



Os mecanismos de comercialização de energia no atacado no Brasil

Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Victor Gomes
Antônio Fraga Machado
Paola Dorado

Rio de Janeiro

Outubro de 2019

ISBN: 978-85-7197-019-9

Sumário

Introdução	2
1. Breves considerações sobre a comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional – lastro e energia, transações bilaterais e transações do Mercado de Curto Prazo	3
2. Garantias em transações bilaterais e no Mercado de Curto Prazo	8
2.1. Ambiente de Contratação Regulada	9
2.2. Ambiente de Contratação Livre	17
2.3. Histórico dos modelos de garantias do Mercado de Curto Prazo	21
3. Possíveis melhorias no modelo de comercialização	34
3.1. Transações de distribuidoras (CCEAR e MCP)	34
3.2. Segurança das transações no Mercado de Curto Prazo	36
3.3. Mercado Livre	38
4. Conclusões	40
5. Bibliografia	43

Introdução

O presente texto se insere no âmbito do Projeto de P&D Bolsa de Energia e tem por objetivo descrever o histórico do sistema de pagamentos e garantias financeiras utilizado nas operações de comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, pretende-se realizar uma análise crítica do atual arcabouço de garantias e apontar possíveis melhorias. Este estudo busca subsidiar a elaboração de soluções viáveis para aumentar a segurança financeira das operações de compra e venda de energia no SIN.

O documento está dividido em quatro seções. A primeira seção apresenta, de forma resumida, a estrutura da comercialização de energia elétrica no Brasil, distinguindo as operações bilaterais realizadas entre os agentes e as operações de compra e venda realizadas no Mercado de Curto Prazo da CCEE (MCP).

A segunda seção apresenta o arcabouço de garantias atualmente vigente nas negociações bilaterais de compra e venda de energia, tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), bem como aponta algumas fragilidades existentes no sistema de garantias destes dois ambientes de contratação. Também é apresentada, nesta seção, a evolução dos modelos de garantias financeiras do MCP, desde a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 161/2001 até o arcabouço atualmente vigente, consubstanciado na Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 622/2014. A segunda seção expõe, ainda, as fragilidades dos modelos anteriores, as ações da ANEEL e da CCEE para contornar os problemas ocorridos no passado e as vulnerabilidades estruturais que remanescem no sistema.

A terceira seção apresenta algumas possíveis soluções para aumentar a segurança das transações bilaterais e do MCP, tanto soluções de caráter mais estrutural, como algumas sugestões de possíveis melhorias de curto prazo.

Finalmente, a conclusão resume os principais argumentos do texto.

1. Breves considerações sobre a comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional – lastro e energia, transações bilaterais e transações do Mercado de Curto Prazo

Para melhor entendimento do modelo de comercialização no atacado vigente no SIN, primeiramente é importante realizar uma distinção entre a energia transacionada no MCP e o lastro de energia para atendimento das obrigações legais dos agentes.

A atual redação do Decreto nº 5.163/2004 (introduzida pelo Decreto nº 8.828/2016), que regulamenta a Lei nº 10.848/2004, determina o seguinte:

- i. Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia a fim de garantir 100% de seus contratos;
- ii. Os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e, quando for o caso, homologados ou registrados pela ANEEL; e
- iii. Os consumidores livres e especiais deverão atender 100% de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou contratos registrados na CCEE.

Conforme se depreende dos §§ 1º e 2º do artigo 2º do Decreto nº 5.163/2004, o lastro é um certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) correspondente à garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiro, sendo a contribuição, em MW médios de garantia física, de cada usina para a segurança do suprimento do sistema. A garantia física, assim, corresponde à quantidade máxima de lastro que o agente pode comercializar bilateralmente no SIN. Ou seja, o lastro não se confunde com a energia e é um produto de confiabilidade do sistema para garantir a sua expansão.

Sendo assim, o referido Decreto impõe que toda a carga (distribuidoras, consumidores livres e consumidores especiais) deverá adquirir lastro na medida de seu consumo de energia. Os geradores, por sua vez, têm o lastro definido pelo MME e podem vender este produto aos agentes que necessitam legalmente apresentar o lastro à CCEE, na medida do atendimento de sua carga. Caso os agentes não tenham lastro suficiente para atender as suas obrigações legais, estarão sujeitos a rigorosas penalidades, definidas nas Regras de Comercialização da CCEE.

De outro lado, em separado, a CCEE também contabiliza o balanço de energia de cada agente do sistema, de forma que a energia gerada e consumida será medida, contabilizada e liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), nos termos do Decreto nº 5.163/2004 e da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004).

Neste sentido, os agentes com balanço de energia positivo no SIN recebem montantes financeiros valorados ao PLD e os agentes com balanço de energia negativo devem pagar sua exposição também valorada ao PLD. Destaca-se que, aos agentes com exposição negativa, é exigido o aporte de garantias financeiras. Os agentes do SIN podem, ainda, celebrar contratos de energia para proteção de suas posições futuras no MCP e registrá-los na CCEE.

Com o contrato de energia, o gerador se protege da queda, enquanto a carga se protege do aumento de preços no MCP. A contratação de energia a termo, como *hedge*, é quase uma regra no SIN, tanto no mercado livre quanto no mercado regulado, por meio dos Leilões de Energia.

Assim, um dos “produtos” contidos nos Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre (CCVEEs) e nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) é um produto financeiro de *hedge* do MCP.

No entanto, devido às obrigações legais descritas acima, os CCVEEs e os CCEARs também embutem outro “produto” além da venda futura de energia: o lastro de energia.

Assim, quando um gerador vende a um consumidor livre (ou distribuidora) determinada quantidade de energia, em um ano e por um preço fixo (em um contrato por quantidade), este consumidor está comprando a energia em data futura, para a proteção de sua posição no MCP, e o lastro a ser apresentado à CCEE para cumprimento das obrigações legais.

Neste contexto, os contratos de compra e venda atuais de energia embutem dois produtos distintos, cada um com características e objetivos diferentes: (i) o lastro de energia, para cumprimento das obrigações legais e (ii) a energia a termo, como proteção às exposições no MCP.

A obrigação legal de apresentar lastro à CCEE, a comercialização em conjunto do lastro e energia e a obrigação das distribuidoras de contratar por meio de Leilões induzem a um alto nível de contratação de longo prazo.

Portanto, resumidamente, a comercialização de energia no atacado no SIN tem as seguintes características básicas:

- i. São comercializados dois produtos: lastro de energia (confiabilidade) e energia, cada um com contabilizações distintas na CCEE;
- ii. Os agentes de geração, de consumo (no caso brasileiro, distribuidoras, consumidores livres e consumidores especiais) e de comercialização participam do mercado atacadista e do MCP;
- iii. Os agentes ficam expostos, positiva ou negativamente, na medida de sua posição líquida de energia no MCP;
- iv. São realizadas negociações bilaterais de compra e venda de energia e de lastro, sendo que os contratos, atualmente, embutem os dois produtos. No produto “energia”, os agentes transferem suas posições no MCP a outro agente por

determinado preço, acordado bilateralmente, sendo que as distribuidoras são obrigadas a contratar por longo prazo, através de Leilões de Energia. Já o produto “lastro” é registrado na CCEE para cumprimento da obrigação legal de contratação de 100% da carga;

- v. A transferência de posições no MCP, por meio de contratos de compra e venda de energia, tem seu volume registrado no operador do mercado (CCEE);
- vi. O operador do mercado (CCEE) contabiliza a posição final no MCP de todos os agentes, dada pela diferença entre seus recursos totais (geração + contratos de compra de energia) e requisitos totais (consumo + contratos de venda de energia), em cada período de comercialização (atualmente o período é de um mês);
- vii. As exposições são valoradas ao preço do *pool*, o Preço de Liquidação de Diferenças;
- viii. Após a contabilização inicial, a CCEE solicita o aporte de garantias financeiras aos agentes devedores. Em seguida, a Câmara realiza o ajuste de contratos dos agentes que não depositaram garantias suficientes para cobrir seus débitos, faz a contabilização definitiva do mês e efetua a liquidação do MCP, em que todos os agentes devedores pagam suas exposições e os agentes credores recebem os valores correspondentes; e
- ix. No mercado bilateral, ou seja, de contratos de compra e venda de energia, as liquidações são realizadas bilateralmente. Assim, os compradores pagam diretamente aos vendedores o volume financeiro correspondente à “energia” transacionada.

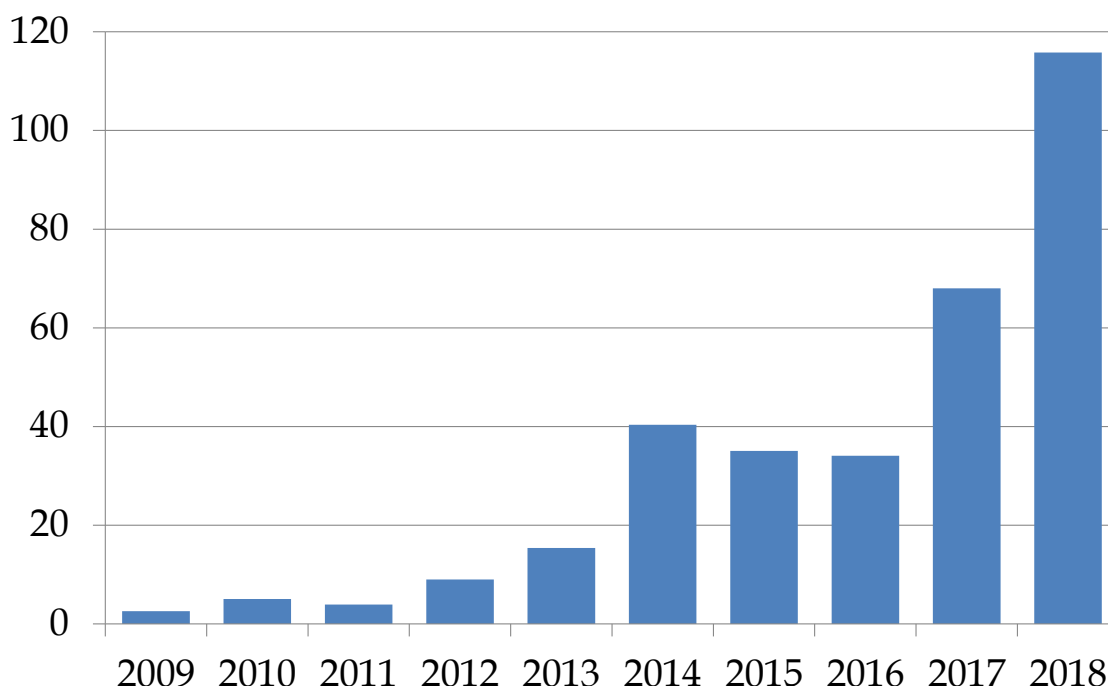
Uma característica no Setor Elétrico Brasileiro que merece atenção é que o despacho das principais usinas do SIN é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com base em modelos matemáticos de otimização dos recursos eletroenergéticos.

Neste sentido, os contratos não determinam o despacho de energia, uma vez que, o despacho é realizado independentemente dos contratos. Não há leilões diários para o despacho das usinas, tendo em vista que o despacho é determinado pelo ONS, que utiliza modelos de otimização do parque gerador que não consideram os contratos. Há, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema.

Tal característica, em conjunto com outras peculiaridades existentes no Sistema, tal como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)¹, os contratos por disponibilidade, as quotas de energia e o despacho fora da ordem de mérito, traz grande complexidade ao mercado atacadista brasileiro e faz com que o volume contabilizado no MCP seja elevado, sobretudo em situações de hidrologia desfavorável, em que o PLD sobe de forma acentuada. O Gráfico 1 exibe o montante total contabilizado anualmente na CCEE, entre 2009 e 2018. Ele permite observar que, a partir do início da crise hidrológica, os volumes contabilizados sobem muito. Entre 2009 e 2011, o volume médio contabilizado anualmente na CCEE foi de R\$ 3,9 bilhões. De 2012 em diante, o volume médio contabilizado sobe a R\$ 45,4 bilhões. Cabe ressaltar que parte substancial do volume contabilizado na CCEE, sobretudo a partir de 2015 e com maior destaque em 2018, não tem sido pago, levando a uma inadimplência elevada, como será visto na Seção 2.3.2.

¹ O MRE é um mecanismo, criado pelo Decreto n° 2.655/1998, através do qual os agentes de geração hidrelétrica compartilham o risco hidrológico. A geração de energia de todas as usinas do MRE é calculada conjuntamente e alocada a cada usina do “condomínio”, para fins de exposição ao MCP, conforme a garantia física de cada empreendimento. Assim, o MRE mitiga o risco de exposição ao MCP da geração individual das usinas participantes do mecanismo, realizando transferências de energia entre os seus participantes. Vale ainda ressaltar que essas transferências de energia estão sujeitas à aplicação da uma tarifa de otimização (TEO), estabelecida pela ANEEL, destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e no pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Gráfico 1: Contabilização da CCEE entre 2009 e 2018
(em R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, InfoMercado, Dados Gerais, www.ccee.org.br.

Trazidos os conceitos e características básicas sobre a comercialização de energia no atacado no SIN, o mais relevante para o entendimento das próximas seções é ter uma clara distinção entre (i) as operações realizadas no MCP, em que há uma contabilização e liquidação multilateral realizadas pela CCEE, e (ii) as operações bilaterais entre os agentes (contratos de compra e venda), que são uma espécie de contrato a termo (*hedge* ao MCP) e embutem um produto de confiabilidade (lastro de energia).

2. Garantias em transações bilaterais e no Mercado de Curto Prazo

A partir da publicação da Lei nº 10.848/2004, as transações bilaterais de compra e venda de energia são realizadas em dois ambientes, quais

sejam, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de sua carga de energia a partir da contratação de lastro de energia e potência, por meio dos leilões de energia promovidos no ACR. Os termos e condições dos CCEARs e os mecanismos de garantias bilaterais para assegurar o cumprimento das obrigações são definidos pela ANEEL, no âmbito de sua competência para a elaboração dos Editais dos Leilões de Energia, conforme a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004. Estes contratos são públicos e seus valores divulgados pela Agência e pela CCEE.

Já o ACL é o ambiente em que a comercialização de energia é realizada, de forma bilateral, entre geradores, comercializadores, consumidores livres e consumidores especiais. Neste ambiente, as condições de contratação, como preço, quantidade, condições de registro dos contratos, garantias, dentre outras, são pactuadas livremente entre os agentes. A CCEE só registra os prazos e as quantidades destes contratos, sendo que os valores contratados ficam restritos às partes contratantes. Com o aumento do número de agentes e a presença de plataformas de negociação, como o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), os próprios agentes de mercado vêm adotando contratos padronizados na comercialização de energia no ACL.

Neste contexto, a presente seção irá descrever e avaliar os mecanismos de garantias contratuais existentes no ACR e no ACL.

2.1. Ambiente de Contratação Regulada

No ACR, são firmados, como resultado de uma sistemática de leilões organizados pelo governo, contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e concessionárias de distribuição, em que aqueles arcam com o risco de crédito dos consumidores cativos. Há leilões de vários tipos, dentre os quais se destacam os Leilões de Energia Existente, para compra de energia de usinas já em operação comercial, e os Leilões de Energia

Nova, destinados a viabilizar a construção de novos empreendimentos de geração. A expansão da geração, no Brasil, se realiza majoritariamente através dos Leilões de Energia Nova, através dos quais são negociados contratos com prazo de entrega de energia que chegam aos 30 anos.

Os CCEARs, através dos quais as distribuidoras contratam energia dos geradores, preveem a constituição de garantias pelas concessionárias, com o objetivo mitigar o risco de crédito embutido na operação. Neste sentido, está previsto um mecanismo de constituição de garantias financeiras por parte das distribuidoras em benefício dos vendedores, de forma a assegurar a disponibilidade de recursos, vinculados ao contrato, capazes de honrar os compromissos financeiros pactuados.

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

Nos CCGs celebrados a partir de Leilões de Energia no ACR, são estabelecidos os termos e as condições de cumprimento da obrigação de pagamento do comprador (distribuidora) para com o vendedor (geradores), mediante a vinculação de parte da receita daquele em favor deste.

Neste contexto, os CCGs preveem um mecanismo de garantias em que uma parcela dos recursos resultantes do recebimento das tarifas de fornecimento, em contrapartida pela prestação do serviço público de

distribuição de energia elétrica, é utilizada prioritariamente para pagar o vendedor do respectivo CCEAR.

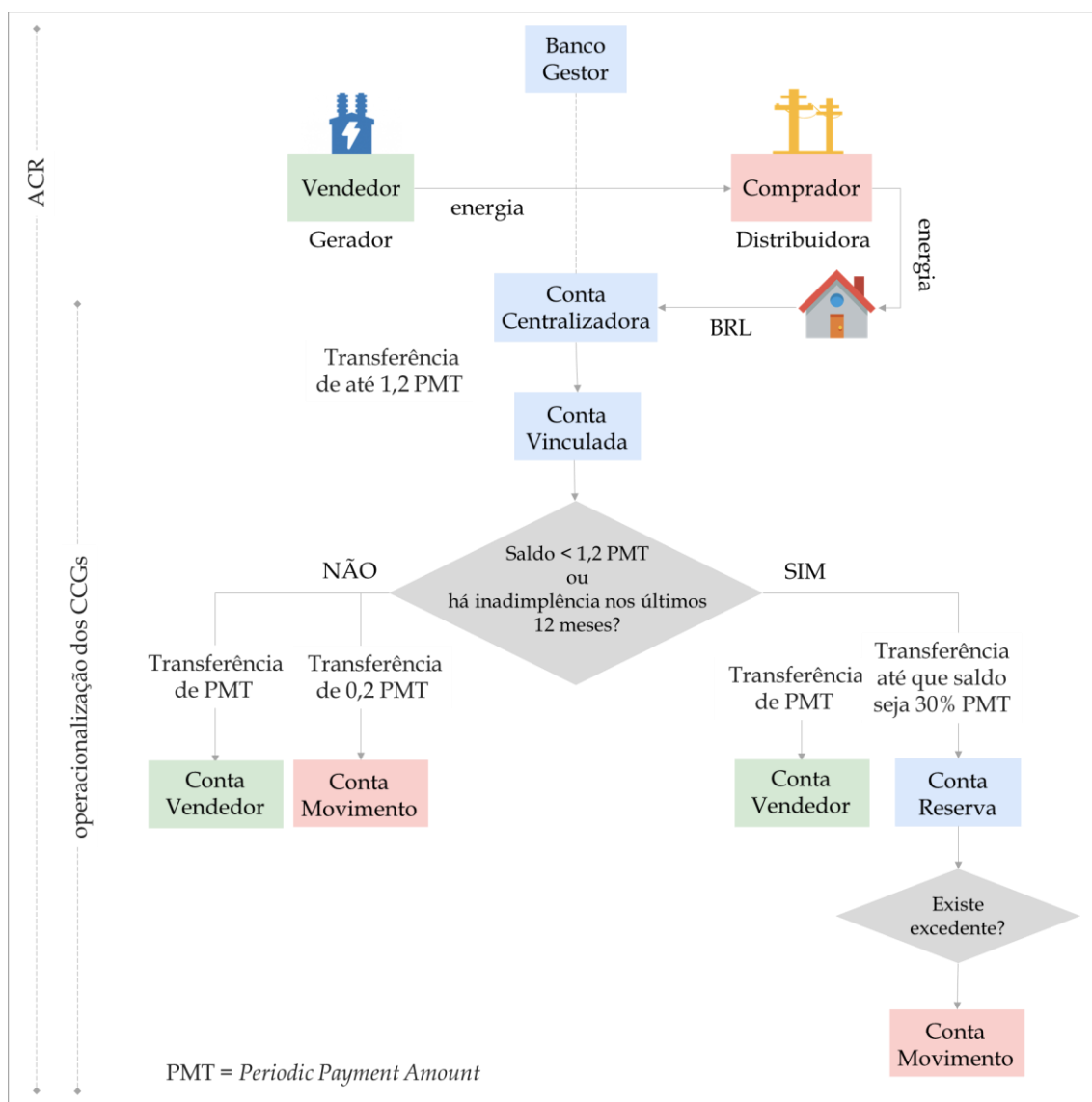
Para operacionalizar tal mecanismo, são utilizadas as seguintes contas correntes²:

- i. Conta Vinculada: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida no banco gestor, que receberá transferência de parcela dos recursos da Conta Centralizadora para pagamento dos valores indicados nos documentos de cobrança, movimentável unicamente pelo banco, em cumprimento às determinações do gerador e na forma do CCG;
- ii. Conta Reserva: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida no banco gestor, cuja abertura e manutenção serão exigidas no caso de inadimplência no pagamento dos valores indicados nos documentos de cobrança;
- iii. Conta Centralizadora: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida no banco gestor, utilizada para centralizar parte da receita proveniente da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo fluxo mensal de recursos deve equivaler a, no mínimo, 1,20 vezes o somatório do(s) valor(es) dos documentos de cobrança, movimentável unicamente pelo banco gestor; e
- iv. Conta Movimento: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida no banco gestor, de livre movimentação pela concessionária;

A Figura 1, abaixo, ilustra como a operacionalização dos CCGs é realizada.

² A descrição abaixo da operacionalização dos CCGs foi realizada com base no modelo de CCG do Leilão A-6/2018, disponível no site da ANEEL.

Figura 1: Operacionalização dos CCGs



Fonte: Elaboração própria.

Após a abertura das contas correntes, a operacionalização dos CCGs ocorre da seguinte forma:

- i. A distribuidora (comprador) cede os recursos originados do pagamento das faturas referentes à prestação dos serviços de distribuição, depositados na Conta Centralizadora para pagamento dos CCEARs.

- ii. O banco gestor atua como banco mandatário, depositário e responsável pela centralização e administração do fluxo dos recursos da Conta Centralizadora, da Conta Vinculada e da Conta Reserva, para fins de pagamento do documento de cobrança oriundo do CCEAR.
- iii. A receita das tarifas de fornecimento de energia da distribuidora é depositada na Conta Centralizadora.
- iv. Os CCGs vinculam parte dos recursos da Conta Centralizadora à geradora (vendedor), no valor correspondente a 1,20 vezes os valores indicados no documento de cobrança do CCEAR.
- v. Tal valor é retirado pelo banco gestor da Conta Centralizadora e depositado na Conta Vinculada.
- vi. Após a constatação, pelo banco gestor, de que o saldo da Conta Vinculada assegura o pagamento da parcela vincenda dos documentos de cobrança, os valores da Conta Vinculada são transferidos pelo banco à Conta do Vendedor, conforme os documentos de cobrança.
- vii. O saldo remanescente da Conta Centralizadora (0,2 vezes o valor dos documentos de cobrança) é transferido à Conta Movimento, cujos recursos são de livre uso pelo comprador.
- viii. Caso ocorra inadimplência dos documentos de cobrança em um intervalo de 12 (doze) meses ou caso o comprador deixe de manter, na Conta Centralizadora, o valor correspondente a, no mínimo, 1,20 vezes os valores do documento de cobrança dos CCEARs, deverá ser depositado na Conta Reserva um valor adicional correspondente a 30% do valor de um documento de cobrança, o qual deverá ser bloqueado por 12 meses.

O desenho das garantias dos CCEARs é considerado satisfatório, sendo robusto o bastante para constituir a principal garantia para os financiamentos à construção dos novos empreendimentos de geração, na modalidade *Project Finance*.

No entanto, é importante mencionar que, não obstante o bom desenho do sistema de garantias dos CCEARs, foram verificados problemas na operacionalização dos CCGs. Em alguns casos, apesar de assinar os CCGs, as distribuidoras e os bancos gestores não vêm cumprindo o disposto nos contratos. Em tese, há penalidades de multa previstas, tanto nos Editais dos Leilões, quanto na Resolução Normativa nº 63/2004, que podem ser aplicadas às distribuidoras pelo descumprimento das obrigações decorrentes dos Leilões de Energia. No entanto, na prática, não se verifica a abertura de processo punitivo às distribuidoras inadimplentes da obrigação específica de assinatura e cumprimento do disposto nos CCGs.

Na verdade, devido ao grande volume de contratos, a gestão e o compartilhamento das garantias dos contratos do ambiente regulado são de operacionalização complexa. Nos leilões, cada distribuidora que declarou necessidade de compra firma contratos com todos os geradores que venceram o leilão e cada um destes contratos dá origem a um CCG, que compartilha o acesso aos recebíveis da distribuidora. Com o passar dos anos, as distribuidoras passaram a acumular grande número de CCEARs e o volume total de CCGs de cada concessionária ascende à casa das centenas.

Como referência da complexidade e magnitude do problema, entre 2004 e 2018, foram realizados 34 Leilões de Energia Nova (incluindo leilões de projetos estruturantes e de fontes alternativas), 20 Leilões de Energia Existente e 18 Leilões de Ajuste. Destes leilões, resultaram 29.804 CCEARs³ entre as distribuidoras que participaram de cada leilão como compradoras e as geradoras que se sagraram vencedoras no mesmo leilão. Este é o universo a partir dos quais os CCGs são firmados.

Sobre o tema, ressalte-se que, a partir de consulta realizada pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE),

³ A fonte é a planilha disponibilizada pela CCEE com todos os resultados dos leilões do ACR, atualizada em dezembro de 2018, disponível em www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644299.

formulada à ANEEL, em 09 de abril de 2015, a Agência instaurou o Processo nº 48500.003559/2015-71, a fim de fiscalizar a implementação dos CCGs. Nesta consulta, a APINE reportou que *“há concessionárias de distribuição de energia elétrica que vêm inadimplindo e sequer implementaram os Contratos de Constituição de Garantia de Pagamento (CCGs), vinculados aos seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs)”*. A associação informou, ainda, que, em outros casos, *“apesar de os CCGs encontrarem-se celebrados, pode-se afirmar que as garantias não foram implementadas e não estão operativas”* e que o problema não seria pontual, limitado a uma distribuidora específica, mas sistêmico.

No processo administrativo aberto pela ANEEL para fiscalização dos CCGs, percebe-se que os problemas relacionados à operacionalização atingem com mais intensidade as distribuidoras recentemente privatizadas e que, notoriamente, enfrentavam dificuldades financeiras. Em alguns casos, houve inadimplência de algumas distribuidoras em relação a obrigações dos CCEARs. Assim, os CCGs não foram efetivos no seu objetivo, que é proteger o vendedor dos CCEARs em relação ao risco de crédito da distribuidora, garantindo o pagamento dos valores devidos nos CCEARs.

A inadimplência de distribuidoras em relação aos CCEARs remete a uma característica do modelo setorial, que é a verticalização das atividades de distribuição e comercialização de energia com o consumidor final. Como se sabe, as concessionárias são obrigadas, pela Lei nº 10.848/2004, a contratar energia para garantir o atendimento de 100% de seu mercado.

Tal obrigação dificulta que as distribuidoras devedoras sejam suspensas da participação de novos leilões, ainda que estejam inadimplentes com suas obrigações relacionadas à compra de energia. Se a distribuidora fosse suspensa da participação de leilões, ela ficaria exposta ao MCP e, provavelmente, também inadimpliria com suas obrigações neste mercado. Fora isso, ficaria sujeita a penalidades por insuficiência de lastro.

Portanto, a verticalização das atividades de distribuição e de comercialização regulada, na prática, impede que as concessionárias de distribuição inadimplentes no mercado de energia sejam excluídas deste mercado. Elas continuam firmando contratos nos leilões do mercado regulado e não há mecanismos efetivos para prevenir ou impedir a inadimplência⁴.

O mecanismo que existe para estimular as distribuidoras em dificuldades financeiras a ficarem adimplentes na CCEE é o fato de elas ficarem impedidas de ter suas tarifas revistas ou reajustadas, nos termos do art. 10 da Lei nº 8.631/1993. No entanto, para algumas concessionárias, principalmente estatais, esta penalidade pode não trazer o incentivo suficiente para inibir comportamentos nocivos, como a inadimplência na compra de energia. A distribuidora pode, inclusive, ficar inadimplente no mercado de energia durante meses e regularizar sua situação somente antes do reajuste ou da revisão tarifária, utilizando a inadimplência para se financiar e fugindo da penalização.

Assim, como a distribuidora não pode ser afastada da atividade de comercialização de energia para seus consumidores cativos, o regulador e o operador de mercado dispõem de poucos mecanismos eficientes para evitar a inadimplência das concessionárias no mercado de energia.

Por outro lado, no que diz respeito aos CCEARs, no cenário de manutenção da atual estrutura das atividades das distribuidoras, a robustez das transações bilaterais de energia, no ACR, depende de fiscalização rigorosa e contínua por parte da ANEEL, com o apoio da

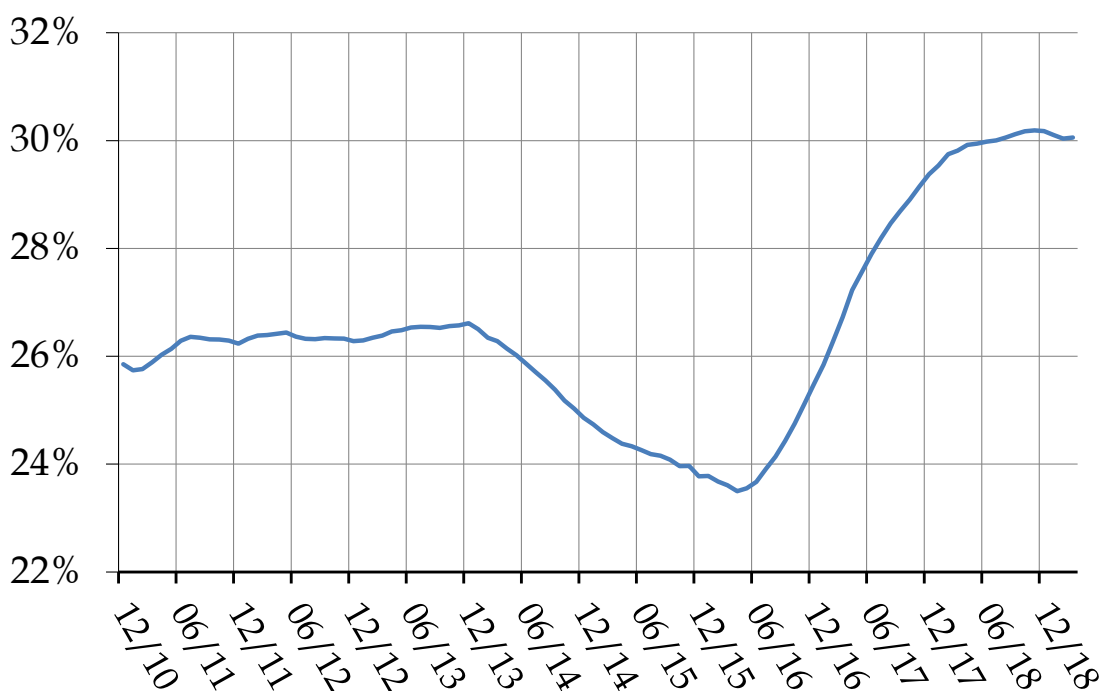
⁴ Existe a possibilidade, em tese, de a distribuidora ser desligada da CCEE. No entanto, o desligamento da distribuidora apenas opera de pleno direito quando houver modelagem de novo agente outorgado, sob o perfil correspondente, nos termos do art. 5º, § 2º, da Resolução Normativa nº 545/2013. Na prática, há a necessidade de que seja declarada caducidade da concessão pelo Poder Concedente e celebração de novo Contrato de Concessão, precedida de licitação. Trata-se de um processo extremamente demorado e pode estar sujeito a interferências políticas, uma vez que a declaração de caducidade não é obrigatória, mas uma faculdade do Poder Concedente, nos termos do art. 38 da Lei nº 8.987/1995.

CCEE, do cumprimento, por parte das distribuidoras e dos bancos gestores, das obrigações contidas nos CCGs.

2.2. Ambiente de Contratação Livre

O ACL responde atualmente, conforme dados da CCEE, por cerca de 30% do consumo de energia elétrica, no SIN, com cerca de seis mil consumidores livres e especiais. O Gráfico 2, abaixo, apresenta a evolução da participação dos consumidores livres no consumo total de energia elétrica. Entre 2010 e 2013, o mercado livre representava um pouco mais de 26% do consumo total, número que caiu a menos de 24% em meados de 2016, fruto, em boa medida, da pronunciada recessão industrial, passando, então, a subir e alcançando os atuais 30% do mercado total.

Gráfico 2: Participação do Mercado Livre no consumo total de energia
Média móvel de 12 meses, em %, de 2010 a mar/2019



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do InfoMercado, www.ccee.org.br.

Os contratos no mercado livre são bilaterais, não existindo, hoje, opção para contratação de energia com contraparte central. Diferentemente dos contratos do ACR, não há, no ACL, qualquer garantia de repasse dos custos com energia ou uma padronização do desenho de garantias, as quais são negociadas livremente entre as partes.

O mercado está estruturado como um balcão não organizado, não havendo uma entidade que administre os contratos bilaterais negociados no mercado. Apesar disso, ocorreram iniciativas para a criação de sistemas de negociações de contratos padronizados por entidades privadas, nomeadamente o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia, bem como iniciativas de padronização e de disciplinamento das negociações pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL).

Os contratos bilaterais do mercado livre têm *risco de contraparte*, isto é, risco do comprador não ser capaz de pagar o contrato. Porém, cabe ressaltar que a capacidade dos agentes de avaliar o risco de crédito de uma contraparte é, em alguns casos, limitada. Neste sentido, o risco de crédito de agentes operando no mercado de energia pode não ser captado adequadamente por uma análise de risco de crédito tradicional, baseada em indicadores elaborados em demonstrativos financeiros. Isto porque tais agentes podem assumir exposições relevantes em contratos bilaterais de gaveta, que não constituem informação pública e que podem ter impacto financeiro elevado sobre a sua situação de liquidez e patrimonial. Isso explica a prática, comum no mercado livre, de não dar crédito à contraparte, exigindo o pagamento antecipado para fazer o registro do contrato na CCEE.

Em muitas transações de energia de curto prazo, a prática de mercado é registrar os contratos de compra e venda mediante pagamento do valor total do mesmo, ou seja, registro contra pagamento, sem necessidade, portanto, de garantias financeiras. Para períodos superiores há 12 meses, o contrato padrão da BBCE estipula que o comprador deverá apresentar

garantia de dois ciclos de faturamento, representada por fiança bancária ou qualquer outro tipo de garantia que as partes venham a acordar.

As operações do mercado livre também estão sujeitas ao *risco de registro* dos contratos, uma vez que o instrumento fechado bilateralmente ainda precisa ser registrado na CCEE, o que é um passo adicional em relação ao fechamento do negócio. Por exemplo, o que se convencionou chamar no mercado de operação com registro contra pagamento, na verdade são duas operações sucessivas. Primeiro, é feito o pagamento e, compensado este, o registro é providenciado, não havendo garantia de que isto realmente vá acontecer.

Recentemente, a CCEE colocou algumas comercializadoras em dificuldades financeiras, sob o regime de operação assistida, registrando contratos vendidos apenas na medida em que havia comprovação da capacidade de lastreá-los em contratos comprados, em geração ou em recursos financeiros.

Por outro lado, conforme será detalhado na Seção 3, o atual desenho das garantias das operações no âmbito do MCP permite que a CCEE reduza os contratos bilaterais de venda de agentes inadimplentes naquele mercado. Há, portanto, o *risco de suspensão do registro* de um contrato, o que faz com que qualquer transação bilateral no mercado livre possa, potencialmente, ter seu registro indeferido ou suspenso pela CCEE, caso o agente vendedor não disponha da energia ou não seja capaz de aportar garantias financeiras suficientes para honrar seus débitos no MCP.

Os recentes acontecimentos noticiados na imprensa especializada, relativos a uma comercializadora de energia que vendeu energia elétrica a descoberto na expectativa de redução futura dos preços, mostram que tal risco pode trazer impactos relevantes às contrapartes. Caso os contratos com posição vendida da comercializadora afetada sejam suspensos, as contrapartes destes contratos serão afetadas, ficando expostas no MCP. Algumas destas contrapartes podem ter dificuldade para honrar seus compromissos, o que pode provocar um efeito dominó.

Desta forma, há riscos relevantes para as operações bilaterais no mercado livre. Os vendedores correm risco de *contraparte* dos agentes a quem vendem energia. Já os compradores correm risco de *registro* e de *suspensão de registro* de seus contratos, podendo ficar expostos ao MCP, caso a contraparte não seja capaz de cumprir suas obrigações de registro ou de depósito de garantias junto à CCEE.

Neste contexto, é relevante que, tanto agentes vendedores, como compradores, tenham práticas rigorosas de gestão de risco e de avaliação prévia de crédito das contrapartes, de forma que o vendedor possa mitigar o risco de contraparte e o comprador aqueles associados ao vendedor ser capaz de entregar o produto contratado.

Entretanto, cabe destacar que parte do elevado grau de risco envolvido no ACL decorre, em boa medida, da estruturação formal do mercado. Trata-se de um mercado de balcão não organizado, isto é, em que não há uma entidade com a incumbência de administrá-lo, como acontece com os mercados de balcão organizados aprovados pela CVM. Nestes mercados, o administrador tem a capacidade para verificar as posições líquidas dos agentes e tem a responsabilidade de, caso se verifique alguma não conformidade com as regras de operação no mercado, impedir que um agente firme novos contratos. Isto não elimina o risco de crédito embutido em contratos bilaterais, mas dá segurança aos agentes de que as posições dos participantes do mercado são monitoradas e que práticas mínimas de gestão de risco são realizadas.

Finalmente, destaca-se que, no atual desenho de mercado, há *risco de contágio* dos problemas de um agente para outros, o que, no limite, representa um risco sistêmico. Um agente comprador que se torne inadimplente com seus contratos, ou um agente vendedor que não disponha de energia ou contratos para honrar suas posições, pode afetar outros agentes, os quais, por sua vez, também podem passar a ter problemas financeiros.

Algumas ideias preliminares para tratar dos problemas levantados, aqui, sobre o Ambiente de Contratação Livre serão apresentadas na Seção 3.

2.3. Histórico dos modelos de garantias do Mercado de Curto Prazo

Desde a época do Mercado Atacadista de Energia (MAE), foram adotados diversos modelos diferentes de aporte de garantias financeiras para assegurar as operações no Mercado de Curto Prazo.

O primeiro modelo foi adotado após a publicação da Resolução ANEEL nº 161/2001. Neste modelo, os agentes de mercado deveriam constituir garantias para o fiel cumprimento das obrigações de compra e venda de energia no âmbito do MAE. As garantias podiam ser constituídas de duas formas: (i) celebração de Contrato de Constituição da Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações com uma instituição bancária; ou (ii) apresentação, por parte do agente de mercado, de Carta de Fiança Bancária ou de outros recursos financeiros e direitos creditórios, no valor entre 25% e 30% da estimativa de compra anual de energia no MAE⁵.

⁵ Assim previa a Resolução nº 161/2001:

“Art. 5º Para garantia do fiel cumprimento das obrigações de compra e venda de energia no âmbito do MAE, o Agente de Mercado deverá, no prazo de 30 dias após aprovação do modelo de contrato pelo COMAE, escolher um Banco e com o mesmo firmar o Contrato definido no inciso V, art. 2o, desta Resolução. (...)”

Art. 6º Alternativamente ao que determina o art. 5o desta Resolução, a garantia do fiel cumprimento das obrigações de compra de energia no MAE poderá ser estabelecida por meio de Carta de Fiança Bancária, ou por outros recursos financeiros e direitos creditórios, devendo a mesma ser apresentada ao Agente Administrador de Serviços do Mercado pelo Agente de Mercado em até 30 dias após a publicação desta Resolução.

§ 1º No caso de Carta de Fiança Bancária, a mesma deverá ser emitida por instituição financeira autorizada a funcionar no País e ter a validade mínima de 120 dias, com o valor correspondente a 25% da estimativa de compra anual de energia no MAE por parte do Agente de Mercado.

§ 2º Para os efeitos da liquidação financeira das obrigações relativas às transações no MAE, incluem-se, como recursos financeiros e direitos creditórios, os recebíveis de energia, os Certificados de Depósitos Bancários, os títulos públicos e outros recursos financeiros ou direitos creditórios aceitáveis de acordo com critérios definidos pelo Agente de Liquidação.

§ 3º A aceitação de qualquer um dos tipos de garantias definidos no § 2o deste artigo, individualmente ou de forma combinada, implica o seguinte:

I - devem as garantias ser apresentadas em até 30 dias após a publicação desta Resolução;

O valor das garantias não constituía a exata expectativa de exposição dos agentes, mas uma previsão rudimentar desta exposição. De todo modo, o mercado era constituído, à época, essencialmente de geradores hidrelétricos participantes do MRE e de distribuidoras. O mercado livre era incipiente no país, com um número reduzido de comercializadoras e consumidores livres. Além disso, eram poucas as usinas termelétricas com contratos vigentes.

Este primeiro desenho de garantias, na prática, não foi utilizado, pois o mercado de curto prazo não operou até dezembro de 2002, iniciando suas liquidações somente em 2003. Neste interim, a Resolução n° 522/2002 revogou a Resolução n° 161/2001 e estabeleceu que as liquidações até dezembro de 2002 fossem dispensadas de aporte de garantias.

Posteriormente, foi estabelecido um novo modelo de aporte, previsto nas Regras de Comercialização e consolidado nas Resoluções n°s 150/2005 e 216/2006, que vigorou até 2008. Tal modelo tinha como principal característica o cálculo das garantias com base na média das três últimas posições devedoras no MCP⁶. Os novos agentes de mercado (sem histórico na CCEE), por sua vez, deveriam aportar garantias no valor de 5% dos montantes, em MWh, dos contratos de compra e venda de energia elétrica registrados na CCEE, multiplicado pelo PLD vigente à época do cálculo das garantias. Além disso, a Resolução n° 150/2005 determinava

II - o valor das garantias deve corresponder a 30% da estimativa de compra anual de energia no MAE por parte do Agente de Mercado; e

III - a utilização das garantias obriga a renovação das mesmas em até cinco dias úteis após a redução.”

⁶ A Resolução Normativa n° 150/2005 determinou:

“Art.1° Alterar a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro/2005, aprovadas pela Resolução Normativa n° 145, de 1° de fevereiro de 2005.

§ 1° As garantias financeiras deverão ser calculadas considerando os três últimos resultados devedores dos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE nos 24 meses precedentes de contabilização.

§ 2° Os períodos atípicos, tais como os de racionamento e os em que ocorrer o disparo da curva de aversão ao risco, deverão ser excluídos do histórico de 24 meses.

§ 3° O resultado de rentabilização ou de ajuste de contabilização de períodos atípicos não deve, para fins do cálculo das garantias financeiras, ser incorporado ao resultado da contabilização de quaisquer outros meses.”

que períodos chamados de atípicos, tais como os de racionamento e os em que ocorrer o disparo da curva de aversão ao risco, eram excluídos do histórico de 24 meses.

Esse modelo de garantias tinha a grande fragilidade de fazer apenas uma análise da exposição passada, sem considerar eventuais exposições futuras, isto é, o risco que cada agente pode representar para o mercado com sua carteira atual de contrato. Em janeiro de 2008, quando o PLD disparou, alguns agentes ficaram expostos a volumes financeiros significativos no MCP e não precisaram sequer aportar garantias financeiras proporcionais à cobertura de suas exposições, pois tinham posições devedoras reduzidas no passado. Tais agentes tampouco honraram seus compromissos no MCP, causando inadimplência no mercado.

Por isso, em 2008, a ANEEL alterou o arcabouço de garantias por meio da edição da Resolução Normativa nº 336/2008⁷, a qual previa mecanismos de garantia conforme as expectativas de exposições futuras (seis próximas liquidações) dos agentes de mercado⁸. Segundo esta Resolução, caso

⁷ O art. 2º da Resolução Normativa nº 336/2008 previa o novo mecanismo:

“Art. 2º Para fins de apuração do valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente de mercado, deverão ser observados os seguintes critérios:

I - deverão ser considerados os contratos de compra e venda de energia e a geração e/ou consumo do mês anterior ao mês da realização das operações, do mês em curso e dos quatro meses subsequentes;

II - o cálculo da garantia financeira deverá ser realizado com base na expectativa de exposição de cada agente no mercado de curto prazo, observados os marcos temporais de que trata o inciso I;

III - deverá ser considerada como exposição no MCP a diferença positiva entre o requisito, representado pela carga e/ou contrato de venda do agente, e o recurso, representado pela geração e/ou contrato de compra de energia; e

IV - a exposição de que trata o inciso III será valorada com base nos Preços de Liquidação das Diferenças – PLD realizados no mês anterior e no mês em curso, e nos valores do Custo Marginal de Operação – CMO resultantes do Programa Mensal da Operação – PMO, retiradas as restrições internas aos submercados e limitados ao intervalo entre PLD mínimo e PLD máximo, para os meses subsequentes.”

⁸ A regra da Resolução Normativa nº 336/2008 estipulava que todos agentes deveriam aportar garantias com base na exposição de 6 (seis) meses. No entanto, o Módulo Liquidação, das Regras de Comercialização da CCEE, versão 2010, passou a prever, em seu item 2.3.3. que “(...) exclusivamente para os Agentes Distribuidores o cálculo do aporte das Garantias Financeiras considerará um horizonte de dois meses: o

ocorresse inadimplemento e as garantias se mostrassem insuficientes, haveria rateio do saldo devedor entre os agentes credores.

Tal modelo também se mostrou insuficiente para garantir a confiabilidade das operações do MCP. A Nota Técnica nº 87/2012-SEM/ANEEL enumera as fraquezas do modelo:

- i. “Não previne o mercado do mau comportamento de agentes, ou seja, não impede a falta de aporte de GF (garantia financeira) e permite que inadimplentes quanto ao aporte de GF continuem operando no mercado;
- ii. As GF são calculadas com base em análise momentânea das exposições (data específica), permitindo que sejam utilizados mecanismos para distorcer a exposição do agente e, via de consequência, os valores da garantia. Uma das formas utilizadas é o registro de novos contratos de venda após o cálculo da respectiva GF. Esse problema somente pode ser verificado depois que ocorre, quando não há mais mecanismos para se evitar ou mitigar o dano financeiro;
- iii. Na maior parte dos casos, as inadimplências são provocadas por agentes que não aportam garantias, ou seja, nesses casos o mecanismo não é robusto para mitigar os efeitos da inadimplência no MCP;
- iv. Os contratos existentes dos agentes inadimplentes permanecem válidos até que estes sejam desligados, ampliando, com isso, os débitos que são rateados com o mercado; e
- v. A garantia financeira hoje é utilizada como pré-pagamento da liquidação financeira, e não como uma real garantia para as operações no âmbito da CCEE.”

mês anterior ao mês do cálculo (m- 1), que estará em fase final de contabilização, mas que ainda não foi liquidado, e o mês do cálculo (m)”.

2.3.1 Atual modelo de garantias do Mercado de Curto Prazo

Diante dessas fragilidades apontadas pela SEM/ANEEL, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 072/2012, destinada a obter subsídios para o aprimoramento do mecanismo de garantias financeiras.

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

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

A proposta foi implementada em fases. A primeira fase alterou a forma de cálculo das garantias e introduziu a suspensão da eficácia dos registros dos contratos, por meio da REN nº 531/2012⁹. Tal Resolução foi

⁹ "Art. 2º A cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo, a CCEE deverá calcular o valor da garantia financeira a ser aportada pelo agente da CCEE com base na apuração de suas exposições financeiras negativas para o mês de referência.

§ 1º O cálculo de que trata o caput deverá:

I – considerar os montantes de energia contratada relativos à posição contratual final do agente no mês de referência;

II – utilizar os dados de medicação advindos do Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE para o mês de referência;

III – reproduzir todas as apurações algébricas aplicáveis ao processo de contabilização das operações do mercado de curto prazo; e

IV – ser realizado com a aplicação das regras de comercialização necessárias à obtenção de todas as componentes financeiras que formam o valor monetário que será considerado no processo de liquidação financeira do mercado de curto prazo. (...)

Art. 9º Caso o agente vendedor não constitua garantias financeiras no montante estabelecido pela CCEE para o mês de referência, a Câmara deverá promover ajuste nos volumes de energia elétrica associados a

substituída pela REN nº 622/2014, atualmente em vigor, que trata também do estabelecimento dos limites operacionais para os agentes e da introdução de instituições financeiras como garantidoras das operações.

O regramento atual, em suma, disciplina que, a cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do MCP, a CCEE deverá verificar a condição potencial de inadimplência de cada agente vendedor ou cedente, em termos de garantias financeiras constituídas para fins de efetivação de registros validados de seus contratos de venda¹⁰. O cálculo do montante de garantias é realizado posteriormente ao fechamento do mês de referência e considera a exposição do agente ao MCP em relação a este mês.

Caso não haja garantias financeiras suficientes, a CCEE não promoverá a efetivação dos registros dos montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes¹¹.

seus contratos de venda validados pela parte compradora, de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa apurada com os recursos financeiros aportados pelo agente vendedor para honrar suas obrigações no âmbito da liquidação financeira do mercado de curto prazo”.

¹⁰ Conforme art. 19, nos seguintes termos:

“Art. 19. A cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do MCP, a CCEE deverá verificar a condição potencial de inadimplência de cada agente vendedor ou cedente, em termos de garantias financeiras constituídas, observado o disposto no inciso II do art. 17, para fins de efetivação de registros validados de seus contratos de venda.

§ 1º Para os fins dispostos neste Capítulo, considera-se agente vendedor o agente da CCEE que efetue registro de venda de montantes de energia elétrica nos sistemas da CCEE, assim como de cessão de montantes.

§ 2º A verificação de que trata o caput deverá ser realizada após o encerramento do prazo para aumento do limite operacional ou constituição de garantias avulsas, assim como deverá considerar os dados de medido advindos do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE para o mês de referência”.

¹¹ Conforme estabelecido nos arts. 20 e seguintes:

“Art. 20. A CCEE deve promover a efetivação dos registros de montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes apenas quando suportados por garantias financeiras, montantes de geração medidos ou por outros montantes de compra já registrados e validados.

§ 1º Para a efetivação a que alude o caput, caso o agente vendedor ou cedente não constitua garantias financeiras para o mês de referência, a CCEE deverá promover ajuste nos volumes de energia elétrica associados a seus contratos de venda ou cessão validados pela parte compradora ou cessionária, de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa apurada com os recursos financeiros aportados pelo agente vendedor ou cedente para honrar suas obrigações no âmbito da liquidação financeira do MCP, conforme disposto no art. 21.

§ 2º A compatibilização de que trata o § 1º deverá ser alcançada mediante:

De acordo com o normativo, as garantias financeiras devem ser constituídas pelo agente da CCEE mediante a contratação de operação de crédito junto a um agente garantidor, quando se tratar do limite operacional, e junto a qualquer instituição financeira apta a atuar em território nacional, de acordo com a aceitação do agente de liquidação, quando se tratar de garantias avulsas¹².

I – o ajuste de montantes de energia elétrica atrelados aos contratos de venda ou cessão segundo os critérios estabelecidos no art. 21;

II – a utilização de todas as equações algébricas e dados de entrada aplicáveis ao processo de contabilização das operações do MCP para fins de apuração da exposição financeira negativa do agente vendedor; e

III – a conversão, para montantes de energia expressos em MWh, do valor correspondente à diferença entre o valor apurado das exposições financeiras negativas para o mês de referência e o valor efetivamente aportado de garantias financeiras.

§ 3º *A conversão necessária para o processamento do disposto no inciso III do § 2º será promovida com base nos montantes modulados de energia contratada e nos valores horários do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do submercado de registro do respectivo contrato.*

§ 4º *A não efetivação de montantes de energia elétrica contratados, registrados e validados produz efeitos exclusivamente no âmbito da contabilização e liquidação financeira do MCP e demais apurações de responsabilidade da CCEE, sem prejuízo das avenças bilaterais e do direito à eventual reparação civil do contratante prejudicado.*

Art. 21. *O ajuste de montantes de energia elétrica a que alude o § 2º do art. 20 deve priorizar, na ordem seguinte, os volumes associados a:*

I - contratos livremente negociados, inclusive os de venda realizados por agentes habilitados à comercialização varejista;

II - contratos decorrentes de leilão de ajuste;

III - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs decorrentes de leilão de empreendimentos de geração existentes; e

IV - demais CCEAR e contratos de compra por agentes habilitados à comercialização varejista.

§ 1º *Sobre os volumes de energia associados aos contratos referidos no inciso I do caput, deve observar, como critério de priorização interna, a data de validação de registro mais recente de volume de energia.*

§ 2º *Sobre os volumes de energia associados aos contratos descritos nos incisos II a IV do caput, o ajuste deve ser efetivada proporcionalmente aos montantes contratados.*

§ 3º *Sobre os volumes de energia associados a CCEAR na modalidade de disponibilidade, o ajuste deve ser efetivada somente quanto à quantidade de energia cujas exposições financeiras no MCP no âmbito da CCEE sejam assumidas pelo vendedor.*

§ 4º *O ajuste dos montantes de contratos referidos nos incisos II a IV do caput implicam em acerto financeiro nos valores a faturar pela energia contratada referente ao mês contabilizado. (Redação dada pela REN ANEEL 658 de 14.04.2015)*

§ 5º *Os Contratos Bilaterais Regulados (CBRs), utilizados para operacionalizar os contratos de que tratam os arts. 5º e 10º da Lei no 13.182/2015 serão considerados como os contratos referidos no inciso I do caput. (NR) (Incluído pela REN ANEEL 802 de 19.12.2017)“*

¹² A CCEE deve ser aceitar os seguintes ativos financeiros, isoladamente ou em composição:

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

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

No entanto, toda a sistemática em relação à exigência de limite operacional foi suspensa pelo Despacho ANEEL nº 2.718/2015, tendo em vista que as instituições financeiras não possuíam sistemas e serviços adequados¹³ até o início da vigência da REN nº 622/2014. Neste contexto, o Despacho determinou:

- i. Suspender, até a expedição de nova disciplina pela ANEEL, a exigibilidade do disposto no art. 30 da REN nº 622/2014; e
- ii. Até que se torne exigível a constituição de limites operacionais, de que trata a REN nº 622/2014, os agentes da CCEE proponentes ou habilitados à comercialização varejista devem constituir garantias financeiras equivalentes ao limite operacional, mediante: (a) contratação de cartas fiança com prazos de vencimento em 30, 60 e 90 dias, aportando mensalmente nova carta fiança com vencimento

I - moeda corrente nacional;

II - títulos públicos federais;

III - carta de fiança; ou

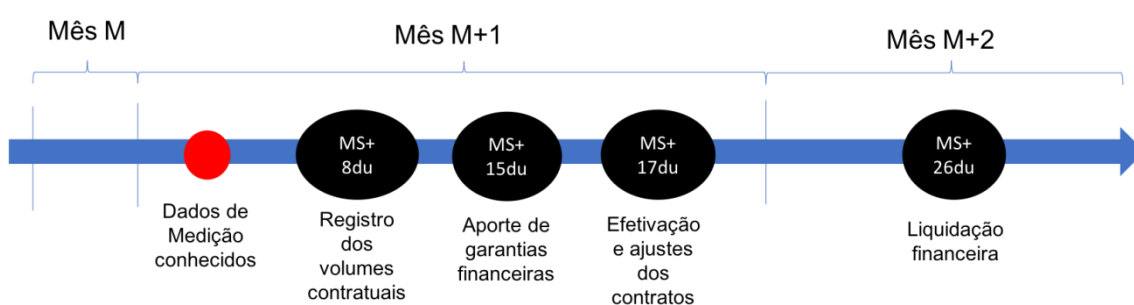
IV - quotas de fundos de investimento extramercado.

¹³ O Voto do Diretor Relator José Juhrosa Júnior, que fundamentou a decisão consubstanciada no Despacho nº 2.718/2015, relata o seguinte: *“ocorre que, conforme consta da carta CT-CCEE-1227/2015, as instituições financeiras informaram que não possuirão sistemas e serviços adequados até o início da vigência definida pela REN 622. Portanto, atualmente nenhum banco credenciado na CCEE comercializa o produto Limite Operacional.”* No entanto, é possível que a falta de sistemas e serviços adequados tenha ocorrido pela ausência de interesse das instituições financeiras em oferecer o produto, uma vez que o modelo de comercialização de energia está estruturado de forma que o limite operacional traria um risco demasiadamente alto para estas instituições.

para 90 dias; ou (b) outros ativos financeiros aceitos e assegurados pelo agente de liquidação, desde que permitam a mesma sistemática do limite operacional, notadamente a possibilidade de execução fracionada mensal. A constituição de garantias financeiras, nos termos referidos em (ii), deve ser informada pelo agente de liquidação à CCEE.

A Figura 2, abaixo, resume os prazos envolvidos no processo de liquidação financeira no MCP, as respectivas datas de aporte de garantias e eventual redução contratual.

Figura 2: Prazos de Liquidação Financeira no MCP



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Procedimentos de Comercialização da CCEE.

Percebe-se que a apuração da necessidade de garantias continua sendo realizada após a medição da energia consumida pelos agentes representantes da carga.

O efeito do não aporte de garantias é a redução dos contratos bilaterais entre as partes e a penalização do agente que não cumpriu com as obrigações de aporte e de liquidação no MCP. A redução dos contratos é, por um lado, um avanço em relação à regulamentação anterior, na medida em que induz o comprador de energia a buscar vendedores de maior idoneidade e capacidade econômico-financeira. Por outro lado, a redução de contratos de venda de um agente que não deposita garantias financeiras tem o efeito de propagar os problemas deste agente as suas

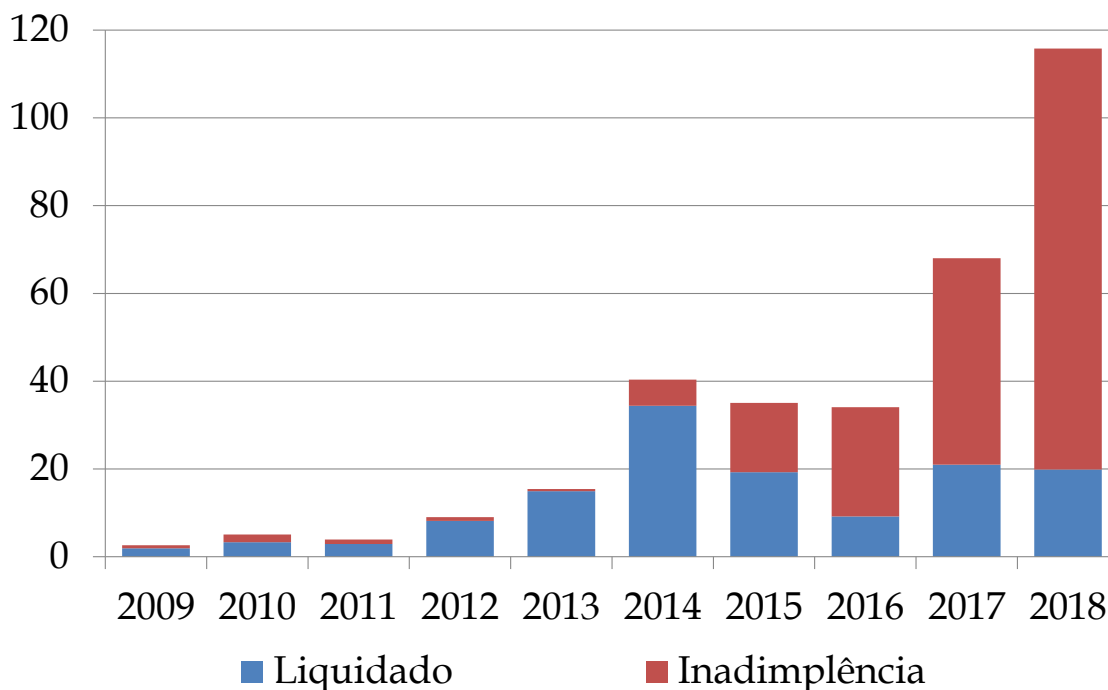
contrapartes, que se verão obrigadas a comprar ao PLD a energia que originalmente estaria coberta por um contrato. Em situações adversas em que os preços de curto prazo estejam elevados, há risco de quebra de outros agentes em um nocivo efeito dominó.

Finalmente, não há um mecanismo de gestão de risco que impeça a abertura de posições a descoberto, que elimine os contratos de agentes que não obedeçam à chamada de margem sem afetar a contraparte ou, ainda, que elimine o risco de inadimplência no MCP.

2.3.2 Inadimplência na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Os pagamentos na CCEE têm apresentado um histórico de inadimplência muito elevado. Neste sentido, o Gráfico 3 traz os valores contabilizados na Câmara, nos últimos 10 anos, com a separação entre os valores efetivamente liquidados e a inadimplência por qualquer razão.

Gráfico 3: Contabilização da CCEE
Valores Liquidados e Inadimplência, entre 2009 e 2018
(em R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, InfoMercado, Dados Gerais, www.ccee.org.br.

Em termos absolutos, os maiores volumes de inadimplência têm sido observados de 2015 em diante, com o agravamento da crise hidrológica e, em grande medida, como resultado do questionamento por via judicial das regras de comercialização, através do qual muitos agentes obtiveram decisões liminares isentando-os de depositar os valores devidos à CCEE. Cabe ressaltar, porém, que houve inadimplência em todos os dez anos de histórico, em um montante que, em média, foi de 38,6% do total contabilizado em cada ano. Mesmo entre 2009 e 2013, quando a inadimplência foi relativamente pequena em termos absolutos, em termos relativos ela foi, em média, 20,1% dos valores contabilizados em cada ano.

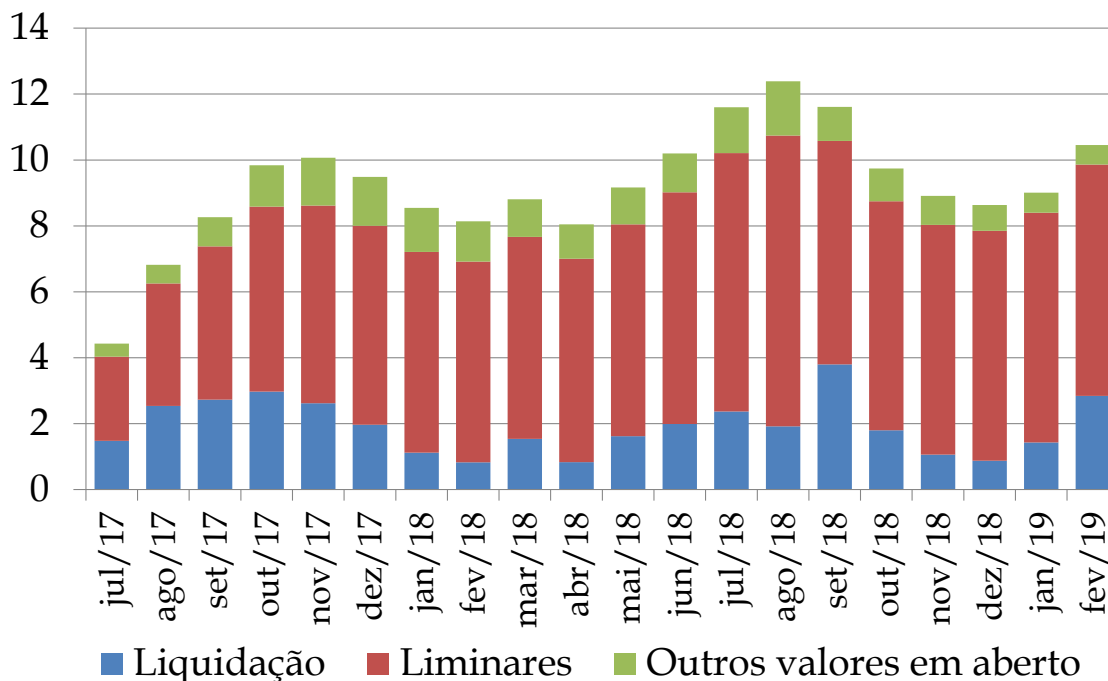
Para interpretar adequadamente os dados, é importante entender como são contabilizados os valores em aberto na CCEE, os quais, ocorrendo por qualquer razão, entram novamente na contabilização da CCEE do mês

seguinte. Se os agentes envolvidos não regularizam a situação neste segundo mês, os valores ainda em aberto entram na contabilização do mês subsequente, assim ocorrendo até a regularização da situação. A consequência prática disso é que os valores em aberto podem ser contabilizados por diversos meses, inflando os valores totais contabilizados em um ano ou mesmo em um período superior a um ano.

Por exemplo, algumas decisões judiciais suspenderam a exigibilidade de débitos de valores elevados durante períodos prolongados e, a cada mês, estes valores entram novamente na contabilização. Em 2018, chegou-se a uma inadimplência elevadíssima, da ordem de R\$ 96 bilhões. Grande parte deste número tem como origem os débitos com exigibilidade suspensa por decisão judicial, relacionados a liminares relativas ao GSF (*Generation Scaling Factor*) de geradores hídricos que vendem energia ao mercado livre e que ficaram em aberto durante todo o ano.

A partir de julho de 2017, o InfoMercado da CCEE passou a discriminar os valores em aberto em decorrência de liminares daqueles de inadimplência propriamente dita. O Gráfico 4 apresenta a contabilização da CCEE, entre os meses de julho de 2017 e fevereiro de 2019, dividida entre valores efetivamente pagos a cada mês, valores cobertos por liminares, basicamente relativas ao GSF, e outros valores em aberto.

Gráfico 4: Contabilização da CCEE
Valores Liquidados, Liminares e Outros Valores em Aberto
Julho de 2017 a Fevereiro de 2019 (em R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria com base em CCEE, InfoMercado, Relatórios Mensais, www.ccee.org.br.

Observa-se, neste gráfico, que a maior parte da inadimplência é resultado de liminares. Os valores ainda em aberto, em fevereiro de 2019, nesta classificação equivaleram a R\$ 7,02 bilhões. Por outro lado, os valores classificados como *Outros valores em aberto* correspondem, basicamente, à inadimplência por parte de algumas distribuidoras, as quais, pela regra atual, são isentas do depósito de garantias na CCEE e, com alguma frequência, ficam inadimplentes. Também há valores em aberto devido à recuperação judicial e ao parcelamento dos débitos até a sua efetiva regularização de alguns agentes.

3. Possíveis melhorias no modelo de comercialização

Diante do exposto ao longo do texto, é possível concluir que existem fragilidades nos sistemas de garantias e pagamentos do mercado atacadista do Setor Elétrico Brasileiro, tanto nas transações bilaterais de compra e venda de energia, seja no ACR ou no ACL, quanto nas transações no MCP. Nesta seção, são apresentadas algumas possíveis melhorias, tanto aquelas que dependem de alterações de caráter amplo no mercado de energia, como outras que podem ser implementadas em prazo mais curto, sem alterar substancialmente o atual modelo de comercialização de energia no atacado.

3.1. Transações de distribuidoras (CCEAR e MCP)

Em relação às transações bilaterais do ACR, decorrentes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, apesar de a estrutura dos CCGs celebrados entre geradores, distribuidoras e bancos gestores ser robusta (as receitas da distribuidora são empenhadas para garantir o pagamento dos CCEAR), os agentes, em alguns casos, não estão cumprindo as obrigações constantes nestes contratos e, como consequência, algumas distribuidoras vêm inadimplindo suas obrigações financeiras dos CCEARs. Este problema diz mais respeito à gestão dos contratos do que ao seu desenho.

O grande número de contratos firmado a cada leilão do ACR, entre cada vendedor e cada distribuidora que declarou necessidade de compra de energia no leilão, gera um expressivo volume CCGs, os quais, na prática, nem sempre são implementados adequadamente. A solução para este problema passa, no curto prazo, por uma fiscalização rigorosa e contínua da ANEEL, com o apoio da CCEE, para assegurar o cumprimento das obrigações contidas nos CCGs.

Por outro lado, algumas distribuidoras em dificuldades financeiras por vezes têm ficado inadimplentes no MCP, provocando o

compartilhamento do inadimplemento entre os agentes credores. Destaca-se que este problema é de difícil solução no desenho regulatório atual. Como as distribuidoras possuem consumidores cativos e seu mercado está vinculado a uma concessão, em caso de inadimplência, na prática, não é possível excluí-las de forma expedita do mercado de energia.

Um eventual processo de caducidade de uma concessão é demorado, de forma que entre o momento em que a distribuidora apresenta problemas financeiros e a entrada de um novo concessionário capaz de assumir seus passivos pode transcorrer muito tempo. Este risco pode ser gerenciado de forma indireta através da supervisão, por parte da ANEEL, da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras. Através de ações de fiscalização, o regulador pode agir tempestivamente para evitar a deterioração acentuada da situação financeira das concessionárias, situação que pode induzir o inadimplemento da distribuidora no MCP.

Uma solução estrutural – e, portanto, de longo prazo – para o risco de inadimplência das distribuidoras no MCP passa pela separação entre as atividades de comercialização e de distribuição (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2017a). A distribuição, isto é, a atividade de gestão e manutenção de redes elétricas, é uma típica atividade de monopólio natural e pode continuar no regime de concessão, sujeita à regulação econômica pela ANEEL. Já a atividade de comercialização, que é potencialmente competitiva, ficaria a cargo de outra empresa, com um regime regulatório compatível com a operação em um mercado de energia competitivo, o que implica na possibilidade de exclusão do mercado de um comercializador inadimplente¹⁴.

¹⁴ A separação das atividades de distribuição e de comercialização, acompanhada da liberalização do mercado de varejo, possui várias implicações importantes. Em um mercado de varejo liberalizado, em que a comercialização está sujeita à competição, é preciso prever um tratamento regulatório adequado para uma situação em que ocorra a quebra de um comercializador varejista, considerando que a carteira de clientes deste agente segue consumindo energia. Para que os consumidores sejam adequadamente atendidos e não haja interrupção dos fluxos de pagamentos no mercado de energia, é preciso ter regulamentada a

Adicionalmente, os autores defendem a adoção de uma bolsa de energia associada a uma *clearing house*, sujeitas à regulação financeira, como forma mais robusta de estruturar o mercado de energia. Entretanto, uma solução deste tipo não parece compatível com o atual desenho do ambiente de comercialização regulado. Para adotar uma bolsa de energia sujeita à regulação financeira, é preciso que a *clearing* seja capaz de liquidar em curto prazo as posições de um agente inadimplente, que, com isso, na prática é retirado do mercado. Ora, isso não é possível se esse agente é detentor uma distribuidora que é detentora de uma concessão e que tem clientes cativos que devem necessariamente ser supridos por ela.

3.2. Segurança das transações no Mercado de Curto Prazo

No que tange à segurança das transações no MCP de uma forma mais geral, isto é, para além dos problemas específicos relacionados às distribuidoras, já tratados acima, existem problemas de duas naturezas distintas.

Por um lado, o atual mecanismo de aporte de garantias financeiras do MCP tem se mostrado frágil, pois constitui mera antecipação, de alguns dias, ao pagamento da liquidação, através do aporte dos valores devidos, acrescido de uma pequena margem. Ademais, ele não se aplica a todos os agentes, considerando que as distribuidoras atualmente são dispensadas de constituir garantias para eventuais débitos no MCP.

Apesar dos sucessivos aprimoramentos do modelo de garantias, principalmente a partir de 2012, constatou-se que nenhuma das modalidades adotadas, no Brasil, para constituição de garantias financeiras a fim de assegurar o cumprimento das obrigações dos agentes no MCP foi efetiva para eliminar ou mitigar substancialmente o risco de inadimplência.

figura do comercializador de último recurso, que tem a obrigação de assumir a carteira de clientes de um comercializador varejista com problemas financeiros.

Por outro lado, a inadimplência na CCEE parece ter outras causas para além da fragilidade do modelo atual de garantias. Os dados apresentados acima, no Gráfico 3, permitem constatar que, em todos os últimos dez anos, uma parte substancial dos montantes contabilizados na CCEE deixou de ser honrado pontualmente, situação que se agravou a partir de 2015. Demonstrou-se, no Gráfico 4, que a maior parte da inadimplência em período recente é devida a liminares protegendo agentes com débitos na CCEE, o que indica que as regras de comercialização de energia têm se mostrado vulneráveis à contestação judicial.

Diversas categorias de agentes questionaram, na Justiça, as regras de comercialização e muitas vezes obtiveram decisões favoráveis, isentando-os de pagar débitos contabilizados na CCEE (geradores hídricos, geradores térmicos e geradores com projetos em atraso) ou eximindo-os do rateio da inadimplência, isto é, estabelecendo uma preferência para pagar os créditos de alguns agentes (comercializadoras e geradores térmicos). Também tem ocorrido inadimplência por outras razões, com destaque à inadimplência das distribuidoras, sobretudo das concessionárias federalizadas que foram recentemente privatizadas e das concessionárias estaduais com problemas financeiros.

No que diz respeito ao primeiro ponto, isto é, à fragilidade do desenho de garantias da CCEE, ela é decorrência do fato de o mercado de energia estar estruturado como um mercado de balcão desorganizado. Logo, não existe um administrador do mercado que conheça efetivamente as posições contratuais dos agentes, no momento em que elas são abertas, capaz de coibir a formação de posições excessivamente alavancadas. A CCEE não possui mecanismos para avaliar, previamente às medições, se os agentes estarão expostos ao MCP, o que torna inviável a exigência antecipada de garantias.

A condição básica para solucionar este problema de forma robusta é a estruturação do mercado de energia como um mercado de balcão organizado, em que os contratos sejam registrados em uma entidade competente tão logo firmados e seu administrador tenha a

responsabilidade de conhecer as posições contratuais líquidas dos agentes e de restringir o acesso ao mercado àqueles que se desenquadrem aos critérios máximos de alavancagem ou às condições de acesso ao mercado.

O segundo ponto, isto é, os níveis elevados de inadimplência observados no MCP, cuja maior parte está amparada em decisões judiciais, parece estar relacionado a uma característica básica do desenho do mercado atacadista de energia brasileiro. O sistema é baseado em contratos de prazos longos, desconsiderados na definição do despacho de curto prazo, mas que tendem a expor aos agentes a diferenças no MCP, as quais eles não são capazes de gerenciar (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2017a). Em situações em que o PLD permanece por muito tempo em patamares elevados, agentes operando no mercado de energia podem ser expostos a um risco financeiro elevado (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2010), o que, na prática, deu origem a uma judicialização maciça ao longo da crise hidrológica recente.

A separação de lastro e energia pode ser uma forma de resolver este problema, com os geradores comercializando um produto de longo prazo, relacionado à capacidade de conferir confiabilidade ao sistema, e vendendo energia física no curto prazo (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2017). Assim, mesmo sem a indução de contratos de longo prazo de energia descolados do despacho efetivo, o problema apontado pode ser contornado.

3.3. Mercado Livre

Em relação especificamente à segurança nas transações do mercado livre de energia, recentemente, a quebra de comercializadoras chamou bastante atenção. Uma solução passível de implementação em prazo relativamente curto é utilizar uma supervisão financeira nos moldes da praticada nos mercados financeiros para monitoramento das posições bilaterais dos agentes. Nos mercados financeiros, o regulador costuma

induzir que os mercados de contratos bilaterais se organizem na forma de mercados de balcão organizados, com o administrador do mercado sendo responsável por conhecer as posições dos agentes e implementar uma política de controle de condições mínimas de acesso ao mercado e de alavancagem. Na prática, isto equivale a integrar a negociação ao registro de contratos.

Atualmente, mesmo contratos negociados em ambiente eletrônico, notadamente na BBCE, não possuem registro automatizado, o que cria um risco com relação ao registro do contrato em si, que poderia ser mitigado via registro automático. Além disso, tal medida proporcionaria informações mais precisas sobre a exposição de cada agente, facilitando sobremaneira a análise de risco e crédito das contrapartes nas transações bilaterais do mercado livre.

Uma maior segurança nas transações pode ser obtida pelo monitoramento, por parte do regulador ou do operador do mercado, das posições bilaterais dos agentes e pela obrigatoriedade de registro imediato de todas as transações bilaterais fechadas no ambiente. Isto poderia ser feito mediante a obrigação de registro dos contratos do ACL em uma entidade administradora do mercado de balcão organizado, autorizada pela CVM. Nesta hipótese, o risco dos contratos continuaria sendo bilateral, mas haveria um ganho em termos de supervisão e monitoramento do mercado.

Outra medida de aperfeiçoamento do mercado livre pode ser um maior rigor nos requisitos para autorização de um comercializador de energia por parte da ANEEL. Neste sentido, seria possível aumentar as exigências de acesso ao mercado, uma vez que o atual requisito de capital social de R\$ 1 milhão (art. 4º, VI da Resolução Normativa nº 678/2015) para constituição de comercializadoras pode ser considerado baixo. Na mesma linha, outras exigências poderiam ser consideradas, como requisitos mínimos de governança. Pode-se, por exemplo, verificar a capacidade de gestão de risco das comercializadoras, exigindo a formação adequada dos profissionais responsáveis e sua independência em relação aos

profissionais dedicados à negociação, bem como assegurar que a remuneração variável dos gestores de risco não esteja vinculada aos ganhos com negociações em mercado.

Finalmente, em prazo mais longo, é possível introduzir a negociação de energia em ambiente de bolsa, com contraparte central, o que constituiria uma alternativa interessante para eliminar o risco de crédito na negociação de contratos no mercado livre.

4. Conclusões

O modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado tem apresentado diversas fragilidades financeiras. Foi visto, ao longo do texto, que, embora o desenho das garantias dos contratos do mercado regulado seja satisfatório, a implementação dos contratos de constituição de garantias tem sido problemática e carece de maior fiscalização.

Dois problemas estruturais têm afetado o Mercado de Curto Prazo da CCEE. Por um lado, algumas distribuidoras têm ficado inadimplentes em diversas ocasiões, com relativamente pouco a se fazer a respeito em um ambiente em que elas possuem consumidores cativos e, por isso, precisam comprar energia continuamente. Assim, na prática, as concessionárias não podem ser afastadas do mercado.

Por outro lado, as regras de comercialização têm sido objeto de questionamento judicial e, como consequência, um grande volume de débitos contabilizados pela CCEE tem sua exigibilidade suspensa. As principais ações dizem respeito ao questionamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia das hidroelétricas, em que geradores conseguiram se proteger, na Justiça, total ou parcialmente contra situações em que há déficit de geração hídrica (GSF, no jargão do setor). Contudo, além dos geradores hídricos, geradores térmicos e geradores com projetos em atraso também recorreram à Justiça para ficarem isentos de pagar débitos contabilizados na CCEE. Já outros

agentes questionaram judicialmente as regras de rateio da inadimplência e conseguiram obter preferência para receber seus créditos.

A fragilidade do MCP a questionamentos pela via judicial parece estar relacionada a uma característica do desenho do mercado atacadista de energia brasileiro, qual seja, a comercialização de energia é baseada em contratos de prazos normalmente longos, os quais não são considerados para a definição do despacho de curto prazo. Este desenho de mercado pode expor os agentes a diferenças no MCP que não são capazes de gerenciar (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2017a) e que, em situações de seca prolongada, podem resultar em exposições de valores elevados para alguns deles (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2010).

Tendo em vista que a lógica de despacho e as regras de comercialização não dependem dos agentes, mas sim, em última instância, do governo, abriu-se espaço para uma judicialização maciça ao longo da crise hidrológica recente. A eventual separação entre lastro e energia pode ser uma forma de resolver este problema, com os geradores, por um lado, comercializando um produto de longo prazo relacionado à confiabilidade do sistema e, por outro, vendendo energia física no curto prazo (CASTRO; BRANDÃO *et al*, 2017). Com isso, não haveria mais a atual indução de contratos de longo prazo que envolvem a obrigação de entrega de energia, embora descolada do despacho efetivo, o que poderia contribuir de forma decisiva para contornar o problema apontado.

Já a fragilidade do desenho de garantias da CCEE decorre do fato de o mercado de energia estar estruturado como um mercado de balcão desorganizado, isto é, sem que exista um administrador que conheça efetivamente as posições contratuais dos agentes no momento em que elas são abertas e que seja capaz de coibir a formação de posições excessivamente alavancadas. A CCEE não tem como avaliar, previamente às medições, se os agentes estarão expostos ao MCP, o que torna inviável a exigência antecipadamente garantias.

A condição básica para solucionar este problema de forma robusta é que o mercado de energia se estruture como um mercado de balcão organizado, em que os contratos sejam registrados em uma entidade competente tão logo firmados e seu administrador tenha a responsabilidade de conhecer as posições contratuais líquidas dos agentes e de restringir o acesso ao mercado daqueles que se desenquadrem aos critérios máximos de alavancagem ou às condições de acesso ao ambiente. Uma solução nesta linha teria a vantagem de tornar os contratos do mercado livre mais robustos, pois, ainda que o risco permaneça sendo bilateral, passará a haver controle do nível de alavancagem dos agentes.

|

5. Bibliografia

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Resolução n° 658, de 14 de abril de 2015. Brasília. DOU, 02.03.2015.

____. Resolução n° 161, de 20 de abril de 2001. Brasília. DOU, 23.04.2001.

____. Resolução n° 522, de 23 de setembro de 2002. Brasília. DOU, 24.09.2002.

____. Resolução n° 150, de 28 de fevereiro de 2005. Brasília. DOU, 02.03.2005.

____. Resolução n° 216, de 04 de abril de 2006. Brasília. DOU, 10.04.2006.

____. Resolução Normativa n° 336, de 28 de outubro de 2008. Brasília. DOU, 12.11.2006.

____. Resolução Normativa n° 531, de 21 de dezembro de 2012. Brasília. DOU, 17.01.2013.

____. Resolução Normativa n° 678, de 01 de setembro de 2015. Brasília. DOU, 16.09.2015.

____. Despacho n° 2.718, de 18 de agosto de 2015. Brasília. DOU, 26.08.2015.

____. Nota Técnica n° 086/2013-SEM/ANEEL. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/067/documento/nt_086_2013_sem_abertura_ap_gfin_r16_25jun13.pdf. Acessado em 21 de março de 2019.

____. Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/A_NEXO_2_CCEAR_A-6_2018_CARVAO.pdf. Acessado em 27 de março de 2019.

____. Processo Administrativo nº 48500.003559/2015-71. <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>. Acessado em 27 de março de 2019.

BALCÃO BRASILEIRO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA (BBCE). Minuta de contrato padrão de comercialização de energia no ACL. <https://www.bbce.com.br/wp-content/uploads/2019/02/contrato-padrao-bbce-v5.03.pdf>. Acessado em 27 de março de 2019.

BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. DOU, 05.03.1993.

____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. DOU, 16.03.2004.

____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. DOU, 30.07.2004.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Resultado Consolidado dos Leilões. Acessado em 14 de abril de 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leilão&afrLoop=678923797704103&adf.ctrl-state=9vy3u891i_63#!%40%40%3F_afrLoop%3D678923797704103%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_afrLoop%3D678923797704103&adf.ctrl-state%3D9vy3u891i_67.

____. InfoMercado Mensal. Fevereiro de 2019. Acessado em 14 de abril de 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=769789178165111&adf.ctrl-state=1bcw9218gq_102#!%40%40%3F_afrLoop%3D769789178165111%26_afrLoop%3D769789178165111&adf.ctrl-state%3D1bcw9218gq_106.

____. Regras de Comercialização. Módulo Liquidação. Versão 2010. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=195778045816663&adf.ctrl-state=195778045816663&adf.ctrl-state%3D195778045816663&adf.ctrl-state%3D195778045816663.

[state=7aaurebwl_46#!%40%40%3F_afrLoop%3D195778045816663%26_adf.ctrl-state%3D7aaurebwl_50.](#)

CASTRO, N.; BRANDÃO, R. *O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17. GESEL-UFRJ. 2010. www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; MACHADO, A.; GOMES, V. *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. 2017.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; MACHADO, A.; GOMES, V. *Contribuições para o Aperfeiçoamento do Mercado Atacadista de Energia Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 77. GESEL-UFRJ. 2017a.

GOMES, V. *Separação entre Lastro e Energia: Fundamentos e Possíveis Consequências para os Novos Geradores*. Brasil Energia. 17 de outubro de 2016. Acessado em 14 de abril de 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/38_gomes5.pdf.