar energia antecipadamente para atender apenas a parte da carga esperada e, com isso, minimizar o risco de descobrir, no futuro, ter contratado energia em excesso. Isso deve ser considerado como positivo, mas não soluciona, de fato, o problema da hipertrofia do MCP, aludido na seção 1.2.

A redução do risco no MCP deve incluir medidas para induzir os agentes a gerirem suas carteiras de contratos de forma a evitar as diferenças. Porém, também é fundamental aperfeiçoar o modelo de comercialização, de forma a evitar que ocorra grande volume de diferenças não gerenciáveis pelos agentes, os quais são decorrência do descasamento entre a energia contratável (garantia física) e o despacho. Destaca-se que este ponto não é resolvido pela medida em questão.

Ressalta-se que deixar de exigir altos níveis de contratação antecipada pode prevenir a sobre contratação por um lado, mas pode induzir à subcontratação por outro. Ora, tanto a sobre como a subcontratação tendem a gerar problemas no modelo comercial atual, pois ambas provocam diferenças no MCP da CCEE, o que, como exposto, é um ponto fraco do modelo de comercialização de energia brasileiro. Notadamente, um consumidor que esteja subcontratado em um momento de alta de

preços estará exposto ao preço de curto prazo da energia. Se houver liquidez para contratos curtos, ele poderá comprá-los, evitando a exposição ao MCP, mas seus gastos com aquisição de energia darão um salto, com considerável impacto financeiro.

Em suma, tornar a comercialização de energia no atacado financeiramente robusta envolve a redução do risco relacionado às diferenças, o que passa, na verdade, pela redução do volume e do valor das diferenças. A redução da necessidade de contratação em si não garante isso.

2.2. Separação de lastro e energia

A separação entre lastro e energia, com o lastro sendo comercializado como um produto de confiabilidade de longo prazo, adquirido pelo sistema como um todo, e a energia passando a ser comprada diretamente pelos agentes, possivelmente em prazos mais curtos, é uma medida que tem grande potencial para tornar o modelo de comercialização financeiramente mais robusto.

A contratação de lastro no longo prazo, custeado via um encargo pago por todos os consumidores, pode dar algum nível de receita fixa para os geradores. Se as vendas de energia forem feitas preponderantemente em prazos mais curtos ou se os volumes de energia gerada puderem ser, ao menos em parte, determinados pelos agentes, o risco do descasamento entre contratos e energia medida poderá ser substancialmente reduzido.

Esta solução esbarra, porém, na volatilidade dos preços de curto prazo da energia no Brasil e na sua tendência a alternar, de forma imprevisível, longos períodos com preços muito baixos com alguns períodos de preços elevadíssimos. A contratação da energia em prazos curtos tende a transferir o risco para os agentes com energia descontratada, os quais teriam que pagar por ela preços muito altos em caso de seca severa. A alternativa é manter a contratação de energia em prazos longos, pelo menos para parte da carga ou para alguns agentes, por exemplo, para os consumidores regulados. Isso torna a contratação mais arriscada para estes consumidores, mas repõe, possivelmente em um patamar mais baixo, o risco financeiro no mercado de energia.

Esta medida tem, em sua essência, uma proposta de solução que pode ser muito boa, porém, se não vier associada com um mecanismo de formação de preço de curto prazo mais racional e eficiente, poderá resultar em apenas mais uma despesa para o consumidor, sem produzir uma redução apreciável no risco percebido pelos agentes.

2.3. Aperfeiçoamento da formação de preços

A consulta pública procura endereçar problemas relativos aos preços de curto prazo e de sua aderência (ou falta de) à operação do sistema. Trata-se de um problema já antigo no setor elétrico brasileiro, que é o fato de que o Operador do Sistema recorrentemente despachar o sistema sem seguir as orientações dos programas oficiais de planejamento da operação, que, no entanto, continuam sendo utilizados para calcular o PLD. Com isso, tem sido relativamente frequente o PLD não refletir o custo marginal real do sistema, tanto na programação do despacho semanal, como, mais recentemente, também na programação do despacho diário.

O descolamento dos preços de curto prazo com a operação real tem levado a uma perda de credibilidade da metodologia de formação de preços, devido à sua falta de ancoragem na realidade operativa. Isso levada um aumento no Encargo de Serviços de Sistema, que é usado para custear o despacho das termoeletricas despachadas efetivamente, mas com CVU acima do PLD, expondo assim aos custos do despacho agentes que estão cem por cento contratados.

O problema é endereçado de várias formas. Em primeiro lugar fixa-se o compromisso de que o preço tenha, até 2020, discretização pelo menos no nível horário. Além disso, abre-se a alternativa entre a adoção da formação dos preços de curto prazo por oferta de preços, a ser tratada em regulação infralegal, ou de manutenção do despacho por minimização de custos, mas com divulgação do código fonte dos softwares oficiais de programação da operação.

A determinação de tornar os preços marginalistas mais aderentes à operação é muito bom vinda. Ela não endereça, porém, em princípio, os problemas apontados na seção 1.4. A alta volatilidade dos preços de curto prazo de formação marginalista pode até ser mitigada por

aperfeiçoamentos na formação de preços marginalistas. Entretanto, em um sistema com geração fortemente baseada em usinas sem custos variáveis substanciais e onde o parque térmico flexível tem uma capacidade instalada capaz de atender apenas cerca de 20% da carga, hidrologias ruins continuarão a tornar necessário o despacho de térmicas de altos custos variáveis por muito tempo, elevando com isso os preços de curto prazo muito além dos custos de produção. E hidrologias boas podem dispensar o uso de parte ou até de todas as termoeletricas flexíveis, levando os preços a patamares irrisórios.

Nas seções 4.4, 4.5 e 4.6 será proposto um esquema alternativo em que é criado um mercado marginalista restrito a geradores com custos variáveis (termoeletricas flexíveis, sobretudo), com preço de formado por oferta dos agentes e aderente à operação. Mas neste desenho o mercado de energia utiliza um outro preço, de formação financeira, desenhado para ser aderente aos custos de produção e, por isso muito pouco volátil, endereçando os problemas apontados na seção 1.4, que são a excessiva volatilidade do preço marginalista, sua tendência a assumir valores extremos e a falta de aderência aos custos de produção.

2.4. Aporte diário de margens para o MCP

A possibilidade de exigência de aporte diário de margens no MCP é outra medida bem-vinda, uma vez que permite um aumento na frequência com que as garantias são calculadas e exigidas na CCEE. Em caso de insuficiência de garantias por um agente, seria possível cancelar prontamente o registro de seus contratos bilaterais vendidos, antes que o débito junto à CCEE se avolumasse, reduzindo de forma expressiva a inadimplência. Esta alteração legal está, portanto, na direção correta em termos de tornar o MCP financeiramente mais estruturado. Ela não previne, porém, o *contágio*, mas apenas uma de suas formas, qual seja, o rateio da inadimplência.

O contágio do problema de um agente a terceiros via suspensão e cancelamento do registro de seus contratos permanece como um risco real. Além disso, para ser eficazmente implementada, esta medida necessita de um ajuste no modelo de exigência de participação e representação dos agentes no mercado, tendo como operadores somente

aqueles que comprovarem sua robustez financeira para participar de um ambiente financeiramente seguro.

Cabe indagar também se esta medida poderia ser eficaz em relação às distribuidoras e a outros agentes com participação obrigatória na CCEE, titulares de concessão, permissão e autorização, como os geradores com capacidade instalada superior a 50 MW ou os agentes comercializadores. Caso tais agentes não façam o aporte diário de margens, a CCEE não teria competência, nos termos da Convenção de Comercialização, para prontamente suspender os registros de seus contratos e, principalmente, para desligar estes agentes do mercado, sem um processo administrativo punitivo prévio de revogação da autorização ou de declaração de caducidade.

2.5. Avaliação sobre o alcance das medidas

As alterações legais propostas atacam problemas reais, mas não chegam a endereçar a atual fragilidade financeira do modelo de comercialização de energia no atacado. Em particular, elas não previnem, de fato, o risco de *contágio* financeiro. A subordinação dos contratos bilaterais de energia, os quais são o coração do modelo de contratação atual, à situação dos agentes na CCEE segue sendo uma fonte potencial de *risco sistêmico*, sobretudo porque os CCEARs, que são a maior parte dos contratos bilaterais, não foram realmente pensados contando com a hipótese de suspensão ou cancelamento devido a problemas na CCEE. Além disso, tampouco a CCEE possui a competência para prevenir, de forma eficaz e imediata, a inadimplência de uma distribuidora, de uma geradora ou até mesmo de uma comercializadora.

Na ocorrência de uma situação semelhante à de 2013-2015, com alta prolongada nos preços de curto prazo e altíssimos volumes financeiros sendo transacionados no MCP, uma eventual exigência do aporte diário de margens na CCEE seria relativamente inócua em relação a agentes com participação obrigatória na CCEE. Ela poderia, é verdade, evitar que a inadimplência se avolumasse, sobretudo entre consumidores livres, mas não evitaria o contágio via cancelamento de contratos bilaterais, uma situação claramente indesejável, com potencial para repercutir fora,

inclusive, do Setor Elétrico, pelo comprometimento da qualidade das garantias de financiamentos.

Há que destacar, porém, que a Nota Técnica da Consulta Pública nº 33 menciona que a evolução do modelo de comercialização pode passar pela implantação de uma bolsa de energia, associada a uma *clearing house*. Destaca-se que esta estrutura possui o potencial de ser parte importante na solução do problema de fragilidade financeira do atual mercado de energia, pois é reconhecida internacionalmente como o instrumento mais adequado para impedir situações de contágio.

Uma bolsa operando com uma *clearing* é uma estrutura altamente robusta de negociação, supervisão de risco e estabelecimento de garantias financeiras. Este tipo de infraestrutura de mercado tem sido utilizado com sucesso em mercados financeiros, mercados de *commodities* em geral e em mercados de energia de países desenvolvidos. As *clearing houses* são desenhadas, especificamente, para eliminar uma série de riscos tradicionalmente associados às negociações em mercado, dentre os quais o risco de contraparte e o risco de *contágio*. Devido à importância do assunto, serão feitos comentários mais detidos.

2.6. Eventual criação de uma bolsa de energia e de uma clearing house

Na Nota Técnica da Consulta Pública nº 33 do MME, a adoção de uma bolsa e de uma *clearing house* é aventado como solução para o crescimento do mercado livre, mas sem maior destaque. O texto fala da “*eventual criação de uma bolsa pelo mercado, com negociações padronizadas e funções de liquidação (clearing house)*” (parágrafo 3.57). Entretanto, a Nota Técnica não introduz qualquer alteração legal destinada a viabilizar que a bolsa de energia e a *clearing* se materializem, dando a entender que a bolsa e a *clearing* poderiam ser introduzidas por medidas infralegais.

Os autores defendem que a negociação energia em bolsa, com uma *clearing* assumindo o papel de contraparte central, pode fazer parte importante de uma solução eficaz para aperfeiçoamento do mercado atacadista de energia. Entretanto, a transição de um modelo comercial baseado em contratos bilaterais para um modelo de mercado que comporte transações em bolsa não pode ser decorrência de uma “eventual” iniciativa realizada “pelo mercado”, nem poderia estar

circunscrita ao mercado livre. Trata-se de uma modificação estrutural de grande porte no modelo de comercialização de energia no atacado, a qual envolve a redistribuição de competências regulatórias e outras alterações substanciais no marco legal do SEB.

A negociação de energia em uma bolsa associada a uma *clearing* envolve, entre outras coisas, a compatibilização do marco legal do Setor Elétrico com o marco legal do sistema financeiro. Afinal, as bolsas e *clearings* fazem parte do Sistema de Pagamentos Brasileiro (SPB), cuja regulação compete, por lei, ao Banco Central do Brasil (Lei nº 10.214/2001 e Lei nº 12.865/2013). Por outro lado, como a energia elétrica também é uma atividade regulada, caberia à lei da comercialização de energia estabelecer as necessárias pontes com a regulação financeira, capazes de viabilizar o uso das Infraestruturas do Mercado Financeiro pelos agentes do Setor Elétrico.

Vale apontar aqui apenas um exemplo da necessidade de adaptação do marco legal do Setor Elétrico para que a energia possa ser comercializada em ambiente de bolsa, associada a uma *clearing*. A Lei nº 10.848/2004 dispõe que a ANEEL, através da Convenção de Comercialização, deve dispor sobre “garantias financeiras” (art. 1º, § 6º, II) na comercialização de energia no atacado. Ora, caso o Setor Elétrico passe a utilizar uma bolsa e uma *clearing* para a comercialização de energia, este dispositivo criaria um conflito de competências regulatórias, pois as *clearings* fazem parte do SPB (art. 2º da Lei nº 10.214/2001) e possuem o modelo de garantias financeiras regido por lei e regulado pelo Banco Central do Brasil.

A adoção de uma bolsa e uma *clearing* na comercialização de energia, na verdade, não é algo trivial, pois implica na entrada de novos atores na comercialização de energia e em uma nova dinâmica para o funcionamento do mercado. Por exemplo, no Brasil só é possível operar em bolsa através de uma instituição financeira, a qual é responsável solidária pelas posições em bolsa de seus clientes, precisa depositar garantias, junto à *clearing*, proporcionais à sua exposição a risco e à de seus clientes e, por seu turno, normalmente exige deles garantias financeiras. A adoção de uma bolsa de energia fará com que as instituições financeiras, através das quais os agentes do SEB passarão a comprar e vender energia, desempenhem um papel fundamental no

gerenciamento, na alocação e na mitigação de risco financeiro do Setor Elétrico.

3. Formas de estruturar uma bolsa de energia e uma *clearing house*

É possível adotar três soluções distintas para uma bolsa de energia:

- Uma bolsa de energia voltada para o despacho, sem *clearing* associada a ela;
- Uma bolsa restrita a derivativos de energia; e
- Uma bolsa de energia integrada ao Operador do Mercado, acoplada a uma *clearing*.

Somente a última opção pode realmente fazer parte de uma solução estrutural para o risco de *contágio*, da forma como ele existe hoje no mercado de energia brasileiro (ver seção 1.3). As características principais dos três desenhos de bolsa serão explicadas abaixo. Em seguida, serão abordados alguns problemas relacionados à introdução de negociações em bolsa no Brasil.

Bolsa de energia voltada para o despacho, sem clearing

É comum, em modelos liberalizados, organizar as transações de curto prazo com energia utilizando o formato de negociação em bolsa para a determinação do despacho. Não existe algo equivalente no Brasil, pois aqui o despacho é definido pelo ONS. Não se trata tampouco de um modelo comum na América do Sul, onde a definição do despacho a partir de uma bolsa só ocorre na Colômbia, mas é comum em mercados dos EUA e da Europa.

Tais bolsas transacionam energia física, com entrega para o dia seguinte ou em prazos ainda menores, como é o caso do mercado intradiário e do mercado de balanço ou em tempo real. As negociações em bolsa definem o despacho ideal, em intervalos de uma hora ou menos, e permitem que o Operador do Sistema equilibre a geração e a carga em tempo real, com base em ofertas de preços para modulação das mesmas, chamado de mercado de balanço.

Por envolver a programação do despacho, este tipo de bolsa está na alçada do regulador elétrico e, portanto, não está submetido diretamente à regulação financeira. Neste esquema, não costuma existir uma *clearing*, sendo suficiente que os agentes apresentem garantias financeiras para operar, tendo em vista que o horizonte temporal das operações é de curtíssimo prazo e o intervalo para a liquidação também é usualmente curto. Com isso, o risco financeiro é baixo.

O mesmo não se pode afirmar da negociação de energia em prazos mais longos, de meses ou de anos, seja através de contratos ou de derivativos. Um contrato de longo prazo pode estar sujeito a um risco financeiro apreciável, pelo volume de energia envolvido e pelas incertezas em relação a eventuais diferenças entre o preço do contrato e o preço spot, as quais tendem a ser maiores quanto maior for o prazo do contrato. Por exemplo, uma variação de dez por cento no preço de mercado de um contrato de cinco anos gera, quando o contrato é marcado a mercado, uma variação de valor equivalente à energia para seis meses. O risco financeiro envolvido é, portanto, considerável e, para que haja negociação em bolsa, há a necessidade de um gerenciamento de risco sofisticado e de garantias robustas.

Derivativos em bolsa com clearing não integrada ao mercado elétrico

É possível haver negociação de derivativos de energia em bolsa sem que as transações envolvidas estejam integradas ao mercado de energia. Neste caso, a negociação de derivativos em bolsa não faz parte da comercialização de energia no atacado propriamente dita, estando os derivativos destinados a dar aos agentes maiores possibilidades de gerenciar riscos relacionados ao preço da energia. Normalmente, este tipo de bolsa está associado a uma *clearing*, que assume o papel de contraparte para todas as transações, sejam elas de compra ou de venda, e os contratos são estritamente financeiros.

A Colômbia serve de exemplo, pois a negociação de derivativos é feita através de uma *clearing*, a *Cámara de Riesgo Central de Contraparte*, a qual está sujeita à regulação financeira da *Superintendencia Financiera de Colombia*, mas não desempenha um papel formal na comercialização de energia no atacado. Esta está a cargo da XM, a qual administra o mercado de contratos, médio e longo prazos, e a bolsa de energia (mercado spot).

Bolsa de energia com clearing

Os mercados de energia dos países desenvolvidos frequentemente estão estruturados em torno de uma bolsa de energia integrada ao mercado de energia. Há vários exemplos, tanto nos EUA¹⁴, como na Europa. A bolsa negocia contratos padronizados, normalmente contratos futuros, mas também contratos a termo e outros derivativos. As negociações em bolsa integram o mercado de energia formalmente, embora possa haver também opções de contratos ou derivativos estritamente financeiros, os quais não lastreiam operações do mercado atacadista de energia. A bolsa de energia está associada a uma *clearing*, a qual funciona como contraparte central para as negociações em mercado e, eventualmente, também para transações em mercado de balcão.

Um exemplo de bolsa com *clearing* pode ser encontrado no Mercado Ibérico de Eletricidade (Mibel). Nele, o Operador do Mercado Ibérico, Polo Português (OMIP), gerencia uma bolsa de derivativos, basicamente com contratos futuros que podem lastrear o consumo, mas também *swaps* e contratos a termo. O OMIP também faz o registro de contratos bilaterais livremente pactuados entre as partes, ou seja, desempenha funções que, no Brasil, são da alçada da CCEE. O OMIP opera com uma *clearing*, o OMIClear, a qual é a contraparte central dos derivativos transacionados no Operador e também pode, acessoriamente, ser contraparte central para contratos de balcão e para outros produtos de energia.

O desenho de uma *clearing* com bolsa, integrada ao mercado de energia, não exclui a possibilidade da negociação em bolsa de energia física. Essa convivência dos dois modelos ocorre no próprio Mibel, onde o OMIP é responsável por contratos com prazo de entrega para dois dias ou mais, podendo chegar a vários anos, enquanto os contratos para prazos inferiores a dois dias são negociados no Operador do Mercado Ibérico, Polo Espanhol (OMIES), o qual gerencia os mercados diário, intradiário e

¹⁴ Os EUA possuem vários mercados regionais. O Federal Energy Regulatory Commission estabelece os requisitos mínimos para a estruturação dos mercados regionais de energia, mas cada um deles tem considerável autonomia de organização. A adoção de uma *clearing* que seja contraparte central para o mercado de energia é opcional para os mercados de energia americanos. O PJM e o New England ISO, por exemplo, operam com uma *clearing*.

de balanço. Com no máximo de dois dias de antecedência, o OMIP passa ao OMIES a posição dos contratos de cada agente (sejam eles contratos futuros, a termo ou bilaterais), para que o OMIES possa apurar a posição efetiva de cada um, compatibilizando a contratação em prazos de dois dias ou mais com a contratação de curtíssimo prazo, feita nos mercados diário e intradiário.

3.1. Modo de funcionamento de uma bolsa com uma clearing

Os autores acreditam que o modelo de bolsa integrada ao operador do mercado elétrico e associada a uma *clearing* pode fazer parte de uma solução para tornar o mercado atacadista brasileiro financeiramente robusto. Cabe, portanto, explicar como funciona, no Brasil, uma bolsa de mercadorias com uma *clearing*. Posteriormente, na parte 4, será feita uma proposta de alteração do modelo de comercialização de energia no atacado brasileiro, para que possa utilizar uma bolsa nos moldes da regulação financeira brasileira.

Um agente fazendo uma negociação eletrônica em uma bolsa de mercadorias qualquer, associada a uma *clearing*, não consegue detectar quem são os agentes que estão fazendo ofertas de compra e venda para um ativo, o que não é necessário. Quando duas ofertas anônimas de compra e de venda para um ativo qualquer são casadas, a transação é fechada e logo dividida em duas: uma transação de venda em que o agente vendedor vende o ativo à *clearing* e uma transação de compra em que o agente comprador compra da *clearing* a mesma quantidade do mesmo ativo ao mesmo preço. A *clearing* atua como comprador para todas as operações de venda e como vendedor para todas as operações de compra, garantindo, assim, todas as transações.

A *clearing* exige, por sua vez, dos participantes da liquidação, isto é, das instituições financeiras credenciadas a operar na bolsa, a constituição de garantias para suas posições e para as posições de seus clientes¹⁵. A

¹⁵ As *clearings* são conhecidas, no Brasil, como Centrais de Liquidação e Custódia, pois, além da função de liquidação, elas também guardam em custódia todos os títulos e garantias envolvidos nas transações. No Brasil, a lei assegura que as garantias depositadas em uma *clearing* permanecem vinculadas às transações que elas garantem, mesmo caso o agente que as

clearing também conta com um fundo mutualizado para arcar com a quebra de participantes do mercado, podendo ser necessário recorrer ao patrimônio da própria *clearing* caso esse fundo se mostre insuficiente para lidar com alguma contingência.

A bolsa funcionando com uma *clearing* é uma estrutura financeira pensada especialmente para eliminar riscos, inclusive o risco de contraparte. No Brasil, qualquer entidade que opere um mercado sistemicamente importante deve atuar como contraparte central desse mercado (art. 5º da Lei nº 10.214/2001). Trata-se, na verdade, da melhor prática a nível internacional para a estruturação das infraestruturas dos mercados financeiros¹⁶.

Deste modo, caso um cliente deixe de pagar seus compromissos frente à *clearing*, a instituição financeira, através da qual ele opera, realiza o pagamento, podendo executar as garantias do cliente e liquidar suas posições no mercado. Se a própria instituição financeira deixa de honrar os pagamentos, sejam eles relativos à carteira própria ou às de seus clientes, ou mesmo se ela deixa de atender a um chamado de reforço de

depositou seja submetido a insolvência civil, concordata, intervenção, falência ou liquidação extrajudicial (Lei nº 10.214/2001).

¹⁶ A crise financeira internacional de 2008 atingiu grandes dimensões devido à propagação de problemas financeiros com alguns agentes para o mercado como um todo. O caso mais emblemático foi a quebra do Lehman Brothers, banco de porte médio, mas que possuía posições importantes em mercados de derivativos. A quebra do Lehman causou um efeito em cascata que paralisou diversos mercados financeiros internacionais. O impacto desta crise foi tão intenso que, após quase dez anos, ainda se sentem seus efeitos. Após 2008, há um movimento internacional no sentido de tornar mais robustas as infraestruturas dos mercados financeiros, a fim de eliminar mecanismos de propagação e contágio. Um dos itens principais dessa agenda é a estruturação de todos os operadores de mercado importantes no modelo de contraparte central. Os líderes do G20 (grupo de países ao qual o Brasil pertence) assinaram um compromisso, em 2009, para que todas as bolsas de derivativos passassem a utilizar uma *clearing* atuando como contraparte central.

"The shift to central clearing is a key element of financial system reforms in the aftermath of the Great Financial Crisis. To reduce the systemic risks resulting from bilateral trading, the G20 Leaders agreed at the 2009 Pittsburgh Summit that all standardised derivatives contracts should be traded on exchanges or electronic trading platforms, where appropriate, and cleared through central counterparties (CCPs). CCPs had, indeed, proved resilient during the crisis, continuing to clear contracts even when bilateral markets had dried up." (Domansky e outros, 2015).

garantias, é a *clearing* que executa as garantias da instituição financeira e encerra suas posições. Se, mesmo assim, não houver recursos suficientes para honrar pontualmente os compromissos, é acionado um fundo mutualizado, constituído para este propósito o qual é formado por aportes dos participantes do mercado. Caso o fundo mutualizado não tenha recursos suficientes, é feita uma chamada aos participantes do mercado para se realizar o aporte de recursos adicionais no fundo mutualizado. Caso nada disso seja suficiente para realizar o pagamento integral e pontual dos compromissos, a *clearing* utiliza recursos próprios para fazer o pagamento¹⁷.

Este esquema de garantias concêntricas, em que todas as instituições na cadeia de responsabilidades, desde o cliente final à *clearing*, constituem garantias e são responsáveis pelas transações, torna as liquidações realizadas em uma *clearing* financeiramente muito sólidas. O mais importante, porém, é que as *clearings* são desenhadas para afastar o *risco de contágio* financeiro no mercado, pois problemas com um agente não afetam os demais. O agente inadimplente com pagamentos ou com o aporte de garantias tem suas posições em bolsa e suas garantias liquidadas no mercado, sendo eventuais insuficiências de recursos ou garantias absorvidas ao longo da cadeia de responsabilidades. Terceiros no mercado não são afetados, pela simples razão de não haver terceiros envolvidos, uma vez que todas as posições em bolsa têm a *clearing* como contraparte.

4. Proposta de estruturação de um mercado elétrico financeiramente robusto

O uso de uma *clearing* como infraestrutura para custódia, gestão de risco e pagamentos pode fazer parte, como foi visto na parte 3, de uma solução

¹⁷ O exemplo citado se refere às regras para lidar com inadimplência na Câmara BM&Bovespa, que centraliza transações com mercadorias. Outras *clearing* têm regras diferentes, mas o esquema de responsabilidades e garantias em cascata é sempre semelhante ao apresentado. Disponível em: www.bcb.gov.br/https/novaPaginaSPB/BMFderivativos.asp?IDPAI=SPBLIQTIT.

capaz de corrigir a atual fragilidade financeira do mercado atacadista de energia brasileiro. Porém, uma *clearing* só é factível se o desenho do próprio mercado de energia for ajustado a fim de mitigar alguns riscos hoje existentes e se adaptar a alguns requerimentos básicos para a utilização de *clearings*. Portanto, o modelo atual de comercialização de energia precisaria passar por alterações importantes para se tornar compatível com uma estruturação financeira robusta que inclua uma *clearing*. Alguns aspectos relevantes, em termos de estruturação de mercado, precisariam ser contemplados, a saber:

- i. As obrigações dos agentes para com a *clearing* não podem estar subordinadas a obrigações com terceiros;
- ii. Os agentes inadimplentes com a *clearing* precisam que ter suas posições liquidadas e seus contratos com terceiros suspensos ou cancelados;
- iii. Os contratos regulados ou os projetos com tarifa regulada precisam se integrar ao mercado de energia; e
- iv. Os preços precisam ser aderentes ao custo efetivo da energia.

Os temas acima serão objeto de detalhamento a seguir, explicitando-se quais as características do atual modelo de comercialização de energia no atacado que precisam ser adaptadas para a introdução da negociação de energia em bolsa associada a uma *clearing*.

Ao longo desta parte são apresentados paulatinamente os elementos de uma proposta de reestruturação do mercado atacadista de energia e a ordem de apresentação escolhida foi a partir de uma sequência lógica. Parte-se dos problemas que precisam ser resolvidos para transformar o mercado atacadista atual em um mercado financeiramente robusto (seções 4.1 a 4.4). Em seguida, o quadro das mudanças propostas é progressivamente completado e as demais partes da proposta de um novo modelo são apresentadas para finalizar o desenho do mercado.

A ordem de exposição adotada, a qual foca em um encadeamento lógico de problemas e soluções, pode dar ao leitor a impressão de que falta uma visão de conjunto, em que todas as engrenagens do novo modelo se encaixam e se movimentam. Porém, esta lacuna será suprida na parte 5, onde se apresenta sucintamente o funcionamento do modelo proposto.

4.1. Obrigações com clearing não podem estar subordinadas a outras obrigações

No atual modelo de comercialização de energia, um contrato só é válido se for registrado na CCEE. Além disso, todo contrato pode ter o registro suspenso, se o agente estiver inadimplente com suas obrigações na Câmara, e pode mesmo ter o registro cancelado, se o agente for desligado da mesma. Assim, atualmente todos os contratos estão em subordinação à situação do agente na CCEE.

Um contrato de ambiente de bolsa, tendo uma *clearing* como contraparte, não pode ter subordinação a obrigações com terceiros. A subordinação não apenas tornaria a *clearing* financeiramente frágil e suscetível a problemas de agentes sobre os quais ela não tem gestão, como implicaria em *contágio* de um problema de um agente na CCEE à *clearing*. Ora, isso não faz sentido, pois justamente uma das principais razões para implantar uma *clearing* é romper a cadeia de contágio hoje existente.

A *clearing* deve operar integrada ao Operador do Mercado e ao registro de contratos. Com isso, as obrigações dos agentes com terceiros ficam subordinadas às obrigações dos agentes com a *clearing*. Como extensão desse raciocínio, as obrigações relativas às diferenças entre os montantes contratados e os medidos também devem ser liquidadas na *clearing*. Adicionalmente, o cálculo da necessidade de garantias na *clearing* deve considerar tanto a carteira de contratos dentro ou fora da bolsa, como a exposição potencial a diferenças.

Destaca-se que não se trataria aqui de acrescentar uma função à CCEE. Como a CCEE é regulada pela ANEEL, enquanto a *clearing* é regulada pelo Bando Central, a CCEE e a *clearing* devem ser instituições separadas, a fim de evitar a superposição de competências regulatórias. Se a melhor opção for criar uma nova *clearing* ou criar novos produtos em uma das *clearings* que já fazem parte do Sistema de Pagamentos Brasileiro, é uma questão a ser estudada, mas, em princípio, ambas as alternativas parecem viáveis.

A função de bolsa, isto é, de plataforma de negociação de ativos e derivativos de energia, também deve estar sujeita à regulação financeira, que, no caso, inclui tanto a Comissão de Valores Mobiliários como o

Banco Central do Brasil. Isso parece indicar que a solução lógica é o uso de uma plataforma existente de negociação com *commodities* da BM&FBovespa, criando nela novos produtos. Naturalmente, sempre é possível criar uma nova instituição, mas frente ao porte e à sofisticação das plataformas existentes, provavelmente se mostraria antieconômico.

Neste desenho proposto, a CCEE seguiria como responsável pela implantação da regulação da ANEEL no mercado de energia, incluindo os leilões de produtos regulados, as medições, a administração e a contabilização dos contratos regulados e a gestão de fundos setoriais e encargos. Além disso, caso se opte por criar um mercado de energia de curto prazo, com ofertas de preços e quantidades de geradores e consumidores, esta função poderia ser atribuída à CCEE ou a outra instituição do marco institucional do Setor Elétrico. A razão é simples: regular a entrega física de energia é assunto de competência do regulador elétrico e não de um regulador financeiro.

Uma primeira conclusão, portanto, é que a *clearing* deve estar integrada ao Operador do Mercado, de forma que os contratos e as transações fora de bolsa estejam subordinados às obrigações dos agentes para com a *clearing*.

4.2. Tratamento das distribuidoras e da inadimplência

A inadimplência de agentes do Setor Elétrico é outro tema que precisa estar bem equacionado para que seja possível migrar para um sistema de pagamentos e garantias que incluam uma bolsa e uma *clearing*. O problema consiste em compatibilizar a lógica de tratamento da inadimplência adotada no Sistema de Pagamentos Brasileiro com as necessidades e particularidades do SEB.

Os agentes que possuem como contraparte uma *clearing* e que ficam inadimplentes com suas obrigações de pagamentos ou aporte de garantias estão sujeitos a verem suas posições liquidadas e as garantias executadas de imediato. Já os participantes da liquidação, os quais são as instituições financeiras através das quais os agentes acessam o mercado, sofrem um tratamento semelhante, com o acréscimo de estarem sujeitos à intervenção do Banco Central.

Entretanto, para que o mercado atacadista brasileiro possa comportar uma eventual liquidação imediata das posições de qualquer agente, é preciso equacionar alguns aspectos do modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro. O primeiro ponto é adequar o papel das distribuidoras.

As distribuidoras são detentoras de concessões para operar redes e vender energia aos clientes cativos. Hoje, as distribuidoras são dispensadas de aportes de garantias na CCEE e têm sido relativamente comum algumas delas deixarem de pagar seus compromissos no MCP, gerando uma inadimplência rateada entre os agentes credores. Nesses casos, a inadimplência não tem gerado nem a suspensão do registro de contratos, nem o desligamento das distribuidoras da CCEE. Na verdade, o desligamento das distribuidoras não faz sentido no marco legal atual, pois elas só podem deixar de vender energia no varejo se for declarada a caducidade da concessão, um processo lento e demorado, que se inicia na ANEEL, e pode culminar na declaração de caducidade pelo MME.

Ora, uma *clearing* não pode ser implantada em um ambiente em que alguns agentes são dispensados de constituir garantias, nem muito menos com agentes que podem ficar inadimplentes sem maiores consequências. Assim, é um pressuposto da adoção do mercado de energia robusto tornar o comercializador regulado um agente “normal”, sujeito às mesmas regras de garantias e pagamentos dos demais.

Tornar o mercado de energia financeiramente robusto passaria, portanto, por separar a venda de energia das atividades de monopólio natural das distribuidoras. Isso não quer dizer que se deva, necessariamente, eliminar toda a forma de comercialização regulada a clientes finais, mas apenas em tornar as obrigações do comercializador regulado, para com o mercado de energia, equivalentes às obrigações de um agente comum. Naturalmente, pode-se também aproveitar esta alteração no estatuto da comercialização regulada, a qual precisaria ser feita necessariamente em nível de lei, para compatibilizar a comercialização regulada com um ambiente liberalizado, onde há liberdade de escolha do fornecedor de energia – a chamada portabilidade da conta de luz. Isso pode ser feito através da criação dos *supridores de último recurso*.

Na experiência internacional, a liberalização do mercado de energia costuma passar pela criação de comercializadores que funcionem como

supridores de último recurso. O supridor de último recurso não possui o monopólio para a venda de energia, como as distribuidoras brasileiras hoje possuem com seus consumidores cativos, porém ele difere dos comercializadores comuns por ter a obrigação de atender a consumidores finais. Assim, caso algum consumidor final não encontre outro comercializador disposto a atendê-lo, cabe a um supridor de último recurso oferecer os seus serviços. Além disso, caso ocorra a quebra de um comercializador, também cabe a um supridor de último recurso assumir a sua carteira de clientes.

No Brasil, este esquema pode ser implantado a partir da criação, pelos grupos detentores de concessões de distribuição, de comercializadores com a função de supridor de último recurso. Inicialmente, estes comercializadores assumem a atual carteira de clientes das distribuidoras e, no mercado de energia, possuem as mesmas obrigações em termos de pagamentos e aporte de garantias dos demais. Todavia, em caso de quebra de um comercializador, um outro supridor de último recurso é designado pela ANEEL para assumir a carteira de clientes.

O supridor de último recurso também resolve um problema hoje causado pela inadimplência de um consumidor livre. Este consumidor, caso seja desligado da CCEE, acaba procurando o Judiciário para garantir seu direito de acesso à energia elétrica, dado que não há, hoje, a obrigação da distribuidora aceitá-lo imediatamente como cliente. Como solução, este consumidor ficaria alocado a um supridor de último recurso.

A obrigação de atender a clientes provavelmente levará o supridor de último recurso a vender a consumidores que, por seu perfil, são rejeitados por outros comercializadores. Assim, ele pode acabar, involuntariamente, com uma carteira clientes com inadimplência acima da média e a regulação deve, por isso, prever mecanismos de compensação. Em alguns países, o supridor de último recurso pratica preços um pouco maiores que a média, o que é considerado positivo, pois estimula a migração para comercializadores de mercado. Entretanto, também pode haver uma compensação financeira direta, com recursos originados da tarifa de acesso à rede ou de encargo sendo direcionados ao supridor de último recurso, para viabilizar uma carteira de clientes com nível de

inadimplência elevado ou custear o atendimento a clientes com tarifa diferenciada.

Uma segunda conclusão, portanto, é que não é possível fazer a transição para um modelo de mercado sem alterar substancialmente a atual sistemática de comercialização de energia no varejo, separando a comercialização de energia da concessão do monopólio natural das redes. Isso pode ser feito pela criação, em lei, da figura do comercializador que atua como supridor de último recurso, o qual assume, inicialmente, a carteira de clientes das distribuidoras. Resta saber o que fazer com a carteira de contratos atual das distribuidoras, o que será discutido em seguida.

4.3. Inserção da energia de projetos com contratos ou tarifa regulada no mercado

A atual carteira de energia das distribuidoras é composta por contratos regulados e por energia de usinas com tarifa de geração, com custos e condições bastante heterogêneos. Além disso, o custo da energia que serve ao ambiente de contratação regulado pode discrepar do custo da energia no mercado não regulado, uma vez que os dois mercados se comunicam de forma bastante imperfeita. A substituição das distribuidoras por comercializadoras com função de supridores de último recurso, discutida no tópico anterior, pode ser uma oportunidade para corrigir este problema.

As diferenças entre os custos e as condições de venda da energia pelas distribuidoras e pelo mercado livre e a comunicação imperfeita entre os dois ambientes são uma limitação séria do atual modelo de comercialização de energia no atacado. Porém, mais do que isso, a eventual adoção do Sistema de Pagamentos Brasileiro como infraestrutura financeira para o mercado de energia *requer* a equação da relação entre a energia com comercialização regulada e o mercado de energia. Isso porque a construção de um mercado de energia financeiramente robusto passa por tornar as obrigações financeiras no mercado homogêneas, previsíveis e incontestáveis, o que não ocorre hoje, por duas razões.

Em primeiro lugar, cada empreendimento com comercialização regulada tem uma tarifa ou um contrato distinto com fluxo de caixa diferente. A energia não é, portanto, tratada como homogênea. Esta diversidade no tratamento contratual da energia de empreendimentos de geração é, muitas vezes, apontada como um grande mérito do modelo comercial brasileiro. O fato de que projetos termoeletricos, hidroeletricos, eólicos e de biomassa possuem contratos desenhados para atender a suas especificidades está por trás do sucesso dos Leilões de Energia Nova, o que fez do Brasil uma referência internacional em termos de contratação competitiva de projetos de fontes renováveis.

Não obstante, a transição para um mercado com ambiente de bolsa necessita que a negociação da energia seja feita mediante contratos padronizados. Por isso, a criação de um mercado de energia requer a introdução de uma mediação financeira entre o ambiente de bolsa e os contratos regulados e a energia de projetos com tarifas de geração. Há exemplos internacionais, os quais serão abordados mais abaixo, em que isso é feito, seja para comercializar energia de empreendimentos anteriores ao mercado de energia, seja para colocar no mercado a energia de projetos novos, normalmente de fontes renováveis, viabilizados financeiramente por mecanismos extra mercado.

Em segundo lugar, as decisões da ANEEL (e do Judiciário) possuem, hoje, grande impacto financeiro sobre o mercado de energia e um potencial para alterar a alocação de custos e de riscos entre os agentes. Não se trata do reflexo de um excessivo ativismo do regulador ou do Judiciário, mas de uma decorrência da forma como o mercado de energia está estruturado.

A maior parte da energia é hoje comercializada no Brasil através de mecanismos regulados, seja por meio de contratos regulados (CCEARs, Energia de Reserva e Proinfa), seja através de tarifas de geração (Itaipu, Eletronuclear e hídricas em regime de cotas). E a ANEEL tem a responsabilidade de disciplinar a operacionalização dos contratos regulados e de reger a venda de energia de geradores com tarifa regulada.

Além disso, cabe à Agência decidir rotineiramente sobre uma série de temas relacionados às regras de comercialização de energia que têm

grande repercussão sobre o mercado de energia. A Convenção de Comercialização é atualizada pela ANEEL, a qual detalha as regras de comercialização a serem implantadas pela CCEE, que incluem temas centrais, como o cálculo das diferenças e de encargos. Outros assuntos com alto impacto no mercado de energia também são disciplinados pela ANEEL, como a definição do piso e do teto do PLD, as regras do Mecanismo de Realocação de Energia, as decisões de republicação do PLD e eventuais instruções à CCEE para proceder com recontabilizações. Finalmente, agentes com contratos regulados recorrem à ANEEL (e eventualmente ao Poder Judiciário) para defender seus direitos e pleitear aperfeiçoamentos regulatórios ligados a seus contratos e processos tarifários, o que também pode ter impacto no mercado de energia.

Permanece, porém, que um ambiente de mercado baseado em bolsa associada a uma *clearing* não é possível se houver a percepção de que as decisões regulatórias possuem o potencial para alterar direitos e obrigações de forma substancial ou se o risco envolvido nas transações for difícil de precificar. Por isso que os principais exemplos de liberalização do mercado atacadista de energia precisaram encontrar formas de inserir no mercado a energia de projetos com tarifas ou contratos não regidos pela lógica do mercado. Há pelo menos três formas de lidar com a energia de projetos que não se pautam pela lógica das transações do mercado atacadista:

- i. Através da supressão mediante compensação das tarifas reguladas de geração e dos contratos regulados de compra e venda de energia;
- ii. Pela criação de mecanismos de intermediação que permitam colocar no mercado a energia de empreendimentos existentes com contratos de longo prazo ou tarifas de geração; e
- iii. Pela criação de mecanismos para comercializar no mercado energia de novos projetos de geração que necessitem de tratamento tarifário ou contratual especial.

A reestruturação do mercado atacadista em Portugal para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade é ilustrativa, pois há exemplos para os três casos acima. Em primeiro lugar, os contratos de longo prazo preexistentes entre a EDP Produção e a EDP Distribuição sofreram

rescisão amigável. A energia passou a ser comercializada no mercado pela EDP Produção e, em compensação, o regulador estabeleceu um mecanismo denominado Cálculo da Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), através do qual periodicamente se compara o valor da geração ao preço de mercado com o pagamento que seria devido ao gerador pelas regras do antigo contrato. Qualquer diferença, positiva ou negativa, faz *jus* a um pagamento entre a EDP Produção e a EDP Distribuição, sendo incorporada no cálculo da tarifa de acesso às redes desta última.

Em segundo lugar, não houve interesse, à época, por parte dos donos de duas centrais termoeletricas (Pego e Tapada do Outeiro) em adotar um esquema semelhante ao utilizado para compensar a rescisão dos contratos da EDP Produção. Optou-se, então, por transferir os contratos para uma comercializadora regulada ligada ao Operador da Rede de Transporte (Rede Elétrica Nacional, REN), chamada de REN Trading. A REN Trading passou a arcar com o custo dos contratos e a vender a energia das centrais no mercado, incorporando as diferenças positivas ou negativas entre as despesas relacionadas aos contratos e o produto da venda da energia no mercado no orçamento da REN, isto é, nas tarifas de acesso à rede de transmissão.

Finalmente, a EDP Serviço Universal ficou encarregada de comercializar a energia de projetos de energias renováveis, geração distribuída e cogeração. Estes projetos são remunerados, seja à tarifa *feed in* a que fazem jus, seja a um preço resultante de concurso público, conforme o projeto. Por outro lado, a energia é valorada no mercado atacadista ao preço da ocasião. Diferenças positivas ou negativas entre os preços de compra e de venda (em geral fortemente negativas) são repassadas às tarifas de acesso à rede.

Voltando ao caso brasileiro, a geração com contratos regulados ou com tarifa de geração pode ser realocada em uma comercializadora atacadista, a qual chamaremos de *Pool de Geração*, que se encarrega de vender a energia em bolsa, com os preços e as regras de mercado. Com isso, mantém-se a regulação da ANEEL para contratos regulados e para empreendimentos com tarifa de geração, mas a comercialização de sua

energia passa a ser feita no mercado de energia, com contratos padronizados.

A solução sugerida na Consulta Pública nº 33 do MME, de reunir a energia regulada em uma centralizadora de contratos, aponta nesta mesma direção, porém não chega a inserir os projetos com contratos ou tarifa regulada no mercado. Na proposta em consulta pública, a energia segue destinada às distribuidoras, mantendo a distinção entre ACR e ACL.

Ao reunir a energia com contratos regulados ou tarifa de geração em uma comercializadora atacadista, como se propõe aqui, se está caminhando em direção a uma maior liberalização, colocando no mercado toda a energia que hoje supre o ACR. As comercializadoras que assumem a função de supridor de último recurso não herdam os portfólios de contratos das distribuidoras, tendo que comprar no mercado toda a energia de que precisam para atender a seus clientes. Com as distribuidoras se concentrando exclusivamente nas redes elétricas, o mercado de energia deixa de estar segmentado em dois ambientes e o Pool de Geração abastece a todos os consumidores indistintamente.

A qualidade dos recebíveis do Pool de Geração seria a melhor possível, uma vez que ele vende toda a sua energia na bolsa e tem como única contraparte a *clearing*, a qual, por desenho, apresenta uma robustez financeira extrema. Considera-se no mercado que uma *clearing* tem o risco de crédito equivalente ao risco soberano, bem melhor, portanto, do que o risco de crédito médio das distribuidoras, que incluem um mix de empresas sólidas com outras em dificuldades financeiras.

Resta saber, porém, como lidar com as eventuais diferenças entre os custos da energia do Pool de Geração com os preços de mercado. A experiência internacional normalmente aloca estas diferenças nas tarifas de rede, como no citado caso de Portugal, ou nos encargos. Entretanto, dada a enorme volatilidade dos preços de curto prazo no Brasil, isso poderia resultar ora em um volume de encargos desproporcionalmente elevado, ora em encargos negativos, conforme o preço de mercado estivesse muito acima ou muito abaixo do preço médio de compra do Pool de Geração.

4.4. Preço no mercado de energia

A criação do Pool de Geração representa uma oportunidade de estabelecer uma referência de preços relativamente estável para o próprio mercado de energia, o que pode substituir o preço marginalista como custo de oportunidade da energia. Pelo tamanho do parque gerador que hoje possui comercialização regulada e que seria reunido no Pool de Geração, o custo médio da aquisição da energia pelo *pool* pode ser considerado como representativo. Além disso, trata-se de um custo pouco volátil, uma vez que os contratos e as tarifas regulados embutem, em sua maioria, sobretudo pagamentos fixos¹⁸.

A alta volatilidade do PLD e sua tendência a se afastar dos custos de produção de eletricidade (ver seção 1.4). Essa volatilidade excessiva também se mostraria nociva em um mercado como o aqui proposto, centrado em uma bolsa de energia. A alta volatilidade induz hoje os agentes a se protegerem comprando energia a prazos relativamente dilatados, mas isso levaria, em um ambiente de bolsa acoplada a uma *clearing*, à exigência de garantias em volumes elevados. Para não comprometerem volumes excessivos de capital com garantias, os agentes seriam levados a encurtar o prazo médio das carteiras em relação a hoje, o que tenderia a expor os agentes mais fortemente à volatilidade dos preços de curto prazo. O problema do aumento do volume de garantias e da

¹⁸ A energia de Itaipu, das hídricas sob o regime de cotas, das hidroelétricas com risco repactuado, da energia de reserva e das térmicas contratadas por disponibilidade possuem custos com componentes variáveis, na forma de exposição do comprador a diferenças no MCP e, exclusivamente no caso das termoelétricas, também na forma de custos variáveis associados à compra de combustíveis. Porém, parte significativa das diferenças no MCP se cancelam mutuamente dentro da carteira do Pool de Geração. Em situações de *stress* hídrico, Itaipu, as hídricas em regime de cotas e os contratos com hidroelétricas com risco repactuado tendem a apresentar posições devedoras expressivas no MCP. Todavia, as térmicas contratadas por disponibilidade, devido a possuírem uma potência disponível superior à garantia física, e as usinas contratadas como energia de reserva, as quais vendem toda a energia no MCP, gerarão expressivos créditos no MCP. O resultado líquido no MCP, pelo menos em situação de *stress* hidrológico, não deve impactar pesadamente o custo médio da carteira. Já em situação de hidrologia favorável, todas as hidroelétricas e a energia de reserva geram créditos no MCP, enquanto as termoelétricas contratadas por disponibilidade permanecem ociosas, gerando débitos.

tendência ao encurtamento dos contratos serão discutidos em maior detalhe na seção 4.8.

Com o mercado de energia estruturado financeiramente nos moldes de uma bolsa de commodities tradicional, o risco financeiro envolvido nas posições dos agentes será precificado na forma de exigência *ex ante* de constituição de garantias, proporcionais à exposição marcada a mercado de cada agente. Essa lógica de cálculo de garantias, porém, é bem distinta da atual. Hoje, a CCEE exige garantias apenas no MCP e proporcionais ao saldo devedor contabilizado para o agente no mês. Além disso, em contratos do mercado livre, é comum exigir do comprador a apresentação de garantias para um ou no máximo três meses de contrato. Já em uma bolsa de commodities, só se consegue abrir uma posição dispondo *ex ante* de garantias para a exposição máxima associada ao portfólio. Assim, o comprador pode ser obrigado a ter um limite de crédito e o vendedor também terá que depositar garantias elevadas, capazes de cobrir a necessidade de compra de energia no mercado a preços elevados para honrar seus contratos, caso não haja geração. Caso a cotação do contrato varie no mercado, pode ser necessário também um reforço de garantias, seja diário ou mesmo intradiário.

Como operar com prazos mais longos implica em maior necessidade de garantias e expõe a riscos maiores de reforços das mesmas, os agentes são induzidos a manter carteiras com prazos médios relativamente curtos. Isso explica porque, nos mercados elétricos com bolsa de energia associada a uma *clearing*, o maior volume de negócios é para contratos de prazo inferior a um mês ou para o mês seguinte. Contratos com prazos superiores a um ano são pouco frequentes, porque possuem custos elevados de constituição de garantias.

Por essa lógica, a adoção de uma bolsa de energia no Brasil levará a um encurtamento nos prazos de contratos em relação à realidade atual do Setor Elétrico Brasileiro. Porém, como a volatilidade do preço de curto prazo é hoje extremamente elevada, o encurtamento dos prazos de contratação leva os agentes, tanto vendedores como compradores, a correrem maiores riscos.

Portanto, é de suma importância dispor de uma referência de preço para o mercado de energia que seja, ao mesmo tempo, pouco volátil e reflita os

custos efetivos da energia. O Pool de Geração, por reunir a maior parte do parque gerador nacional e ter custos transparentes, pode servir de referência para o cálculo do custo médio da energia, o qual pode servir de base para o mercado da energia. A ideia, portanto, é que o Pool de Geração tenha direito a *pass through* de seus custos, não para encargos ou para tarifas de acesso a redes, como nos exemplos citados acima, mas para o preço da energia.

Para termos um quadro completo, é preciso, porém, entender ainda como o despacho real afeta os custos da energia e investigar em que medida um preço marginalista ainda pode ser necessário e funcional, o que será feito a seguir. Deste modo, no item subsequente, será explicado como o Pool de Geração faz o repasse de seus custos para o preço.

4.5. O mercado físico e o preço marginalista

Um mercado físico de energia possui um preço de formação marginalista como decorrência da interação de ofertas de preços e quantidades, por geradores e consumidores. Os geradores fazem suas ofertas esperando receber, no mínimo, o preço solicitado, o qual, para as termoeletricas, é igual ao custo marginal de produção, e os consumidores fixam um teto para quanto desejam pagar.

O preço de formação marginalista é consistente com uma hipótese de concorrência perfeita¹⁹ e pode ser funcional em um mercado térmico bem desenhado. O preço de mercado é determinado, a cada período (normalmente uma hora ou fração), pelo custo variável da termoeletrica mais cara necessária para atender à demanda. Além disso, o preço em um mercado térmico é diretamente impactado por flutuações nos preços de combustíveis.

As usinas com estrutura de custos baseada em custos fixos, operando em um mercado térmico, não possuem seus custos de produção correlacionados com os preços de mercado e podem tanto auferir lucros extraordinários quanto operar com prejuízo, ao sabor do aumento ou diminuição dos preços de combustíveis. Isso torna difícil viabilizar novos

¹⁹ Para esta parte, ver Castro e outros, 2010a; Castro e outros, 2014; e Castro e outros, 2017.

empreendimentos não térmicos e é uma das principais razões pelas quais, mesmo em mercados totalmente liberalizados, é preciso recorrer a mecanismos extra mercado (tarifas *feed in*, contratos de longo prazo, entre outros) para viabilizar novos projetos de geração renovável.

Em mercados onde a participação de geração baseada em custos fixos é grande, os preços marginalistas perdem a capacidade de sinalizar as decisões dos agentes. As mais notórias distorções observadas são: a ocorrência frequente de preços irrisórios, sempre que a demanda pode ser coberta com geração baseada em custos fixos; a perda de correlação entre os preços do mercado elétrico e os preços de combustíveis; e a alta volatilidade de preços.

O Brasil é um caso bastante radical, pois a geração térmica representa uma parcela muito pequena da capacidade instalada. Em dezembro de 2016, a capacidade instalada de termoeletricas com custos variáveis diferentes de zero representava meros 14,1%²⁰ da capacidade total. Ou seja, 85,9% da capacidade instalada eram usinas que não possuem custos variáveis significativos. Sendo assim, os custos de produção do parque gerador pouco variam. No entanto, não apenas o preço de curto prazo é extremamente volátil, como ele tende a extremos, podendo oscilar por longos períodos muito acima ou muito abaixo dos custos de produção.

A construção, em 2004, de um modelo comercial baseado em contratos de longo prazo pode ser interpretada como uma consequência da falta de correlação dos preços marginalistas com os custos efetivos de geração. Os contratos de longo prazo brasileiro tornam as receitas dos geradores previsíveis e limitam a variação dos preços de energia para os consumidores regulados.

Apesar dos problemas observados, não é conveniente eliminar de todo um preço de formação marginalista, pois ele dá o sinal econômico correto de curto prazo para a alocação de recursos que efetivamente respondem a preços, sejam eles do lado da oferta (geração térmica e importação *merchant*), sejam eles do lado da demanda (resposta da demanda e exportação *merchant*). O que se pode fazer é restringir a incidência do

²⁰ EPE, 2017.

preço marginalista a transações envolvendo agentes que efetivamente respondem a preços. Ora, a geração baseada em custos fixos não responde a preços. Os preços de curto prazo altos não aumentam a oferta de energia eólica, solar, nem de termelétricas contratadas com inflexibilidade (geração mínima) ou sem custos variáveis (cogeração). Mesmo no caso das hidroelétricas, as quais, em um mercado por oferta de preços, podem gerir os estoques de água, não se é capaz de agregar energia primária alguma ao sistema quando os preços sobem. Deste modo, há uma escassa funcionalidade econômica em expor a um preço marginalista altamente volátil agentes que não respondem a ele. Isso pode dar origem a prejuízos catastróficos à geração baseada em custos fixos, quando o preço for muito baixo (hidrologia favorável), e a *windfall profits*, quando o preço marginalista for muito alto (seca prolongada).

O que se propõe aqui é expor ao preço marginalista apenas agentes que efetivamente respondem a ele, o que poderia ser feito com a criação do Mercado Marginalista (MM). O MM funciona em um esquema de comprador único, com o ONS determinando, a cada período de mercado (hora, fração ou patamar de carga), o volume requerido de recursos que respondem a preços e informando ao MM as restrições elétricas baseadas na ocupação esperada das redes. Adicionalmente, os exportadores *merchant* podem fazer lances de preços e quantidades para adquirir energia destinada a mercados conectados. Já os agentes que respondem a preços fazem ofertas de preços e quantidades para a geração térmica e para a resposta da demanda. O cruzamento da demanda com a oferta define o Preço do Mercado Marginalista (PMM) e os agentes que devem ser despachados a cada período de mercado. A programação ideal do uso dos recursos com resposta a preço é, então, passada ao ONS para ser utilizada como guia para a operação em tempo real.

Os demais agentes, seja do lado da oferta ou do lado da demanda, estão, no desenho de mercado proposto, sujeitos a um preço com formação financeira e não marginalista, elaborado de forma a refletir o Custo de Geração de Eletricidade (CGE). O CGE é composto a partir dos custos variáveis do sistema, os quais estão concentrados no MM, e do custo fixo médio do Pool de Geração.

O desenho que se propõe é, portanto, a criação de um mercado físico de energia, o Mercado Marginalista, funcionando por ofertas de preços e destinado a agentes que respondem a preços com formação marginalista. Esse mercado físico define a programação da operação de curto prazo de recursos sensíveis a preços e também pode ser utilizado para ofertas para a prestação de serviços ancilares ao ONS. O MM é financeiramente acoplado ao mercado de energia, o qual prove todos os recursos para remunerar os custos gerados por aquele mercado. Portanto, o MM possui *pass through* de seus custos para o mercado de energia.

4.6. Mercado de energia e o Custo de Geração de Eletricidade (CGE)

No desenho proposto, há dois mercados, quais sejam, o MM, que é um mercado físico restrito, descrito sucintamente acima, e o mercado de energia. O mercado de energia é um mercado financeiro, onde o Pool de Geração e os geradores fora do *pool* vendem energia e onde os comercializadores e os consumidores adquirem energia para suprir suas necessidades, a um preço com formação financeira.

O mercado de energia proposto funciona com uma bolsa de energia operando com uma Central de Liquidação e Custódia (*clearing house*) e com o Operador do Mercado, a CCEE. Os consumidores devem lastrear seu consumo em energia, podendo esta ser comprada através de contratos negociados em bolsa ou de contratos bilaterais registrados na CCEE.

Na bolsa de energia, são negociados contratos futuros padronizados. As diferenças entre os valores contratados e o preço de mercado da energia são ajustadas financeiramente a cada dia, podendo dar origem a chamadas de margem (aporte de garantias) diárias. Na data de vencimento dos contratos de bolsa, o preço da energia é igual ao CGE, sendo feito, então, o ajuste final das posições.

O CGE é calculado pela CCEE *ex-post*, isto é, após a contabilização do mercado, e é composto por duas partes. A primeira parte refere-se ao custo apurado no MM, ou seja, o valor total dispendido com a compra de energia de fonte térmica, com a importação e com a resposta da demanda. No MM, é o sistema, e não os consumidores, que compra energia dos agentes com custos variáveis. A despesa total no MM é repassada ao

mercado de energia como um componente do CGE, o Custo Variável Médio (CVM), o qual trata-se da despesa total no MM dividida pela energia medida total. A segunda parte do CGE é o custo fixo médio, chamado de Custo Médio da Capacidade (CMC), que é o custo fixo total apurado na contabilização da carteira de contratos do Pool de Geração dividido pela energia atribuída ao próprio Pool de Geração.

Dado o grande peso dos custos fixos no parque gerador brasileiro, é de se esperar que a volatilidade do CGE seja muito menor que a do PLD. Em um exercício elaborado pelos autores em outro texto, a partir de cenários de preços da EPE para o leilão A-5 de 2016, foi estimado que a volatilidade do CGE seria entre 1/9 e 1/10 da volatilidade do PLD, tornando o preço de curto prazo da energia, no Brasil, entre os menos voláteis.

4.7. Contratação de longo prazo x contratação de curto prazo

Com um preço de mercado menos volátil, a necessidade de contratação de longo prazo pelos agentes diminui. Mesmo assim, é vantajoso utilizar o Pool de Geração para dar prosseguimento à bem sucedida experiência brasileira de contratação competitiva nos Leilões de Energia. Ele passa a ser o contratante na rotina de leilões anuais A-3 e A-5, em substituição às distribuidoras, provendo recebíveis de longo prazo lastreados em sua capacidade de *pass through* de seus custos ao mercado. Ele também pode ser utilizado para a realização de leilões de energia existente, dando horizonte de previsibilidade para geradores que estejam operando no todo ou em parte fora do pool. O Pool de Geração é formado inicialmente por contratos de longo prazo regulados hoje existentes com geradores. Mas ele firma novos contratos de longo prazo com geradores novos ou existentes, sem precisar vender contratos de longo prazo para o mercado, devido ao fato de ter *pass through* de seus custos para os preços.

Os novos contratos de geração têm, características diferentes dos contratos regulados atuais, os CCEAR, pois os geradores deixam de estar sujeitos ao preço marginalista para ajuste de diferenças. Um dos grandes vetores de criação de valor do modelo de mercado proposto está justamente em introduzir preços de curto prazo muito menos voláteis e aderentes aos custos de geração. Os atuais contratos por quantidade e

disponibilidades serão substituídos por contratos que aqui denominamos de contratos *por capacidade*. De forma análoga aos contratos atuais, eles continuam sendo regulados pela Aneel e são desenhados de acordo com as particularidades de cada tipo de projeto. Eles podem ser de dois tipos:

- i. Contratos de Cessão de Capacidade para geração baseada em Custos Fixos (CCCF); e
- ii. Contratos de Cessão Capacidade para geração com Custos Variáveis (CCCV).

Os CCCF são destinados a plantas hídras, eólicas, solares, de biomassa sem custos variáveis e a tecnologias de armazenamento. Estes contratos preveem pagamentos fixos, condicionados à performance efetiva do empreendimento, seja em termos de geração verificada, seja em termos de disponibilidade dos equipamentos. O risco corrido pelo empreendedor é basicamente o risco operacional, que pode ser customizado para cada tipo de projeto a fim de melhor refletir o que se espera dele em termos sistêmicos. Os CCCF incluem capacidade e energia, ou seja, o gerador tem uma remuneração que cobre todos os seus custos e não há remuneração adicional pela geração de energia. O que pode haver é uma remuneração adicional por uma performance acima da contratada, inclusive em termos de geração, ou uma redução da remuneração por geração abaixo do esperado ou por indisponibilidades de equipamentos.

Os CCCV são destinados a empreendimentos térmicos com geração flexível. Eles também preveem pagamentos fixos e estabelecem um teto indexado para os custos variáveis unitários (CVU). Os empreendimentos com CCCV participam do MM, podendo fazer ofertas de preços para deslocar outros geradores térmicos, ou caso não o façam, sendo despachados por seu custo variável unitário (CVU). Também aqui, a receita fixa deve estar condicionada à performance operacional do empreendimento e à disponibilidade dos equipamentos.

Há duas diferenças entre os contratos por capacidade e os contratos regulados atuais:

- i. Não há obrigações indexadas ao preço marginalista, seja relacionadas a um compromisso fixo de entrega (como nos atuais

contratos por quantidade, que podem gerar diferenças positivas ou negativas no MCP, que são valoradas ao PLD), seja na forma de um ressarcimento indexado ao PLD em caso de geração efetiva abaixo do despacho (como nos atuais contratos por disponibilidade). Em compensação, são estabelecidos mecanismos contratuais que reduzem a receita do gerador em caso de má performance. Alguns dos atuais contratos com geradores eólicos são desenhados nestes moldes, com bonificações ou penalizações pela geração acima ou abaixo do esperado que são indexadas ao preço da energia estabelecido no contrato e não do PLD;

- ii. A capacidade de um gerador operando no novo modelo é um valor mobiliário que pode ser usado como garantia para operações de venda no mercado de energia, isentando o vendedor da obrigação de apresentar garantias financeiras líquidas. Este ponto será melhor desenvolvido na seção 4.8.

Assim, o modelo proposto mantém o esquema de contratação de longo prazo de geradores, com contratos que oferecem receitas fixas e propiciam financiabilidade a novos projetos. A contratação de longo prazo não envolve mais as distribuidoras (que agora sequer compram energia) e sim o Pool de Geração, uma comercializadora regulada que vende energia apenas no atacado e que não tem clientes finais. O *pass through* dos custos é feito pelo repasse dos custos fixos do pool de geração e dos custos variáveis originados no MM para o preço de mercado da energia, o CGE.

Os consumidores, por sua vez, compram energia em contratos de prazos curtos, tipicamente de menos de um mês ou de poucos meses. Isso ocorre por duas razões. Em primeiro lugar, a maior parte dos consumidores não tem interesse em se comprometer com contratos de compra de energia em prazos mais longos. Se hoje eles o fazem é porque o atual modelo de comercialização induz a isso, sobretudo devido à altíssima volatilidade dos preços de curto prazo e de sua tendência a oscilar entre extremos, alternando períodos de preços muito baixos com períodos de preços muito altos. Com um preço de curto prazo pouco volátil, cessa a motivação dos consumidores de se contratarem no longo prazo. E, da parte dos geradores, isto não é problema, pois eles seguem tendo a alternativa de firmarem contratos de longo prazo com o Pool de Geração.

A segunda razão é que a compra de energia em prazos mais longos envolve, em um esquema de bolsa de energia, o risco da variação da cotação da carteira marcada a mercado, que precisa ser coberto pela constituição de garantias financeiras na *clearing*, garantias essas que serão tão maiores (e, portanto, mais caras) quanto maior o prazo médio da carteira.

4.8. Limitando a necessidade de garantias

Uma esquema de bolsa operando com uma clearing que atua como contraparte central do mercado de energia pode, se o desenho do mercado não for bem pensado, requerer um volume de garantias muito alto. A razão é simples: só é possível montar um esquema de contraparte central se todas as transações forem suportadas por garantias sólidas ao longo de toda a cadeia de responsabilidades, que no vai caso do gerador ao consumidor final e passa pelos comercializadores varejistas, por instituições financeiras e pelo Pool de Geração. Assim, todas as obrigações contingentes e todas as possíveis variações de valor dos contratos darão origem à necessidade de aporte de garantias.

O cálculo da necessidade de garantias a serem depositadas por um grande consumidor ou por um comercializador varejista têm dois componentes: as garantias relativas ao consumo de curto prazo e garantias adicionais para cobrir eventuais variações no valor de mercado da carteira de contratos em bolsa.

O grande consumidor ou um comercializador varejista têm que depositar garantias para o consumo típico não coberto por contratos bilaterais dentro de um ciclo de liquidação. As garantias de curto prazo são proporcionais ao tamanho do ciclo de liquidação, ao consumo esperado, ao preço esperado da energia e às volatilidades do consumo e do preço. O atual ciclo de liquidação é bastante longo, com a contabilização fechando após o final do mês calendário, para liquidação após mais um mês, em um ciclo total de cerca de setenta dias²¹.

²¹ Para minimizar a necessidade de garantias referentes ao consumo de curto prazo seria conveniente adotar um ciclo total bem mais curto. A título de exemplo, o ciclo de liquidação mais longo admitido hoje pelo regulador dos mercados elétricos americanos, a FERC, é de

Além das garantias referentes ao consumo não coberto por contratos bilaterais dentro do ciclo de liquidação, é preciso depositar também garantias para cobrir possíveis flutuações no valor de mercado da carteira de contratos. Se as posições compradas de um grande consumidor ou comercializador varejista estiverem todas dentro ou muito próximas ao período de contabilização, provavelmente não serão necessárias garantias suplementares substanciais. Mas em carteiras com prazo médio elevado, será preciso depositar garantias adicionais para cobrir o risco de flutuações no valor de mercado da própria carteira em função de flutuações de preços. Isso torna a manutenção de posições compradas com prazos dilatados, que hoje é típica do mercado elétrico brasileiro, bastante onerosa.

Assim, a transição para um mercado centrado em uma bolsa de energia tenderá a encurtar o prazo médio das carteiras, expondo tanto compradores como vendedores no mercado de energia à volatilidade dos preços de curto prazo. Isso torna importante que a transição para um mercado de energia centrado em uma bolsa se dê em um contexto em que sejam corrigidos os problemas com os preços de curto prazo atuais apontados na seção 1.4, ou seja, a alta volatilidade e a falta de correlação com os custos de produção, que foi resolvido na atual proposta de modelo pelo uso do CGE com preço de curto prazo da energia (ver seção 4.6).

Do lado das garantias exigidas ao vendedor, seja ele produtor ou comercializador, há um problema clássico, que é decorrente da natureza do produto comercializado, a eletricidade. Em outros mercados de commodities, é muito comum que os produtores ou as *tradings* usem como garantia para suas posições vendidas certificados de depósito de mercadorias em armazéns homologados pela *clearing*. É o que se chama uma venda coberta. Por exemplo, uma trading vende café em um contrato futuro e oferece como garantia um certificado que atesta que ela

quatorze dias. Voltando à infraestrutura do mercado, as medições preliminares devem ser fechadas para efeitos de cálculo de margens em periodicidade diária ou menor, de forma a permitir que o cálculo do ajuste de garantias diário ou intradiário leve em conta tanto as flutuações dos preços de mercado como a evolução das medições dentro de cada período de contabilização.

possui café estocado. Este certificado é custodiado na *clearing* e fica vinculado à carteira da trading, não podendo ser vendido, ou o café retirado do armazém, enquanto houverem posições vendidas garantidas por ele.

Esse tipo de garantia não funciona em um mercado elétrico, porque não há estoques de eletricidade – a eletricidade precisa ser gerada ao mesmo tempo em que é consumida. Não existindo estoques do produto vendido, a *clearing* exigirá do vendedor garantias financeiras líquidas. A exigência se explica: um gerador não pode realmente garantir que vai gerar no futuro a energia que vendeu, uma vez que seus equipamentos podem estar indisponíveis, caso em que ele terá que comprar energia no mercado, possivelmente a preços elevados, para honrar seu compromisso. A *clearing* exigirá garantias financeiras contra esta eventualidade na forma do depósito em custódia de títulos públicos, de aplicações financeiras de baixíssimo risco, ou de uma fiança bancária de banco de primeira linha. As garantias tendem a ser substanciais, sobretudo para contratos de prazos mais longos, pois devem proteger a posição vendida contra uma perda em um cenário de stress.

A exigência de garantias dos compradores é algo natural e que, dentro de certos limites, pode ser acomodado facilmente, sem custos excessivos. Por exemplo, um comercializador varejista terá que depositar garantias correspondentes aos contratos que lastreiam o consumo de seus clientes e/ou ao seu perfil de consumo típico. Mas ele tem uma carteira de recebíveis de seus clientes, que pode ser cedida ou alienada a um banco, viabilizando, ou ao menos barateando, a fiança bancária que deve ser apresentada à *clearing*. Assim os recebíveis do próprio negócio de comercialização podem garantir as compras da comercializadora, bastando para isso que o prazo médio da carteira de contratos de compra seja semelhante ao prazo médio dos recebíveis.

Mas o mesmo raciocínio não se aplica a um gerador. Os geradores, sobretudo os que entraram em operação há pouco tempo, tipicamente já cederam seus recebíveis para bancos como parte do pacote de financiamento à construção do empreendimento. Por isso, eles só conseguirão apresentar garantias à *clearing* seja mantendo uma carteira

de ativos financeiros líquidos depositados em garantia na clearing, seja obtendo uma fiança bancária com base em seu risco corporativo.

A exigência de garantias substanciais do vendedor, pode se mostrar assim, onerosa e exigir, no pior cenário, a capitalização das empresas de geração unicamente para constituição de garantias. Os autores estimam o custo líquido das garantias para o gerador em torno de 5%^{aa22} do valor médios das garantias²³ aportadas para um gerador com bom risco de crédito.

Há, porém, uma alternativa. As bolsas de commodities normalmente aceitam uma terceira modalidade de garantia para uma operação de venda, além do próprio ativo e de garantias financeiras líquidas: um título livre de risco, que garanta que o agente terá o ativo na data da operação de venda contratada. Por exemplo, digamos que um agente possui em carteira um contrato futuro de compra de café com prazo de dois meses. Se ele quiser vender um contrato de mesmo volume com prazo de três meses, não serão necessárias garantias adicionais, uma vez que o primeiro contrato garante o segundo. Não há risco envolvido, pois os dois contratos têm a clearing como contraparte e o contrato dado em garantia vence antes do contrato garantido²⁴. É por isso que o modelo proposto prevê que os geradores tenham certificados de capacidade que serão tratados com maior detalhe na seção seguinte.

²² É fácil fazer uma estimativa aproximada do custo das garantias para um gerador. Digamos que ele tenha que comprar títulos públicos para depositar como garantia de suas operações de venda. Estes títulos renderão Selic menos Imposto de Renda sobre a receita financeira, o que atualmente (agosto de 2017) representa pouco mais de 6%^{aa}. O custo destes recursos para a empresa é o custo médio ponderado de capital, estimado pelos autores em 11%^{aa} nominais na mesma data. O custo líquido das garantias é o rendimento das garantias subtraído do custo do capital empregado, o que dá em torno de 5%^{aa} do valor das garantias.

²³ Neste cenário em que o vendedor precisa apresentar garantias financeiras líquidas à *clearing*, o volume de garantias depende do tamanho da carteira do gerador não comprometida com contratos bilaterais, do tamanho do ciclo total de liquidação e da volatilidade do preço da energia. Além disso, podem ser necessárias garantias suplementares para cobrir o risco de variação no valor de mercados da carteira de contratos longos em bolsa.

²⁴ Quando vencer o primeiro contrato do exemplo, o agente terá café físico em carteira que passará a garantir a operação de venda pelo prazo remanescente.

4.9. Certificados de capacidade como garantia e base de remuneração dos geradores

O desenho de mercado proposto utiliza um valor mobiliário, o certificado de capacidade, como garantia para operações de venda no mercado de energia. Ele permite que um gerador ou um comercializador que tenha contratado a capacidade de um gerador através de um contrato de cessão de capacidade, efetue vendas no mercado de energia sem precisar depositar garantias financeiras.

Um gerador recebe, para a porção de sua garantia física não comprometida com contratos legados, certificados de capacidade²⁵ que podem ser utilizados para garantir operações de venda de energia na bolsa ou que podem ser cedidos a uma comercializadora que, por sua vez, pode utilizá-los para garantir operações em bolsa. O funcionamento dos certificados de capacidade é descrito abaixo.

A cada rodada de contabilização, isto é, depois de fechadas as medições de geração e consumo, parte da energia é atribuída a contratos legados, segundo as condições pactuadas originalmente. A energia restante é rateada entre os detentores de certificados de capacidade e para cada MWh de energia creditada é debitado um valor equivalente ao Custo Variável Médio (CVM). Trata-se do Rateio dos Certificados de Energia (RCE). Através do RCE cada detentor de capacidade recebe uma fração da energia na proporção de sua participação no total de certificados por capacidade emitidos: quem tem 1% do total de certificados por capacidade recebe 1% da energia rateada.

Já é possível calcular qual será a remuneração de um gerador descontratado, detentor de um certificado de capacidade. A cada MWh

²⁵ Agentes operando exclusivamente no MM não recebem certificados por capacidade. São agentes cadastrados para resposta da demanda, importadores *merchant* e termoeletricas *merchant*, isto é, que operem descontratadas. Estes agentes recebem apenas o Preço do Mercado Marginalista pela energia medida (ou evitada). Termoeletricas contratadas pelo Pool mediante CCCV, que recebem receita fixa e em troca oferecem um preço teto para sua geração variável, o CVU, recebem certificados por capacidade vinculados a seus CCCV. Além dos agentes que operam apenas no MM, os detentores de contratos legados não recebem certificados por capacidade. Sua contabilização é feita à parte, em moldes semelhantes aos atuais, utilizando o PMM como base para o PLD, como será visto mais abaixo.

de energia recebido no RCE ele será creditado no mercado CGE, isto é, conforme vimos na seção 4.6, a soma do Custo Variável Médio (CVM) com o Custo Médio da Capacidade (CMC) do Pool de Geração. Supondo para simplificar que os detentores de capacidade vendem toda a energia no spot sem penalização, eles são creditados em CGE por cada unidade de energia a eles atribuída e são debitados em CVM. Donde se conclui que um titular de certificados por capacidade que esteja descontratado (não firmou um contrato de cessão de capacidade) receberá liquidamente o CMC por cada MWh de energia a ele atribuído, isto é, receberá exatamente o custo fixo médio do pool de geração.

Os certificados de capacidade podem ser usados como garantia no mercado de energia porque eles dão direito à participação no RCE, isto é, dão direito a receber energia independente da geração efetiva²⁶. Há um risco remanescente que decorre do fato de que a carga é incerta: com carga menor, o número de certificados rateados pode ser menor. Mas trata-se de um risco residual e que pode ser mitigado ao longo do tempo, à medida que as medições feitas durante o período de contabilização se tornem disponíveis.

4.10. Contratos legados e a transição para os novos contratos

Os contratos preexistentes continuam válidos com o novo mercado atacadista. Eles são contabilizados normalmente em um ambiente análogo ao atual. Há duas diferenças principais. A primeira é que a contabilização das diferenças deixa de usar o Custo Marginal de Operação (CMO) como base para o PLD, adotando em seu lugar o Preço do Mercado Marginalista (PMM). A segunda diferença é que não é possível firmar novos contratos nos mesmos moldes dos antigos, o que torna mais difícil e arriscada a gestão das carteiras de geração de contratos legados.

²⁶ É importante que os certificados de capacidade tenham um período de validade preestabelecido a fim de torna-los, pelo menos no curto prazo, títulos efetivamente livres de risco. Assim, uma eventual revisão da garantia física, por qualquer razão, só deve ser refletida na alteração no número de certificados de capacidade atribuídos ao gerador após um prazo sempre superior ao período de liquidação, a fim de não criar uma incerteza adicional que levaria à exigência de garantias financeiras líquidas.

Toda a garantia física não alocada no primeiro momento ao Ambiente de Contratos Legados passa a operar no novo modelo. Isto quer dizer que as termoeletricas descontratadas passam a atuar como térmicas *merchant* no MM e os demais geradores recebem certificados de capacidade que podem garantir operações de venda em bolsa ou serem objeto de cessão para comercializadoras. Conforme terminem os contratos legados, sejam eles do ambiente livre ou do ambiente regulado, a garantia física a eles associada migra automaticamente para o novo modelo e os certificados de capacidade correspondentes são emitidos.

Na constituição do Pool de Geração, os CCEAR, CER e Contratos do Proinfa existentes passam a ter o Pool como parte contratante. Neste momento deve ser oferecida aos geradores a possibilidade de migrar para contratos do novo modelo, isto é, para contratos de cessão de capacidade.

A migração deve em princípio ser interessante para muitos geradores, pois os contratos atuais têm exposição, ainda que ocasional, ao PLD, coisa que os novos contratos deixam de ter. Os contratos com termoeletricas deixam de estar sujeitos ao PLD por geração acima ou abaixo do despacho em nível horário. Em compensação a receita fixa fica sujeita a redução em função de variações na disponibilidade²⁷. Geradores hídricos que não repactuaram o risco hidrológico também deveriam ter razões fortes para migrar para o novo esquema bem como todo o gerador que esteja sujeito de alguma forma ao MCP.

²⁷ As termoeletricas contratadas por disponibilidade estão, pela regra original de grande parte dos contratos, expostas ao PLD devido ao não cumprimento do compromisso de entrega, seja via contabilização em regime horário, seja de acordo com a disponibilidade apurada em média móvel de sessenta meses. Elas também estão sujeitas a insuficiência de lastro caso sua garantia física seja reduzida em função de indisponibilidades verificadas. A exposição ao PLD relativa ao não cumprimento do compromisso de entrega pode ter um alto impacto financeiro, sobretudo para usinas com perfil de geração de base. Mas paradoxalmente a insuficiência de lastro não tem maior consequência, pois é possível, em condições normais de mercado, comprar lastro ao PLD mais um pequeno ágio. Mas na prática como a compra é de lastro mais energia, há um crédito de PLD no MCP o que faz com que o resultado financeiro líquido da perda de garantia física seja apenas o ágio pago. Em um contrato de capacidade os passivos contingentes associados ao PLD desaparecem. Em compensação a perda de garantia física resultaria em uma perda da receita fixa na mesma proporção.

5. Funcionamento do desenho de mercado proposto

A parte 4 apresentou as principais inovações e características do desenho de mercado proposto na forma de um encadeamento lógico de problemas e soluções, tendo como fio condutor a montagem de uma infraestrutura de mercado financeiramente robusta e a resolução dos problemas decorrentes da introdução da negociação da energia em bolsa. Nesta parte será apresentado o funcionamento do desenho de mercado proposto em seus principais aspectos.

5.1. Principais características do modelo proposto

O modelo de mercado atacadista proposto tem um ambiente único de comercialização de energia, estruturado a partir de uma bolsa de energia funcionando acoplada ao Operador do Mercado (CCEE) e a uma *clearing house*. Não há mais dois ambientes de contratação como atualmente – livre e regulado – mas um único mercado de energia onde os agentes comprem e vendem energia em contratos padronizados a preços definidos no mercado.

O ponto mais forte do modelo proposto está em uma drástica redução de risco financeiro em relação ao modelo atual. Por um lado, há uma redução do risco na comercialização de energia no atacado pela adesão ao Sistema de Pagamentos Brasileiro para, através de uma *clearing*, fazer as liquidações financeiras do mercado de energia, a gestão de risco e de garantias. Isso representa um grande salto qualitativo em termos de robustez da infraestrutura do mercado, permitindo eliminar o risco de contágio financeiro existente no atual modelo de comercialização, que se tornou evidente com os recorrentes problemas verificados desde 2013, relacionados a vultosas obrigações financeiras de várias classes de agentes na CCEE, que levaram o governo e o regulador a introduzirem uma série de inovações regulatórias simplesmente para manter o sistema solvente.

Por outro lado, a adoção de uma referência de preço de mercado aderente aos custos de produção de eletricidade reduz o nível de risco para todos os agentes, desde geradores a consumidores, passando por comercializadores. A volatilidade da nova referência de preços para o

mercado de energia tende a ficar $1/9$ e $1/10^{28}$ da volatilidade da atual referência de preços, o PLD, ficando em linha com a volatilidade observado nos mercado de energia com preços mais estáveis, como o do Reino Unido e alguns dos mercados norte-americanos. Esta mudança na dinâmica de preços representa grande criação de valor para o setor elétrico que justificaria sozinha o esforço dispendido no aperfeiçoamento do modelo de comercialização.

No desenho de mercado proposto as distribuidoras só prestam serviços de rede, não sendo mais responsáveis pela venda de energia. A carteira de clientes de energia das distribuidoras é transferida para uma comercializadora que atua como supridor último recurso, vinculada ao grupo econômico de distribuição de origem. Essa comercializadora não está vinculada, porém, à concessão de distribuição e pode, por isso, ser um agente normal do mercado atacadista, sujeito aos mesmos direitos e obrigações dos demais, inclusive no tocante ao aporte de garantias e a estar sujeito a um eventual processo de desligamento do mercado.

Os clientes hoje vinculados às distribuidoras deixam de ser cativos, podendo escolher livremente o fornecedor de energia e migrar para outras comercializadoras, conforme sua conveniência. Há, portanto plena portabilidade da conta de luz para todos os clientes desde a implantação do novo modelo.

A transferência da antiga carteira de clientes de energia das distribuidoras para uma comercializadora do grupo não é acompanhada de uma transferência do portfolio de contratos regulados e da energia de geradores com tarifa regulada de geração, como Itaipu e as cotas de geração hídrica e nuclear. O portfolio de energia de todas as distribuidoras é transferido para uma comercializadora atacadista regulada, o *Pool de Geração*, a ser constituído pelos agentes do mercado elétrico com capital integralizado em regime de mutualização²⁹.

²⁸ Ver Castro e outros 2017, página 41 em diante.

²⁹ É importante que o Pool de Geração tenha capital próprio, ainda que pequeno. Isso porque a regulação moderna é avessa a esquemas de remuneração pelo custo do serviço puro e simples e recomenda sempre a criação de mecanismos de incentivo e penalizações que induzam um comportamento eficiente da empresa regulada. Ora para que haja incentivos e penalizações é

O Pool de Geração vende energia apenas no atacado, em contratos padronizados da bolsa de energia, através de comercializadores operando como *dealers*. O Pool de Geração não tem nenhum cliente final e goza do direito de *pass through* de seus custos para o mercado de energia via preço.

O modelo proposto representa uma substancial alteração do modelo de contratação. Os geradores vendem um produto, denominado *capacidade*, que se presta muito bem a contratos de longo prazo, capazes de prover receitas previsíveis aos geradores, viabilizando financiamentos de longo prazo para a construção de novos empreendimentos. O Pool de Geração assume o papel hoje desempenhado pelas distribuidoras, de contratante para contratos regulados de longo prazo, adquiridos em Leilões de Energia Nova e de Energia Existente. A compra de capacidade inclui energia para os empreendimentos com estrutura de custos baseada em custos fixos, como usinas hidroelétricas, eólicas, solares e cogeração. Já para a contratação de termoeletricas flexíveis, a compra de capacidade não inclui energia, que deve ser adquirida à parte no Mercado Marginalista.

Já os consumidores e os comercializadores varejistas compram energia em contratos de prazos curtos, tipicamente dentro do próprio mês ou com um horizonte de um ou de poucos meses. Com a drástica redução da volatilidade trazida pela adoção do Custo de Geração de Eletricidade (CGE) em relação ao PLD, os consumidores não têm motivação para firmar contratos de prazos longos.

A transformação de um produto de longo prazo, a capacidade, em um produto de curto prazo, a energia, é a função principal do mercado atacadista. O Pool de Geração e as demais comercializadoras compram capacidade em contratos longos, de décadas no caso dos Leilões de Energia Nova, e vendem energia em contratos curtos. O preço desses contratos curtos em sua data de vencimento, o CGE é desenhado para

preciso que em primeiro lugar a empresa regulada tenha uma base de capital e que a rentabilidade seja favorecida caso a administração cumpra as referências de eficiência do regulador.

fazer o repasse ao mercado dos custos efetivos da geração térmica flexível e dos custos fixos do portfólio do Pool de Geração.

O modelo proposto também faz uma realocação de risco entre os agentes. Aos geradores é atribuído o risco operacional e de performance, que estão sob sua gestão, mas eles deixam de correr riscos de natureza financeira, que no jargão do setor são designados hoje por “risco hidrológico”. A razão para a mudança é simples: geradores não tem perfil para bancar risco financeiro pela própria natureza de suas atividades.

O negócio de geração envolve investimentos de grande porte em ativos imobilizados. Empresas de geração tipicamente têm grande parte do ativo composto pelo imobilizado e têm relativamente poucos recursos com liquidez imediata. Ora, trata-se de um perfil totalmente inadequado para um tomador de risco financeiro, que deve ostentar um balanço com um máximo de recursos com liquidez imediata e um mínimo de imobilizações, justamente para poder mobilizar rapidamente recursos para arcar com os riscos financeiros que são tomados.

Outro tomador de risco financeiro do modelo atual, o distribuidor, que hoje banca o risco de descasamento dos fluxos de caixa de recursos originados na tarifa com os dispêndios efetivos com a compra de energia, sai de cena da comercialização de energia no atacado.

O risco financeiro (“hidrológico”) é reduzido drasticamente pela formação de preços proposta, mais aderente aos custos efetivos da energia. Mas há também uma realocação de risco, pois o risco financeiro residual é alocado a Instituições Financeiras que passam a bancar e gerir o risco financeiro relacionado à comercialização de energia no atacado. Aliás, nada mais natural do que atribuir o risco financeiro a instituições que têm essa atividade fim.

A inclusão de Instituições Financeiras no mercado de energia é, na verdade, uma decorrência da adoção do Sistema de Pagamentos Brasileiro para as liquidações e gestão de risco do mercado de energia. O mercado de energia passará a girar em torno de uma bolsa de energia acoplada a uma *clearing*, instituições que pertencem às Infraestruturas do Mercado Financeiro, reguladas pelo Banco Central. Ora, o acesso à bolsa é feito necessariamente por Instituições Financeiras, que são responsáveis

pelas carteiras de contratos que operam e para a seus clientes, que depositam garantias junto à *clearing* para garantir suas posições e que podem exigir de seus clientes garantias proporcionais à exposição de suas carteiras.

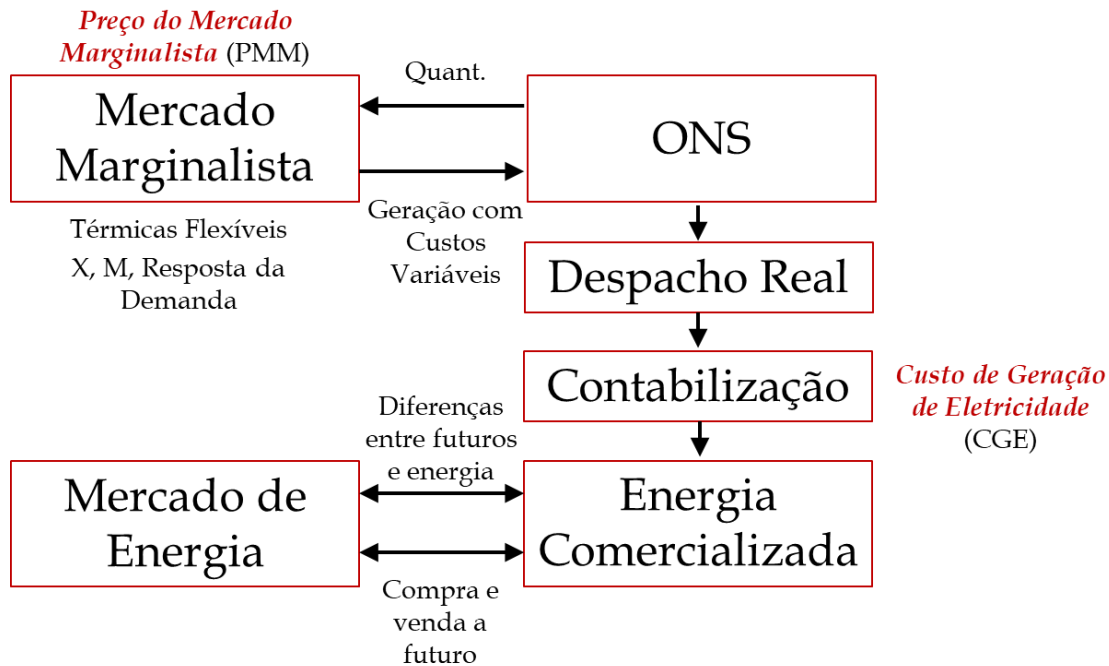
Nesse desenho de mercado, há comercializadoras atacadistas, através das quais todos os agentes do mercado elétrico acessam a *clearing*, que são responsáveis pela gestão de risco das carteiras de seus clientes e que são necessariamente instituições financeiras. Há também comercializadores que não são instituições financeiras. São os comercializadores varejistas, comercializadores atuando como supridores de última instância e o Pool de Geração, que são regulados pelo regulador elétrico, a Aneel, e que atuam diretamente junto aos demais agentes do setor elétrico, os geradores e consumidores.

5.2. Operação do sistema, contabilização e preços

Esta seção apresenta os aspectos gerais da operação do sistema, da contabilização e dos preços, ilustrados na Figura 1. O despacho do sistema segue sendo centralizado, definido pelo ONS, mas com uma importante alteração: o despacho físico dos recursos sensíveis a preços é agora definido por oferta de preços no Mercado Marginalista.

No MM somente geradores térmicos flexíveis, importadores *merchant* e agentes cadastrados para resposta da demanda fazem ofertas de preços e quantidades de energia física. O Operador do Sistema informa as restrições elétricas e define a demanda por recursos sensíveis a preços. Exportadores *merchant* fazem lances de preços e quantidades para exportação a países vizinhos interconectados.

Figura 1: Operação do sistema, contabilização e preços



O leilão no MM define a oferta ideal de recursos sensíveis a preços e também o PMM, preço *ex-ante* que remunera todos os recursos *merchant* utilizados em cada período de mercado. Operador do Sistema respeita esta programação na operação em tempo real, na medida do que isso se mostrar eletricamente possível.

Os demais recursos do sistema, isto é, a geração hidroelétrica, eólica, solar, cogeração com CVU igual a zero, bem como as inflexibilidades de geradores térmicos, são despachados pelo ONS e não participam das ofertas de preços do MM. A exclusão destes agentes do MM tem razões econômicas. Em primeiro lugar, a oferta de energia primária por parte desses agentes não é sensível a preços – preços altos não induzem aumento de chuva, de vento ou de sol.

Em segundo lugar, os custos desses geradores não têm sensibilidade relevante à quantidade de energia produzida. Por isso, vincular a remuneração aos preços da energia de curto prazo traz um risco de descasamento entre custos e receitas do gerador, tornando a atividade mais arriscada – e por isso mais cara. Como o parque gerador brasileiro é formado basicamente por centrais com estrutura de custos baseada em custos fixos e como país deve acrescentar no futuro grande volume de

geração com a mesma estrutura de custos, explorando o potencial para energia solar, eólica, de biomassa, e ao menos parte do potencial hídrico remanescente, convém que o modelo comercial seja desenhado para permitir que isso seja feito da forma mais econômica, qual seja, provendo receitas fixas ou quase fixas para usinas que têm apenas custos fixos.

Voltando à Figura 1, o ONS despacha o sistema de forma centralizada, mas considerando os resultados dos leilões do MM. O despacho real é contabilizado pela CCEE, o que inclui os custos incorridos no MM, o resultado da contabilização dos contratos legados e os fluxos financeiros contratos do Pool de Geração. Ao final da contabilização é calculado *ex-post* o Custo de Geração de Eletricidade (CGE).

A energia comercializada é a energia já medida e contabilizada. A contratação de energia é feita pela compra e venda de contratos futuros no mercado de energia, com resolução, no nível da bolsa, de eventuais diferenças entre montantes contratados e medidos³⁰.

Outra consequência é tornar desnecessários o Encargo por Serviços de Sistema (ESS), que, ao menos conceitualmente, destina-se a custear

³⁰ O modelo comercial proposto reduz drasticamente o volume de diferenças ao eliminar a garantia física como base da contratação. Os geradores vendem capacidade, que tem um volume fixo (ainda que sujeito a ajustes periódicos de acordo com a performance operacional). A capacidade dá direito à participação no Rateio de Certificados de Energia, que é uma distribuição *ex-post* da energia medida entre os detentores de certificados de capacidade. E os consumidores compram contratos de energia, que devem lastrear o consumo efetivo em energia medida.

Como a geração medida é igual ao consumo medido, feitos os ajustes às perdas, não há diferença estrutural entre os dois montantes como a hoje existente entre garantia física total e a geração total ou consumo total medidos. Isso endereça os problemas mencionados na seção 1.2, qual seja a hipertrofia do MCP da CCEE.

Não obstante isso, a resolução entre montantes contratados e medidos é um problema comum aos mercados elétricos, decorrente da impossibilidade de estocagem de energia. O modelo proposto estimula que os agentes estejam contratados *ex-ante*, ainda que em prazos muito curtos, podendo ajustar suas posições ao longo do período de mercado, conforme fiquem disponíveis as primeiras medições. As diferenças por ventura verificadas serão residuais. O estímulo para a contratação em cem por cento é análogo ao adotado em outros mercados de energia: o estabelecimento de um *spread* entre o preço de compra e o preço de venda que induza nos agentes um comportamento de aversão às diferenças e permita, com sua arrecadação, aliviar custos de manutenção da infraestrutura do mercado.

despesas não cobertas pelo mercado físico de energia ou discrepâncias entre a contratação *ex-ante* de energia e o despacho real. Aqui o preço não se refere ao mercado físico, mas aos custos financeiros incorridos no mercado de energia e ele é calculado *ex-post*, eliminando a necessidade de ESS. Também é extinto o Encargo de Energia de Reserva, uma vez que a energia de reserva deixa de existir. Diferenças de preços entre subsistemas, que são características de mercados marginalistas também deixam de existir no mercado de energia³¹.

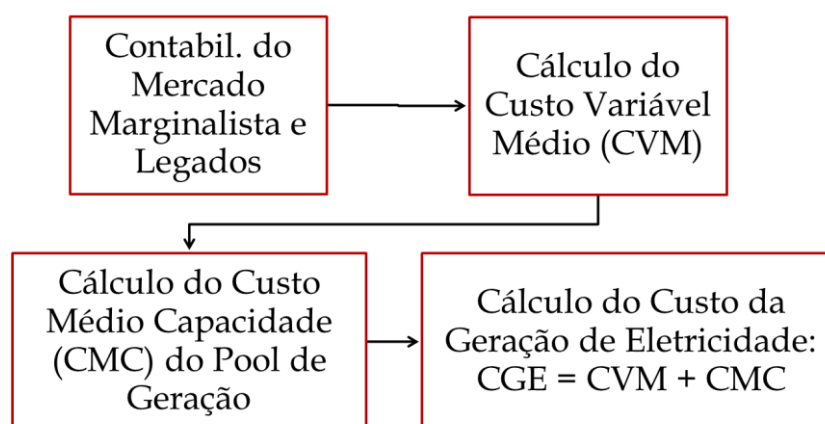
A maior parte das negociações de energia será feita através da bolsa, uma vez que o Pool de Geração, detentor na maior fatia da capacidade do sistema, vende apenas, através de seus *dealers*, por leilões em bolsa, provendo liquidez ao mercado. Mas os certificados de capacidade que não estejam contratados pelo Pool, podem ser utilizados para lastrear, seja operações em bolsa, seja contratos bilaterais, registrados na CCEE. Os contratos bilaterais podem ser uma alternativa interessante para comercializar energia com grandes consumidores de bom risco de crédito, pois estes podem ficar isentos do rígido modelo de garantias da *clearing* e com isso travar os preços em contratos de prazos longos³².

A Figura 2 mostra um roteiro simplificado da contabilização e do cálculo dos preços. A contabilização começa com a apuração dos custos incorridos no MM e com a contabilização dos contratos legados.

³¹ O PMM, por ser aderente ao mercado físico, é sujeito a diferenciação por subsistema. Mas ele atinge apenas agentes atuando no MM, o que exclui a maior parte dos geradores e todos os consumidores que não estejam no momento reduzindo o consumo como resposta da demanda.

³² Naturalmente, os contratos bilaterais são estruturalmente subordinados à situação de um agente junto à *clearing*. Se um agente ficar inadimplente com pagamentos ou aporte de garantias na *clearing*, suas posições podem ser liquidadas e o registro de seus contratos bilaterais vendidos pode ser cancelado, de forma análoga ao que ocorre hoje na CCEE. Portanto, em um contrato bilateral, ambas as partes correm o risco de crédito o que, no entanto, não é problema para transações envolvendo partes financeiramente sólidas.

Figura 2: Contabilização e Cálculo do Custo de Geração de Eletricidade (CGE)



O Ambiente de Contabilização dos Contratos Legados é - e não poderia deixar de ser - o mesmo que o atual, incluindo o MCP e o MRE, com a única diferença de que o PMM passa a ser a base para o cálculo do PLD. De imediato fica excluída do Ambiente de Contratos Legados a garantia física não atribuída na partida do modelo a este ambiente, de usinas que hoje têm tarifa regulada (Itaipu, Eletronuclear e hídricas em regime de cotas) e associada a contratos de geradores que optem por migrar para contratos de capacidade, atraídos pela possibilidade de eliminar a exposição (ainda que residual) ao PLD.

O resultado financeiro da contabilização do MM e dos contratos legados é repassado ao mercado de energia como um dos componentes do CGE, o Custo Variável Médio (CVM). A apuração do CVM é simples: trata-se do débito total contabilizado no MM e no Ambiente de Contratos Legados, dividido pela energia medida total³³. Os detentores de certificados de capacidade recebem uma parcela na energia medida total que não tenha sido atribuída a contratos legados, proporcional a sua participação no

³³ O numerador para cálculo do CVM, formulado de forma mais precisa, é energia medida menos a parcela da energia atribuída a contratos legados que não tenha como titular o Pool de Geração nem autoprodutores. A explicação é simples, um contrato do mercado livre a preço fixo não pode ser onerado tendo que arcar com o CVM, que é uma inovação do novo modelo. Tampouco o autoprodutor, que consome energia que ele mesmo produz, deve ser onerado com um débito relativo à partilha dos custos variáveis do sistema que não lhe diz respeito.

volume total de certificados de capacidade. E eles são debitados em um CVM para cada MWh recebido.

O segundo componente do CGE é Custo Médio da Capacidade (CMC), apurado na contabilização dos contratos do Pool de Geração. Ele é a despesa total do Pool no período de contabilização, subtraída do resultado do Pool no MM e no Ambiente de Contratos Legados³⁴ dividida pela energia total atribuída ao Pool.

Finalmente o CGE nada mais é que a soma de CMC e CVM – custos fixos mais custos variáveis. O CGE é o valor dos contratos futuros na data de vencimento dos mesmos.

As fórmulas para cálculo dos componentes do CGE são públicas, bem como grande parte das informações que permitem calculá-los. Notadamente, os contratos e tarifas pagas a geradores pelo Pool de Geração e o CVU das termoeletricas com contrato de capacidade são públicos. Mas o CGE de uma data futura não pode ser conhecido de antemão.

O valor do CGE em uma data futura depende da carga, que pode ser estimada, mas com margem de erro, do despacho de recursos com custos variáveis, que é incerto, do PMM, igualmente incerto, e dos CVUs das térmicas com contrato de capacidade, que é indexado, mas também é incerto. Já as tarifas das usinas em regime de cotas mudam anualmente e a energia de Itaipu, além de reajustada anualmente é cotada em dólares. Ambas podem ser estimadas, mas novamente, há incerteza.

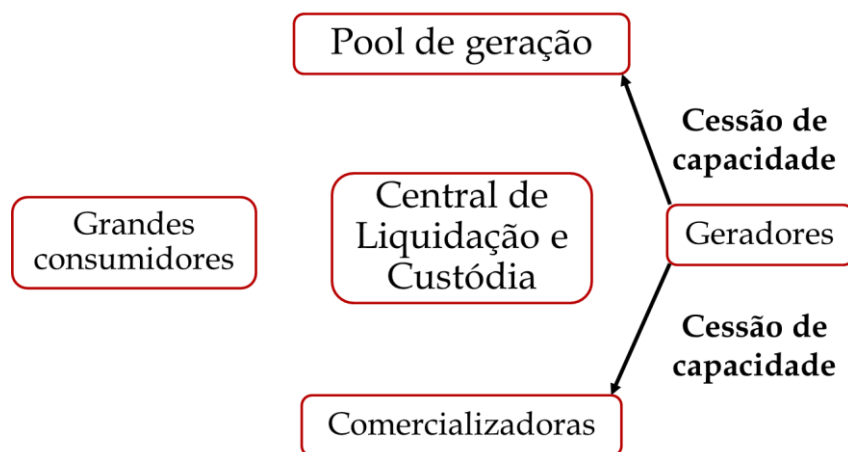
Assim, os agentes compram e vendem energia em contratos futuros a um preço de mercado que flutua com a oferta e a demanda, sendo fortemente influenciado pelas estimativas dos agentes sobre o CGE futuro, que por sua vez mudam conforme novas informações se tornam disponíveis.

³⁴ O Pool pode ter resultado positivo ou negativo no MM e no Ambiente de Contratos Legados. As termoeletricas contratadas no Pool, quando despachadas, dão origem a créditos no MM em benefício do Pool e as diferenças relativas a contratos legados de titularidade do Pool podem gerar débitos ou créditos para o Pool.

5.3. Contratação, garantias e pagamentos

Esta seção ilustra de forma simplificada como funciona a contratação em bolsa o esquema de garantias e a liquidação. A Figura 3 mostra o início do ciclo de contratos, com os geradores firmando contratos de cessão de capacidade, seja em leilões com o Pool de Geração, seja com outra comercializadora qualquer. Todos os contratos de cessão são registrados na Central de Liquidação e Custódia, e as condições financeiras dos contratos são informadas à *clearing*, que aparece na figura com o nome usado comumente no mercado financeiro, Central de Liquidação e Custódia. As condições financeiras da cessão dos contratos do Pool são estabelecidas sempre em leilão e são públicas, mas o mesmo não acontece com os contratos de cessão com outras comercializadoras.

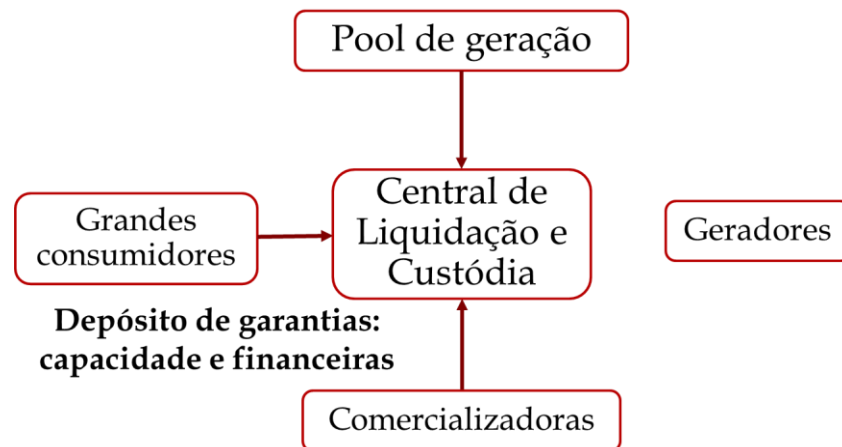
Figura 3: Cessão de capacidade



A Figura 4 mostra o esquema de depósito de garantias. O Pool de Geração, os grandes consumidores e os comercializadores varejistas que operam no mercado atacadista o fazem sempre por meio de uma instituição financeira, não exibida na figura, na qual mantém conta corrente para pagamentos e recebimentos e que funciona como agente de custódia para a conta de custódia aberta por cada agente na Central de Liquidação e Custódia. Nesta conta de custódia individual são mantidos os valores mobiliários, que incluem contratos por capacidade, contratos futuros, além de títulos e valores mobiliários aceitos como garantias financeiras para as operações. Consumidores menores acessam o mercado através de comercializadoras, sem necessariamente manter

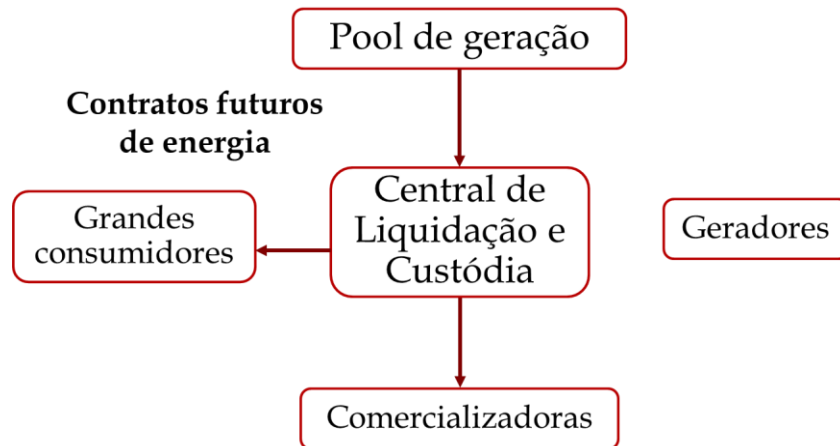
conta de custódia na clearing. Se for esse o caso, tais consumidores terão seu consumo financiado pelas garantias apresentadas pela comercializadora, que podem eventualmente incluir uma fiança bancária lastreada na cessão da carteira de recebíveis de seus clientes de pequeno porte.

Figura 4: Depósito de garantias



A Figura 5 mostra as negociações de contratos futuros. Cada agente do mercado atacadista compra e vende contratos até o limite de sua margem operacional, que é calculada pelo sistema de gestão de risco da *clearing* em função de sua carteira e das garantias fornecidas. Dependendo de flutuações nos preços ou na volatilidade dos ativos, os agentes podem ser chamados a reforçar suas garantias, o que costuma ser mandatário, sob risco de execução de garantias e fechamento compulsório das posições em aberto no mercado.

Figura 5: Negociação de contratos futuros

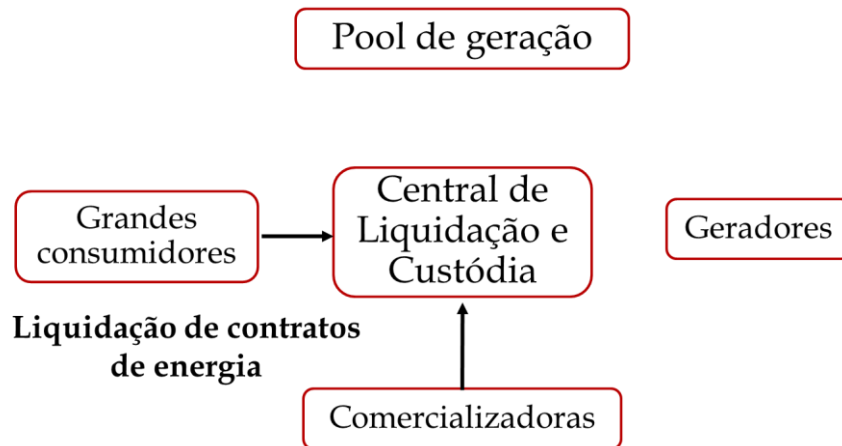


Os valores mobiliários depositados em conta de custódia são de livre movimentação pelo agente, conquanto sua margem operacional permaneça positiva. Títulos e valores mobiliários necessários para garantir a carteira de contratos detida no momento ficam temporariamente indisponíveis para venda ou transferência.

Observe-se, ainda na Figura 5, que as setas indicam que o Pool vende sempre à *clearing* e ela por sua vez vende aos grandes consumidores e às comercializadoras. Os sistemas de negociações de contratos são anônimos, de forma que vendedores e compradores não conseguem identificar os agentes que fazem os lances (normalmente só é visível o nome da instituição financeira através da qual os agentes acessam o mercado). Mas tão logo é fechada uma operação de compra e venda, ela é desdobrada em duas, com a *clearing* assumindo a posição de compradora para todas as vendas e a posição de vendedora para todas as operações de compra.

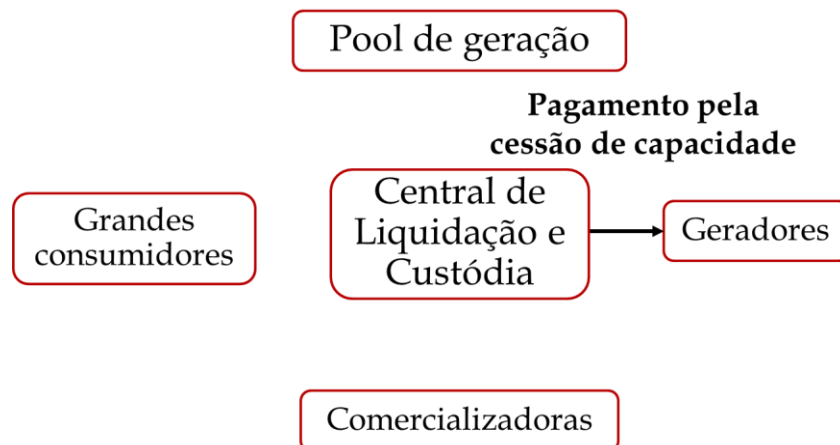
As figuras seguintes exibem os fluxos financeiros na data de vencimento dos contratos futuros. Na Figura 6, grandes consumidores e comercializadores varejistas têm os valores devidos debitados em suas contas correntes para depósito na *clearing*.

Figura 6: Vencimento de contratos futuros



Na Figura 7 a *clearing* faz os pagamentos dos valores devidos aos geradores. Vale destacar que a figura não mostra recebimento algum por parte do Pool. Isto na verdade é uma simplificação, pois os custos operacionais do Pool foram computados na contabilização, e, portanto, fazem jus a um pagamento. Mas trata-se de um pagamento residual frente aos montantes financeiros envolvidos. O volume financeiro principal é o valor devido aos geradores como remuneração pelo contrato de cessão de capacidade e, se for o caso, pelas receitas a que fazem jus no MM, que também foram contabilizadas. O casamento entre receitas e despesas da clearing é exato, pois todos os compromissos assumidos no mercado foram contabilizados e o CGE foi calculado de forma a fazer tornar o total de recebimentos da clearing igual ao total de pagamentos. Não são exibidos pagamentos bilaterais, embora na prática este tipo de pagamento ainda possa existir associado a contratos legados ou a contratos bilaterais firmados fora de bolsa e apenas registrados na CCEE.

Figura 7: Pagamento aos geradores



5.4. Atribuições regulatórias

O modelo de comercialização de energia no atacado proposto envolve a compatibilização de diferentes competências regulatórias, das quais as principais são as do regulador elétrico (Aneel) e dos reguladores do sistema financeiro, o Banco Central do Brasil e Comissão de Valores Mobiliários.

A Tabela 3 resume as principais competências. A chave para a divisão de competências é simples: tudo o que envolve entrega física de energia ou o relacionamento entre agentes do setor elétrico é da competência da Aneel. Tudo o que envolve transações financeiras, títulos e valores mobiliários ou a interação entre agentes do setor financeiro são da competência dos reguladores do setor financeiro.

Para o setor elétrico o sistema financeiro é um prestador de serviços. Para o sistema financeiro o setor elétrico representa um conjunto de clientes para seus serviços. Entretanto, por se tratarem de dois setores fortemente regulados, as relações entre setor elétrico e setor financeiro e entre regulador elétrico e regulador financeiro devem estar claramente estabelecidas, de preferência no nível da lei.

Os Contratos de Cessão de Capacidade negociados em leilões do Pool de Geração, que envolvem a contratação de usinas para entrega física de energia, são regulados pela Aneel, bem como o Mercado Marginalista e os leilões para empreendimentos novos ou existentes do Pool. A contabilização do mercado, as verificações de performance e

disponibilidade de equipamentos de geração e as medições de geração e consumo são igualmente regulados pela Aneel.

Tabela 3: Competências da regulação elétrica e da regulação financeira

Regulação elétrica	Regulação financeira
Contratos de capacidade diferenciados (médio e longo prazos)	Contratos de energia padronizados (curto e médio prazos)
Mercado Marginalista e Leilões de capacidade do Pool	Mercado de Energia
Contabilização e cálculo do CGE	Sistema de pagamentos e garantias
Verificação de disponibilidade e ajuste de garantias físicas	Registro e cessão de capacidade
Medições de geração e consumo	Ajuste de contratos de energia

Já os contratos de energia padronizados negociados em bolsa, as regras de funcionamento da bolsa de energia, o sistema de pagamentos e garantias da *clearing*, o registro e cessão de capacidade e o próprio ajuste dos contratos de energia às medições são da competência dos reguladores financeiros.

5.5. Expansão da geração

O modelo proposto foi desenhado para propiciar uma expansão da geração econômica e facilmente financiável. Para tanto são mantidos os pontos fortes do atual modelo de comercialização, porém em um ambiente de menor risco.

Os novos contratos de longo prazo com geradores têm risco de crédito menor do que os atuais. Afinal os atuais contratantes são as distribuidoras, que estão sujeitas a problemas financeiros, enquanto que os contratos com o Pool de Geração têm recebíveis que, por estrutura, têm o risco de crédito da *clearing*, isto é, o menor risco de crédito possível no país.

Os novos contratos tampouco têm obrigações contingentes indexadas ao PLD, que se mostraram um ponto fraco dos CCEAR e que tanto contribuiu para a intensa judicialização do SEB. Por serem contratos menos arriscados, espera-se que o menor risco também se traduza em menor custo da energia para o mercado.

A mecânica dos leilões precisa ser, porém, adaptada. Por um lado eles não podem mais se pautar por declarações de necessidade de compra de energia das distribuidoras, simplesmente porque as distribuidoras deixam de comprar energia. Não obstante isso, as distribuidoras têm um conhecimento altamente detalhado do mercado fio de suas áreas de concessão e devem continuar a participar do processo de previsão de mercado. Isso pode ser feito mediante a criação de um incentivo regulatório pela Aneel que incentive a acurácia das previsões.

Mas, diferentemente do que ocorre com os Leilões de Energia Nova, será preciso atender a todo o mercado e não apenas ao mercado fio das distribuidoras. Há que incluir as necessidades de energia dos consumidores ligados diretamente na Rede Básica. Assim, convém que a demanda para os ou Leilões para Novos Projetos de Geração (e não mais Leilões de Energia nova, pois pode ser preciso incluir a compra de produtos que não incluam energia, como armazenamento ou geração de ponta) seja estimada pela EPE, em um processo que envolva a expertise sobre os mercados locais das distribuidoras.

Finalmente, será preciso mudar os critérios de seleção de projetos dos leilões. O ponto a comemorar é o fim do Índice Custo Benefício (ICB), critério de seleção de projetos utilizado para a classificação de plantas térmicas e que tem mau histórico de serviços para o SEB³⁵. Com o fim do PLD e do MCP para novos projetos, o ICB deixa de vez de fazer sentido.

A lógica básica da seleção de projetos deve ser de minimização do CGE, precificando adequadamente os projetos que agregam volatilidade de custos ao sistema. Ora a alternativa que se têm é entre contratar um projeto que tenha apenas custos fixos, pelo qual se pode pagar mais caro, uma vez que ele evita custos variáveis ou contratar um projeto com

³⁵ Ver Castro e Brandão 2010a.

custos variáveis, que deve fazer jus a uma receita fixa menor na medida em que ele agrega custos variáveis, por isso, volatilidade de custos ao sistema.

6. Conclusão

Foi proposto neste documento um aperfeiçoamento do modelo de comercialização de energia no atacado que endereça a todos os problemas diagnosticados pelos autores na parte 1. O modelo proposto também é compatível com os quatro principais pontos da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE referentes ao aperfeiçoamento do mercado atacadista (ver parte 2), qual seja:

- i. A separação entre lastro e energia (na terminologia aqui adota, capacidade e energia);
- ii. A criação de uma bolsa de energia e de uma *clearing house*;
- iii. Formação de preços com máxima aderência à realidade operativa (para o MM); e
- iv. Aperfeiçoamento das garantias financeiras do mercado atacadista.

Trata-se de uma proposta bastante estruturada, e que por isso, permite apontar diversas alterações em lei que se fazem necessárias. Dentre elas é possível citar:

- i. Alterações nas competências regulatórias da Aneel e da CCEE;
- ii. Previsão em lei para uso do Sistema de Pagamentos Brasileiro, com definições de funções e competências para agentes do marco institucional do setor elétrico e do sistema financeiro;
- iii. Alteração no escopo das concessões de distribuição e fim da figura do consumidor cativo;
- iv. Reorganização do mercado de energia com a criação do Pool de Geração e do mercado de energia, com o consequente fim da distinção entre mercado cativo e mercado livre.

Havendo interesse do governo e dos agentes a proposta pode ser aprimorada e detalhada e servir de contribuição para o aprimoramento do marco legal do SEB.

7. Bibliografia

DOMANSKI, Dietrich; GAMBACORTA, Leonardo; PICILLO, Cristina, *Central clearing: trends and current issues*. BIS, Bank of International Settlements. 2015. Disponível em: www.bis.org/publ/qtrpdf/r_qt1512g.pdf.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *O risco vinanceiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17. GESEL-UFRJ. 2010.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16. GESEL-UFRJ. 2010a.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; MARCU, Simona; DANTAS, Guilherme, *Market design in electric systems with high renewables penetration*, Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 28. 2010a.

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

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENTAL, Rubens. *A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 62. GESEL-UFRJ. Novembro de 2014.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; MACHADO, Antônio; GOMES, Victor. *Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 74. GESEL-UFRJ. Julho de 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Consulta Pública. 2017.